UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO-USP

ESCOLA POLITÉCNICA

Patry Johana Colorado Vallejo

# Análise da Transição para Operação Ilhada de Microrredes com Geração Eólica e Armazenamento de Energia

São Paulo

2022

#### Patry Johana Colorado Vallejo

# Análise da Transição para Operação Ilhada de Microrredes com Geração Eólica e Armazenamento de Energia

#### Versão Corrigida

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de potência

Orientador: Prof. Dr. Ahda Pionkoski Grilo Pavani

Coorientador: Prof. Dr. Maurício Barbosa de Camargo Salles

São Paulo

2022

Este exemplar foi revisa responsabilidade única	do e corrigido em do autor e com a a	relação à ve nuência de	ersão original, sob seu orientador.
São Paulo, <u>06</u> de _	06	de	2022
Assinatura do autor:	Patry Johana Co	lorado Val	lejo
Assinatura do orientado	r: Anda	Gib	

Catalogação-na-publicação

Vallejo, Patry Johana Colorado Análise da transição para operação ilhada de microrredes com geração eólica e armazenamento de energia / P. J. C. Vallejo -- versão corr. -- São Paulo, 2022. 106 p.

106 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Geração distribuída 2.Microrredes 3.Geração eólica 4.Operação isolada 5.Armazenamento de energia I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

### Agradecimentos

A Deus, por permitir-me chegar até aqui e tornar um sonho em realidade.

Aos meus pais pelo apoio, amor e valores ensinados, que me tornam melhor pessoa.

A meu irmão pelo apoio e amor sempre presente.

À minha orientadora Prof. Dr. Ahda Pionkoski Grilo Pavani pela orientação, apoio, e paciência no desenvolvimento da pesquisa e presente trabalho.

O meu coorientador Prof. Dr. Maurício Barbosa de Camargo Salles pela orientação, e paciência no desenvolvimento do presente trabalho.

Aos meus colegas de estudo de Laboratório de Redes Elétricas Avançadas LGrid\_USP e do laboratório Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas\_UFABC, que contribuíram de alguma forma e momento no desenvolvimento do presente trabalho.

Ao Brasil, por me acolher e fornecer oportunidades de educação, à USP pela oportunidade de fazer parte desta prestigiosa universidade e programa.

Este trabalho foi financiado pela Universidade de são Paulo (USP) e pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior Brasil (CAPES) Finance Code 001.

#### Resumo

As microrredes podem operar tanto conectadas à rede da concessionária quanto de forma ilhada, sendo que a transição entre estes modos de operação deve ocorrer de forma automática. Entretanto, vários fatores podem comprometer a transição bemsucedida para o modo ilhado, tais como a intermitência e a baixa inércia das fontes renováveis, que podem influenciar na estabilidade da microrrede e, por conseguinte, no sucesso durante a transição para o modo ilhado. Durante a transição para operação ilhada, é necessário detectar o ilhamento e alterar o modo de controle das unidades de geração da microrrede. No entanto, o ponto de operação pode influenciar tanto na detecção da condição ilhada quanto na efetividade dos controles e, desta forma, mesmo que a microrrede tenha capacidade de geração para atender a carga, o sistema pode perder a estabilidade. Diferentes soluções podem ser empregadas para aumentar a capacidade de sucesso de transição para o modo ilhado. No entanto, essas soluções dependem do ponto de operação no momento do ilhamento, o qual devido à alta relação de geração renovável na microrrede deve ser tratado de forma estocástica. Neste contexto, o presente trabalho de doutorado apresenta uma análise sobre a transição de microrredes para o modo de operação ilhado e propõe uma metodologia para avaliação da taxa de sucesso desta transição. A metodologia é baseada em Simulações de Monte Carlo, considerando todas as possíveis condições operativas, dadas pela modelagem e funções de distribuição probabilísticas que permitem estimar de forma estocástica a carga, a geração e o estado de carregamento do sistema de armazenamento por bateria. Os resultados obtidos apresentam a eficácia e influência dos dispositivos e/ou técnicas utilizadas para identificar o estado de operação do sistema considerando a incerteza de cada ponto de operação para a obtenção e melhoramento da taxa de sucesso de ilhamento da microrrede.

**Palavras-chave:** Geração distribuída, microrredes, redes de distribuição, gerador síncrono, geração eólica, operação isolada, armazenamento de energia.

#### Abstract

Microgrids can operate connected to the utility network or in isolated form, and the transition between these modes of operation must occur automatically. However, several factors can compromise the successful transition to island mode, such as the intermittency and low inertia due to renewable sources, which can influence the stability of the microgrid and therefore the success during the transition to island mode. During the transition, it is necessary to detect the island condition and change the control mode of the microgrid generation units. However, the point of operation can influence both the detection of the islanding condition and the effectiveness of the controls, and therefore, even if the microgrid has the generation capacity to meet the load, the system may lose stability. Different solutions can be used to increase the capacity to perform a successful transition to island mode. However, these solutions depend on the point of operation at the moment of the island, which, due to the high rate of renewable generation in the microgrid, must be treated stochastic. In this context, this PhD work presents an analysis of the transition from microgrids to island mode of operation and proposes a methodology to assess the success rate of this transition. The methodology is based on Monte Carlo Simulations, considering all possible operating conditions, given by the modeling and the probabilistic distribution functions that allow stochastic estimation of the load, generation and state of charge of the battery storage system. The results obtained show the effectiveness and influence of the devices and/or techniques used to identify the operating state of the system considering the uncertainty of each operating point to obtain and improve the microgrid islanding success rate.

**Keywords:** Distributed generation, microgrids, distribution networks, synchronous generator, wind generation, isolated operation, and energy storage.

# Lista de figuras

Figura 1- Classificação de estabilidade em microrredes.	. 31
Figura 2- Fluxograma da metodologia	. 38
Figura 3- Distribuição probabilística da carga.	. 44
Figura 4- Rede de distribuição empregada para os testes	. 48
Figura 5-DFIG controle inercial	. 49
Figura 6- Controle Droop da bateria	. 50
Figura 7- Armazenamento de energia Flywheel	. 52
Figura 8- Modelo equivalente do gerador síncrono (GS) -MATLAB	. 52
Figura 9. Modelo elétrico do gerador síncrono (GS).	. 53
Figura 10. Modelo equivalente da turbina a vapor e o regulador de velocidade	. 55
Figura 11. Função de transferência da turbina térmica.	. 55
Figura 12. Função de transferência do regulador de velocidade	. 56
Figura 13. Modelo do sistema de excitação – Matlab	. 57
Figura 14. Função de transferência do sistema de excitação do gerador síncrono	. 58
Figura 15. Gerador de indução duplamente alimentado DFIG	. 60
Figura 16. Circuito correspondente da máquina de indução	. 61
Figura 17. O fluxo de ar extraído da turbina.	. 62
Figura 18. Comportamento das curvas do Cp vs $\lambda$ da turbina eólica	. 64
Figura 19. Modelo do controle do conversor ao lado do rotor (RSC)	. 66
Figura 20. Modelo do controle do conversor do lado da rede (GSC)	. 69
Figura 21. Relé de tensão e frequência	. 73
Figura 22- Fluxograma da detecção de ilhamento	. 74
Figura 23. Rede teste de distribuição empregada para os testes	. 77
Figura 24- Tensão da rede _ caso 1	. 78
Figura 25- Frequência da rede _ caso 1	. 79
Figura 26- Tensão da rede _ caso 2	. 79
Figura 27- Frequência da rede _ caso 2	. 80

## Lista de tabelas

Tabela 1. Classificação para pontos de conexão em tensão nominal superior a	1 kV
e inferior a 69 kV	26
Tabela 2. Limites de frequência.	26
Tabela 3. Configurações padrão para requisitos de disparo de frequência	26
Tabela 4. Configurações padrão para requisitos de disparo de tensão	27
Tabela 5. Configurações padrão para requisitos de disparo de frequência	27
Tabela 6. Proporções da distribuição gaussiana mista da carga	81
Tabela 7. Parâmetros da distribuição gaussiana mista da carga	81
Tabela 8. Matriz de covariância do primeiro, segundo e terceiro componente	81
Tabela 9. Resultado técnica híbrida	83
Tabela 10. Resultado técnica passiva	83
Tabela 11. Resultado da simulação_ cenário 1a	85
Tabela 12. Resultado da simulação_ cenário 1b	85
Tabela 13. Resultado da simulação_ cenário 1c	86
Tabela 14. Resultado da simulação_ cenário 2a	86
Tabela 15. Resultado da simulação_ cenário 2b	87
Tabela 16. Resultado da simulação_ cenário 2c	87

Tabela A 1. Dados da subestação.		103
Tabela A 2. Transformador da subestação		103
Tabela A 3. Transformador do GS		103
Tabela A 4. Dados do gerador eólico de 700 KVA		104
Tabela A 5. Dados do gerador síncrono de 3,3 MVA.	Continua	104
Tabela A 6. Dados do gerador síncrono de 3,3 MVA.	Conclusão	105
Tabela A 7. Parâmetros do modelo da turbina e o regulad	or de velocidade	GS.
Continua		105
Tabela A 8. Parâmetros do modelo do sistema de excitação G	S	106

# Lista de abreviaturas e siglas

GD	Geração Distribuída
PCC	Ponto de Conexão com a Concessionária
ZND	Zona de Não-Detecção
VSC	Voltage Source Converter
RSC	Rotor Side Converte
GSC	Grid Side Converte
CRPWM	Correntes de Referência Moduladas por Largura de Pulso
DFIG	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GS	Gerador Síncrono
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alterna
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
VSI	Voltage Source Inverter
BESS	Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria
GMM	Distribuição Normal Gaussiana Mista
PDF	Função de Densidade de Probabilidade
FES	Armazenamento de Energia por Volante
RED	Distributed Energy Resources

SoC	State of Charge
GMM	Mixed Gaussian Distribution Method
ME	Algoritmo de Maximização de Expectativa
SFO	Stator Flux-Oriented
VOC	Voltage Oriented Control

# Sumário

1.	Introdução	13
1.1.	Objetivo	15
1.1.1	1. Objetivos específicos	15
1.2.	Justificativa	15
1.3.	Estruturas do trabalho	16

2.	Transição do Modo de Operação de Microrredes	17
2.1.	Técnicas de detecção de ilhamento	19
2.2.	Reconexão da rede ilhada à rede principal	22
2.3.	Sistema de proteção da microrrede	23
2.4.	Operação da microrrede ilhada	24
2.5.	Estabilidade de microrredes	29
2.6.	Categoria 1: equilíbrio entre carga e geração	31
2.6.1	Estabilidade de frequência	32
2.6.2	2. Estabilidade de tensão	32
2.7.	Categoria 2: sistema de controle dos equipamentos	33
2.7.1	Estabilidade da máquina elétrica	33
2.7.2	2. Estabilidade do inversor	34
2.8.	Análise de estabilidade em função dos distúrbios	34

3.	Metodologia
3.1.	Análise dos limites operativos para assegurar estabilidade da transição para
o mo	odo ilhado
3.2.	Obtenção da taxa de sucesso de ilhamento não-intencional da microrrede. 37
3.2.1	1. Distribuição de probabilidade da carga
3.2.2	2. Distribuição de probabilidade de velocidade do vento

3.2.3.	Distribuição de probabilidade do estado da carga da bateria	45
3.3.	Dimensionamento de unidade de armazenamento para a microrrede	46

Modelagem do Sistema Elétrico Utilizado	45
Modelo matemático do gerador síncrono	52
1. Modelo da turbina e do regulador de velocidade	55
2. Sistemas de excitação do gerador	57
Modelo do gerador de indução duplamente alimentado DFIG	59
I. Modelo matemático do gerador de indução duplamente alimentado	60
2. Modelo da turbina eólica	62
3. Modelo do conversor DFIG	65
4. Modelo do controle do conversor ao lado do rotor	65
5. Modelo do controle do conversor do lado da rede	69
Modelagem do sistema de proteção	71
Relé de frequência	71
Relé de tensão	72
I. Técnica híbrida	73
Resultados	76
Resultados considerando diferentes técnicas de detecção de ilhamento	82
Resultados da taxa de sucesso na transição de ilhamento	84
Conclusões	89
Publicações	90
Perspectivas de trabalhos futuros	90
	<ul> <li>Modelagem do Sistema Elétrico Utilizado</li></ul>

## 1. Introdução

A conscientização ambiental tem incentivado o desenvolvimento de uma matriz energética mais sustentável, explorando a inserção de fontes de energia dispersas, especialmente as renováveis que podem ser conectadas à rede elétrica como Geração Distribuída (GD) (ACKERMANN; ANDERSSON; SODER, 2000; LOPES; FERNANDES; CHRISTINA, 2015). Esta prática tem potencial para reduzir os custos, as perdas elétricas e minimizar os impactos ambientais negativos (CARRASCO *et al.*, 2006; KEJUN QIAN *et al.*, 2008). Além disso, com o uso de sistemas de controle e proteção adequadamente projetados, essa geração pode operar no modo ilhado, ou seja, pode ser utilizada para garantir continuidade do abastecimento para cargas conectadas próximas a essa geração durante problemas nas redes de distribuição.

No contexto da integração de geração distribuída, foi introduzido o conceito de microrredes. Uma microrrede é definida como um conjunto de unidades de GD, incluindo fontes renováveis, unidades de armazenamento e cargas, que respondem como um sistema controlável de forma coordenada (CAÑIZARES; REILLY; BEHNKE, 2018; OLIVARES *et al.*, 2014). Com isso, as microrredes podem operar tanto conectadas à rede elétrica quanto de forma isolada, ou ilhada, suprindo as necessidades do consumidor local de forma contínua e segura.

As microrredes podem ter diferentes capacidades e configurações e, geralmente, são redes em baixa ou média tensão. Elas devem ser capazes de operar tanto no modo conectado à rede da concessionária quanto no modo isolado. No modo conectado, elas são conectadas à rede elétrica através do Ponto de Conexão com a Concessionária (PCC) e devem ser capazes de desempenhar uma transição suave para o modo de operação ilhado. Em ambos os modos de operação, o balanço entre geração e consumo deve ser mantido satisfazendo critérios de confiabilidade e de qualidade de energia elétrica (KANG *et al.*, 2017; RAI *et al.*, 2016).

As unidades de GD atualmente conectadas às redes de distribuição de energia ainda não possuem o grau de automação e controle característico de uma microrrede. Entretanto, a possibilidade de operar essas unidades como uma microrrede traz uma série de benefícios tanto para a concessionária de energia quanto para consumidores e proprietários dos geradores. Essa transição para uma rede com maior grau de controle e comunicação deve ocorrer de forma gradual e um primeiro passo é a possibilidade que essa geração opere de forma ilhada.

Neste contexto, considerando que atualmente existe um grande número de unidades de geração eólica e de geração síncrona conectadas em redes de distribuição, é possível que estas unidades possam operar de forma ilhada, possibilitando manter o atendimento das cargas locais em situações em que a conexão com a rede da concessionária é perdida. Porém varias questões devem ser consideradas devido à natureza intermitente dessas fontes renováveis de energia e à falta de inércia intrínseca desses geradores, podem comprometer a estabilidade da operação da microrrede, principalmente durante a transição para operação ilhada. Para melhorar a inserção fontes de geração renovável dentro do sistema, as microrredes empregam controles e dispositivos de armazenamento de energia para manter sua operação eficiente e estável em ambos os modos de operação possíveis, ilhados ou conectados à rede.

Uma microrrede, assim como outros sistemas, pode ser submetida a diversos distúrbios, o ilhamento pode ocorrer tanto de forma intencional, como por exemplo, uma manutenção programada, quanto de forma não-intencional, devido à ocorrência de faltas no sistema, sendo este último considerado um dos distúrbios mais difíceis de controlar, principalmente porque requer a identificação da mudança no modo de operação. Em ambos cenários a microrrede deve utilizar técnicas de controle adequadas para identificação da mudança no modo de operação, rede- conectado a ilhado, e mudança nos controles das unidades de GD de modo que se possa manter a operação do sistema de maneira estável e segura (CAÑIZARES; REILLY; BEHNKE, 2018).

Os principais fatores que influenciam a transição para o modo ilhado de uma microrrede são o esquema utilizado para detectar a condição de ilhamento, os controles utilizados nas unidades de geração e o ponto de operação pré-ilhado. Na literatura alguns trabalhos encontrados relacionados com a transição de operação das microrredes propõem métodos para analisar aspetos principais que impactam a transição de operação de ilhamento, e que podem ser utilizados para melhorar a transição de operação (ANSARI; SAFARI; CHUNG, 2016; AREFIN *et al.*, 2020; BALASUBRAMANIAM *et al.*, 2016; CHEN, WEIDONG; YIN, 2017; RIOS PENALOZA *et al.*, 2021) alguns realizam uma avalição do índice de confiabilidade do sistema (CHEN; XU; ØSTERGAARD, 2011), porém estes trabalhos não fornecem uma avaliação completa

da transição para operação ilhada de uma microrrede. Neste contexto na presente tese foi inserida como proposta uma metodologia para a avaliação da taxa de sucesso da transição de operação ilhada da micorrede, considerando para esta finalidade e forma global todos os recursos disponíveis na microrrede.

#### 1.1. Objetivo

Este trabalho tem o objetivo de propor uma metodologia para analisar a taxa de sucesso na transição para o modo ilhado de uma microrrede. A metodologia deve considerar os diferentes pontos de operação que a microrrede pode estar operando no momento do ilhamento, assim como as condições operativas e atuação dos dispositivos de controle e proteção.

#### 1.1.1. Objetivos específicos

O objetivo principal deste trabalho deverá ser alcançado com o desenvolvimento dos seguintes objetivos específicos:

- Modelagem das incertezas da carga e da geração em uma microrrede.
- Análise do desempenho das proteções típicas de detecção de ilhamento para a transição para operação ilhada da microrrede;
- Desenvolvimento de uma metodologia para viabilizar a transição para operação ilhada de uma microrrede considerando o perfil de geração e carga.
- Análise da performance de baterias e de flywhell no suporte de frequência durante a transição da microrrede para operação ilhada.

#### 1.2. Justificativa

As interrupções do fornecimento de energia elétrica podem ser resultado de ações de manutenção planejadas da rede elétrica ou de eventos decorrentes de falhas em equipamentos, falhas humanas ou falhas provenientes de eventos naturais.

Estas interrupções geram transtornos e prejuízos técnicos, econômicos e sociais, tanto para consumidores quanto para a concessionária. As consequências para

consumidores são desde o simples desconforto, insegurança ou até mesmo prejuízos devido à interrupção de processos de produção ou de prestação de serviços.

No caso das concessionárias, baixos índices de qualidade da energia podem implicar em multas a serem pagas tanto a órgãos regulamentadores quanto como descontos na fatura dos consumidores, o que poderá levar a falta de verbas para investimento em outras áreas de interesse como entre concessionárias e público em geral como, por exemplo, planos de sustentabilidade e eficiência energética.

Desta forma, em sistemas de potência em que a GD está conectada próxima aos consumidores, a operação ilhada desta GD, torna-se uma alternativa para evitar interrupções do fornecimento de energia elétrica, resultando em benefícios para todos os agentes envolvidos. Os benefícios são: a melhoria dos índices de abastecimento e confiabilidade para o operador de rede, redução da frequência e duração das interrupções para os consumidores (GOMEZ; MORCOS, 2008; PILO; CELLI; MOCCI, 2004).

#### 1.3. Estruturas do trabalho

A estrutura deste trabalho se compõe de 6 capítulos, incluindo este capítulo, como se segue:

Neste Capítulo 1 é apresentada a introdução, além dos objetivos, justificativa e estrutura do trabalho. Uma síntese da bibliografia fundamental relacionada à transição do modo de operação de microrredes é apresentada no Capítulo 2, na qual são destacados os métodos usados para a detecção da condição ilhada e a estabilidade de microrredes durante a transição do modo de operação.

No Capítulo 3 é apresentada a metodologia empregada para alcançar os objetivos. Os modelos da rede elétrica utilizada são apresentados no Capítulo 4.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados das simulações que caracterizam diferentes cenários durante a transição para a condição ilhada e, por último, o capitulo 6 apresenta as conclusões.

## 2. Transição do Modo de Operação de Microrredes

Nesta seção será apresentada a fundamentação teórica relacionada à transição do modo de operação de microrredes, incluindo os esquemas de proteção, controles e condições de operação que impactam o sucesso do ilhamento. Além disso, também serão apresentadas as definições de estabilidade relacionadas à microrredes aplicadas ao distúrbio de ilhamento.

Na operação de micorredes, é possível que o intercâmbio de potência com a rede de distribuição seja controlado pelo operador da concessionária. No entanto, esta prática ainda não é comum nos sistemas de distribuições. Dessa forma, assume-se que a concessionária não demanda um intercâmbio específico durante a operação no modo conectado à rede da concessionária, que será referenciado apenas como modo conectado ao longo deste trabalho. Com isso, as unidades de GD que podem realizar o controle da potência injetada na rede, tipicamente conectados aos geradores síncronos, comumente operam com potência ativa injetada e fator de potência constante (modo PQ) e a geração eólica com a injeção de potência ativa em função da velocidade do vento e fator de potência constante (JOUYBARI-MOGHADDA *et al.*, 2012; TRINDADE *et al.*, 2010; YANG JINGYAN *et al.*, 2008).

Na ocorrência de um ilhamento, o modo de controle das unidades de GD que podem ser despachadas deve ser alterado para manter a frequência do sistema e as demais unidades também devem participar do controle coordenado da tensão do sistema, assim as unidades de GD passarão a operar no (modo PV), para manter o controle de tensão e frequência da microrrede. Para geradores síncronos distribuídos, a frequência será controlada pelo regulador de velocidade do Gerador Síncrono (GS) e a tensão pelo controle do sistema de excitação. A geração eólica, por sua vez, pode contribuir no controle de tensão do sistema e temporariamente no suporte de frequência, utilizando o controle de inércia sintética, (AWEDNI; MASMOUDI; KRICHEN, 2018; HOSSEINIAN; VAHIDI; RAD, 2012; TRINDADE *et al.*, 2010).

Esta transição com a alteração do modo de operação dos controles pode resultar em grandes variações de tensão e frequência na rede e pode, até mesmo, levar a microrrede à instabilidade.

Diversos fatores influenciam a transição para o modo ilhado de uma microrrede, dentre eles destacam-se: o esquema utilizado para detecção da condição de ilhamento, os controles utilizados nas unidades de geração e o ponto de operação pré-ilhamento.

O esquema utilizado para detectar a condição ilhada apresenta grande influência no sucesso da transição, uma vez que após o ilhamento, enquanto o modo de operação dos controles não for alterado, a rede ilhada opera sem controle efetivo para manter a frequência e a tensão em níveis adequados. Estes controles somente estarão ativos, quando a condição ilhada for detectada e o modo de operação for alterado (DONGMEI; NAN; YANHUA, 2012; SEIARI; AIN; HUSSEIN, [S.d.]; WANG; WU; MA, 2011).

Consequentemente, a identificação da ocorrência de ilhamento é de grande importância para manter as condições de operação adequadas da rede ilhada, especialmente, o tempo de detecção. Diferentes técnicas podem ser encontradas na literatura para detecção de ilhamento (BANSAL; SODHI, 2018; HOOSHYAR; IRAVANI, 2017).

Embora em princípio a maioria delas sejam destinadas a desconectar o gerador para evitar a operação ilhada, elas também podem ser empregadas em microrredes para manter a operação no modo ilhado. Ainda é bastante comum que as concessionárias restrinjam a operação ilhada de GDs devido, principalmente, a restrições relacionadas à proteção da rede durante a operação ilhada e a capacidade do GD de realizar o controle adequado da qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores, além das questões regulatórias. Entretanto, destaca-se que vários métodos vêm sendo propostos na literatura para viabilizar esta modalidade de operação.

No Brasil, a operação ilhada de parte da rede de distribuição é permitida desde que autorizada pela distribuidora e obedecendo às condições estabelecidas em um Acordo Operativo, conforme disposto no PRODIST - Módulo 8 (PRODIST, [S.d.]). O ilhamento intencional pode ser classificado em dois tipos: planejado e não planejado. O ilhamento intencional planejado ocorre quando é necessário desconectar a rede elétrica do alimentador principal para, por exemplo, a realização de manutenção em dispositivos ou equipamentos da rede. Em situações como esta, as condições em que o ilhamento irá ocorrer podem ser monitoradas e ações de controle específicas para garantir o sucesso do ilhamento podem ser implementadas.

O ilhamento não planejado, por sua vez, ocorre devido a uma falha, como por exemplo, um curto-circuito, que devido à atuação da proteção pode resultar em uma ilha energizada. Neste caso, o sistema deve ter capacidade de garantir a operação dentro dos limites de qualidade da energia elétrica para atender as cargas conectadas ou aos geradores. De forma geral, uma vez que a rede apresenta capacidade de operar ilhada, o ilhamento planejado apresenta menos desafios, se comparado ao ilhamento associado a uma falha (JOUYBARI-MOGHADDAM; HOSSEINIAN; VAHIDI, 2012). Neste contexto, neste trabalho será abordado apenas o ilhamento intencional não planejado, o qual será descrito apenas como ilhamento.

#### 2.1. Técnicas de detecção de ilhamento

Segundo (MAHAT, PUKAR; ZHE; BAK-JENSEN, 2008), as técnicas de detecção de ilhamento podem ser classificadas em dois grandes grupos: técnicas remotas ou locais. As técnicas locais por sua vez são classificadas em técnicas passivas, ativas e híbridas. Cada método tem suas vantagens e desvantagens, dependendo de sua viabilidade.

As técnicas remotas são eficientes e confiáveis na detecção da condição de operação e podem ser utilizadas tanto para detectar ocorrência de ilhamento quanto para detectar a reconexão da rede ilhada ao sistema da concessionária. Estas técnicas são baseadas na comunicação entre os dispositivos de controle e proteção da rede elétrica e, desta forma, detectam a condição de operação usando as informações do estado dos dispositivos de chaveamento. A seguir estão algumas técnicas remotas importantes: Controle Supervisório e Aquisição de Dados (SCADA), Sinal Produzido por Desconexão (SPD) e Comunicação de Portadora de Linha de Energia (PLCC) (XU *et al.*, 2007), (KU AHMAD; SELVARAJ; RAHIM, 2013).

Em Yang, Barria e Green (2011) é realizada uma análise sobre a infraestrutura de comunicação para redes de distribuição. Os autores destacam nas conclusões a necessidade de reforçar a infraestrutura de comunicação atual dos operadores de redes de distribuição para dar suporte a uma rede de distribuição ativa com elevada penetração de geração distribuída. Em Mendonça (2014) são analisados os meios de comunicação utilizados para a aplicação em ilhamento. Como destacado pelo o autor, para esta aplicação é necessária alta velocidade na transmissão de dados.

Desta forma, verifica-se que as técnicas remotas são capazes de detectar o ilhamento rapidamente, entretanto, resultam em alta complexidade e elevados custos de instalação. Considerando que grande parte das redes de distribuição não conta com um sistema de comunicação, com o objetivo de não limitar a operação ilhada das microrredes, o desempenho de técnicas que não dependem de sistemas de comunicação para de detecção de ilhamento deve ser avaliado (PAIVA *et al.*, 2014).

As técnicas locais de detecção de ilhamento são baseadas em medidas de tensão, frequência, harmônicos, etc., nos terminais das unidades de GD. Estas técnicas são divididas em passivas e ativas. As técnicas locais ativas se baseiam no fato de que a resposta da rede após a inserção de pequenas perturbações é diferente se a rede está ilhada ou conectada. Desta forma, um pequeno distúrbio é introduzido na rede sempre que é necessário conferir o estado da rede. Tipicamente, o intervalo destas perturbações é de milissegundos (KUNTE; GAO, 2008). A seguir estão algumas técnicas ativas importantes: Perturbação de Fase-PLL, Desvio de Frequência Ativa com Realimentação Positiva (AFDPF), método Sandia de Deslocamento de Tensão (SVS) e Medição de Impedância (IM) (LAGHARI *et al.*, 2014; MISHRA; CHANDAK; ROUT, 2019; POURBABAK; KAZEMI, 2014; VELASCO *et al.*, 2010).

As técnicas locais passivas baseiam-se no uso de relés de tensão e frequência. As mudanças nestas variáveis ocorrem em função dos desbalanços entre a potência gerada pela GD e a potência consumida pelas cargas da rede ilhada no momento da ocorrência do ilhamento. Estas técnicas são consideradas a primeira opção entre as técnicas para detecção de ilhamento, pois utilizam relés que são facilmente obtidos no mercado a um baixo custo. No entanto, podem apresentar falhas quando as diferenças entre geração e demanda são pequenas no momento do ilhamento, visto que nessas condições as variações de tensão e frequência podem não ser suficientes para alcançar os valores que sensibilizam os relés (DESHBHRATAR; SOMALWAR; KADWANE, 2016; VINET; ZHEDANOV, 2010). A seguir algumas técnicas passivas importantes: Sub/Sobretensão (ANSI 27/59), Taxa de Mudança de Frequência (ANSI 81R), Surto Vetorial (ANSI 78), Sub/Sobre Frequência (ANSI 81U/O), Taxa de Alteração de Potência Reativa (LI, CANBING *et al.*, 2014; LAGHARI *et al.*, 2015; MISHRA; CHANDAK; ROUT, 2019; MOTTER; VIEIRA, 2020).

A rede formada após o ihamento, antes de alterações no controle do gerador, não tem capacidade para compensar as variações da carga e, portanto, qualquer excesso ou déficit de potência ativa ou reativa não será compensado pela atuação de controles na geração. Em Vieira *et al.* (2006) é verificado que o desempenho dos relés de frequência de geradores síncronos está relacionado ao desbalanço de potência ativa entre a GD e as cargas no momento do ilhamento. Enquanto em Vieira, Freitas e Salles (2007) concluise que o desempenho do relé de tensão é relacionado ao desbalanço de potência reativa entre GD e carga. A partir destas constatações, verifica-se que para que a detecção do ilhamento baseada em relés de tensão e frequência atuem em um tempo específico, são necessários desbalanços de potência mínimos entre carga e geração no momento de ocorrência do ilhamento.

Baseada no comportamento destes relés de tensão e frequência, em Vieira *et al.* (2008) é investigada a Zona de Não-Detecção (ZND) para a proteção anti-ilhamento utilizando relés de frequência e tensão. A ZND representa o desbalanço de potência da rede ilhada em que as variações de tensão e frequência são menores do que os valores mínimos necessários para a proteção detectar o ilhamento.

Com o objetivo de compensar a região de operação em que métodos passivos de detecção de ilhamento falham, técnicas híbridas que consistem na utilização de técnicas passivas e ativas podem ser usadas. Em Kim, Hwang (2000), propõe-se uma técnica ativa baseada na variação da magnitude da tensão da GD em função de um distúrbio na potência reativa injetada pelo gerador. Na operação conectada à rede de distribuição este distúrbio terá pouca influência na tensão da rede, enquanto que ilhada o distúrbio apresentará uma variação maior. Em Mahat Pukat, Zhe Chen e Bak-Jensen (2009), apresentou-se uma metodologia baseada nas variações de tensão pela aplicação de uma perturbação no torque do gerador e consequente verificação das variações de tensão causadas por este distúrbio, que devem indicar o estado da rede. Este método foi estendido em Mahat Pukar, Zhe Chen e Bak-Jensen (2011) para verificar a necessidade de realizar alterações no controle dos geradores para ilhamento intencional. A identificação de reconexão baseia-se no fato da rede ilhada, após o distúrbio do gerador, operar com um desvio de frequência maior que 0,1 [Hz].

Técnicas ativas mais voltadas para GD conectados à rede via inversores também podem ser encontradas, como por exemplo Behvandi, Kankanan e Rahat (2017) e

Hamzeh *et al.* (2016), que detectam a condição de ilhamento em uma microrrede utilizando o controle do conversor que conecta a GD à rede elétrica.

Considerando os trabalhos, as técnicas remotas são na maior parte das vezes descartadas devido ao elevado custo. As técnicas locais passivas, como discutido, podem apresentar falhas em detectar o ilhamento em regiões específicas de operação. Além disso, elas somente detectam o ilhamento e não são capazes de, para o caso da microrrede operando ilhada, detectar a reconexão à rede principal. As técnicas locais ativas possuem potencial para detectar tanto ilhamento quanto reconexão, no entanto, elas não foram projetadas para detectar a reconexão.

Um método híbrido de detecção de ilhamento foi proposto em Mahat Pukat, Zhe Chen e Bak-Jensen (2009) este método é capaz de detectar a condição ilhamento ou reconexão da microrrede usando medições de tensão e frequência. Em situações que as variações de tensão e frequência não foram suficientes para garantir a condição ilhada, uma perturbação na potência de referência do GS é injetada na rede para, utilizando as variações na tensão e frequência, identificar o estado de operação da rede.

#### 2.2. Reconexão da rede ilhada à rede principal

Para que a reconexão da rede ilhada à rede da concessionária seja possível é necessário que haja um disjuntor de acoplamento no ponto de conexão entre a rede ilhada e a rede da concessionária. O disjuntor deverá ser comandado por um relé de verificação de sincronismo.

O relé de verificação de sincronismo é empregado para monitorar as tensões da rede ilhada e da rede da concessionária, fazendo a comparação dos respectivos ângulos de fase, frequência e amplitude. A reconexão só pode ser realizada quando as tensões apresentarem valores mínimos de diferença de frequência, fase e amplitude. Caso contrário poderá produzir elevadas correntes transitórias, as quais por sua vez são responsáveis por esforço torcional que pode danificar o(s) gerador(es). Valores mínimos de defasagem, frequência e magnitude entre as fases das tensões para a reconexão da GD à rede principal são discutidos em Nesci e Gomez (2010). Em Seo e Kim (2008) é apresentado um método de reconexão adaptativo para GD à rede principal, enquanto em

Assis e Taranto (2012) é apresentada a reconexão de um GD à rede principal utilizando sensoriamento remoto dos sinais de tensão e frequência.

#### 2.3. Sistema de proteção da microrrede

Outro aspecto de grande importância para operação em redes com capacidade de operar ilhada é a alteração dos níveis de curto-circuito dos alimentadores. Esta alteração ocorre, pois a contribuição dos geradores distribuídos para curto-circuito é consideravelmente menor quando comparada à contribuição da rede da concessionária na condição de operação em paralelo. Durante a operação ilhada, esta diferença das correntes de curto-circuito pode resultar em situações em que a proteção principal de um trecho da rede não identifique o curto-circuito em sua região de operação, pois foi ajustada para uma corrente de curto circuito maior em virtude da contribuição da subestação da concessionária (CAILIAN *et al.*, 2015; KHADEMLAHASHY *et al.*, 2017).

Então, se são mantidos os mesmos ajustes de proteção de sobrecorrente da condição de operação conectada à concessionária, a proteção não será capaz de detectar corretamente as faltas em todas as partes do sistema ilhado. Esta condição deve ser analisada por estudos de curtos-circuitos para avaliar as funções dos relés de proteção. Esta situação pode ser contornada com o uso de proteção de sobrecorrente adaptativa para adequar a proteção da rede ilhada aos novos níveis de corrente de curto-circuito (LAAKSONEN; ISHCHENKO; OUDALOV, 2014; MAHAT, PUKAR *et al.*, 2011).

Em Brahma e Girgis (2004) e Laaksonen, Ishchenko e Oudalov (2014) são descritos casos em que a adaptação ocorre pelo uso de um sistema de comunicação entre a proteção do sistema. Em Mahat Pukar *et al.* (2011) é proposto um método em que a adaptação ocorre em função da informação do tipo de distúrbio em função dos dados armazenados no relé, sem a necessidade de sistema de comunicação. Este método, entretanto, falha na detecção da condição de reconexão. Em Ferreira *et al.* (2015) um método baseado em técnica ativa de detecção do estado da rede é proposto para adaptação do sistema de proteção, o qual é capaz de detectar tanto a situação de ilhamento, quanto a situação de reconexão.

#### 2.4. Operação da microrrede ilhada

O estudo inicial sobre o planejamento da operação de um sistema ilhado consiste em selecionar o subsistema que poderá operar de forma ilhada, garantindo a possibilidade de auto-suficiência do subsistema, como uma das análises propostas em J.Jyrinsalo e E.Lakervi (1993). Em seguida as análises devem ser focadas em como manter a operação do sistema ilhado dentro dos níveis de qualidade da energia elétrica. Em Li Chun, Savulak e Reinmuller (2014), apresenta-se dados reais de eventos de ilhamentos não-intencionais de GD, sendo que a análise dos dados gravados permite verificar que para determinados pontos de operação, em um evento de ilhamento, os níveis de tensão podem violar os limites inferiores durante um período. Basicamente, o atendimento das condições de qualidade da energia depende de quão próximo à relação entre geração e carga da microrrede a ser formada está no momento de ocorrência do ilhamento. Sobre a possibilidade de ocorrência de ilhamento, em Pinceti e Vanti (2015), foi desenvolvido um algoritmo que é capaz, a partir da topologia da rede, identificar e selecionar os eventos que podem gerar um ilhamento do sistema, a partir da combinação entre geração e carga das possíveis redes ilhadas.

Na ocorrência do ilhamento ocorrerão variações da tensão e frequência da micorrede ilhada. As variações de tensão e frequência da microrrede ilhada dependem: da condição de operação da rede no momento do ilhamento; do distúrbio que originou a formação da ilha; do tempo de detecção do ilhamento e alteração dos controles das unidades de GD responsáveis pelo abastecimento das cargas (SABPAYAKOM; SIRISUMRANNUKUL, 2016). Estas alterações do modo de controle do gerador devem ser realizadas de forma automática, em tempo de evitar que a tensão e frequência atinjam os limites de operação da rede (BARSALI et al., 2002; RESE, 2012). Em Bacelar (2013a) e Bacelar, Lessa Assis e Nery (2013b) é avaliado o desempenho estático e dinâmico de uma microrrede. Análises do sucesso do ilhamento, de reconexão e da capacidade de sobrevivência da ilha são desenvolvidas. O sucesso do ilhamento é definido como capacidade da tensão e frequência da microrrede permanecerem dentro dos limites após uma sequência de eventos típicos que resultam em operação ilhada, no caso estudado: curto circuito na rede de distribuição eliminado após 100 [ms] com a formação da ilha e alteração do modo de operação da GD para modo isócrono após 100 [ms] da eliminação do curto-circuito. Esta sequência foi simulada para diferentes condições de operação possíveis, variando a geração da GD (média, baixa e alta) e o patamar de carga (leve, média e pesada).

Outra questão que deve ser considerada nas microrredes com GD conectada via conversores de potência, como eólica, é a baixa inércia, o que torna o sistema mais propenso a variações de frequência durante alteração do modo de operação para ilhado (KANG *et al.*, 2017; ULBIG; BORSCHE; ANDERSSON, 2014). Em uma alteração do modo de operação de conectada para ilhado, esta baixa inércia resulta em maiores variações de frequência, podendo resultar em valores não aceitáveis de frequência e levando a atuação das proteções.

Estas variações deverão permanecer dentro dos limites estipulados para verificar se o ilhamento foi bem-sucedido. Desse modo são utilizados dois requisitos: o primeiro corresponde aos códigos da rede de distribuição relacionados à qualidade da energia (PRODIST, [S.d.]) Tabela1 e Tabela 2 e o segundo estão relacionados à proteção do sistema (IEEE STANDARDS COORDINATING COMMITTEE 21, 2020) Tabela 3, Tabela 4 e Tabela 5. O Padrão IEEE para Interconexão e Interoperabilidade de Recursos Energéticos Distribuídos (em inglês Distributed Energy Resources- DER) com Interfaces de Sistemas Elétricos Associados estabelece os requisitos de frequência e tensão de disparo obrigatórios, quando nenhuma configuração específica é exigida pelo operador do sistema de distribuição. Desta forma, os requisitos de disparo para os recursos de energia distribuída serão padrão quando não se especifica nenhuma configuração pelo operador do sistema de distribuição. No caso da frequência ou da tensão atingir estes limites, os geradores devem ser desconectados da microrrede indicando uma transição malsucedida de ilhamento no sistema. Deste modo podemos verificar que são mais restritivos os requisitos de disparo relacionados aos recursos energéticos distribuídos que os requisitos dos procedimentos de rede, portanto serão usados para identificar a transição de ilhamento bem-sucedida.

Tabela 1. Classificação para pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Categoria	Faixa de tensão (p.u em relação ao valor nominal)
Adequada	$0,93 \le V \le 1,05$
Precária	$0,90 \le V < 0,93$
Crítica	V < 0,90 ou V > 1,05

Fonte: ANEEL, 2017 (PRODIST, [S.d.]).

rabera 2. Limites de frequencia	Tabela	2.	Lim	ites	de	freq	uên	cia.
---------------------------------	--------	----	-----	------	----	------	-----	------

Categoria	Faixa de Frequência
Aceitável	59,9Hz < f < 60,1Hz
Recuperação	59,5Hz $\leq$ f $\leq$ 60,5Hz (Prazo de 30 segundos)
Extrema	56,5Hz < f < 66Hz

Fonte: ANEEL, 2017 (PRODIST, [S.d.]).

Tabela 3	Configurações	padrão para	requisitos de	disparo d	e frequência
	Configurações	paulao pala	requisitos de	uisparo u	e nequencia.

Função ativada	Frequência [Hz]	Tempo de recuperação [s]
Sob/frequência	62,0	0,16
Sob/frequência	61,2	300
Sub/ frequência	58,5	300
Sub/ frequência	56,5	0,16

Fonte: (IEEE STANDARDS COORDINATING COMMITTEE 21, 2020).

Função ativada	Tensão [p.u]	Tempo de recuperação [s]
Sob/tensão	1,20	0,16
Sob/tensão	1,10	2,0
Sub/ tensão	0,70	2,0
Sub/ tensão	0,45	0,16

Tabela 4. Configurações padrão para requisitos de disparo de tensão.

Fonte: (IEEE STANDARDS COORDINATING COMMITTEE 21, 2020).

Tabela 5. Configurações padrão para requisitos de disparo de frequência.

Função ativada	Frequência [Hz]	Tempo Máximo Permitido [s]
Sob/frequência	63,5	10
Sob/frequência	62	30
Sub/ frequência	58,5	10
Sub/ frequência	57,5	5

Fonte:(IEEE STANDARDS COORDINATING COMMITTEE 21, 2020).

Uma vez verificado o sucesso do ilhamento, ainda em Bacelar, Lessa Assis e Nery (2013), são propostas simulações que visam identificar a sobrevivência da ilha. Para isto, são realizadas simulações de curto-circuito na rede ilhada e de variações das cargas, que devem refletir a curva de carga da rede ilhada. Nesta referência, é importante destacar que, embora se tenha analisado os métodos de detecção de ilhamento, para as simulações não foi utilizado um método específico e considerou-se que a nova condição de operação é identificada em 100 [ms]. Embora também tenha sido realizada a simulações não da rede principal, também não foi utilizada uma metodologia específica para identificar a mudança da condição de operação da GD ilhada para conectada à rede principal.

Em Crossley e Ten (2008a) é apresentada uma análise sobre os métodos de controle empregados durante a operação em ilhamento intencional de múltiplos geradores distribuídos, empregando geradores síncronos. Assume-se que os geradores possuem a capacidade de detectar o ilhamento e realizam a divisão de cargas entre eles.

Em Trindade *et al.* (2010) são investigados os procedimentos necessários para que uma instalação industrial dotada de geração, baseada em gerador síncrono, realize a transição da operação em paralelo com a concessionária para ilhada.

No momento de ocorrência do ilhamento, as variações das tensões e da frequência do sistema ilhado estão diretamente relacionadas com o desbalanço entre as potências ativa e reativa geradas e consumidas no instante de ocorrência do ilhamento. Assim, quanto maiores forem os desbalanços das potências ativa e reativa, mais rapidamente devem ser implementadas as alterações do modo de controle, para que estas grandezas retornem aos valores operativos normais e não ocorra atuação da proteção.

Assim, em Trindade *et al.* (2010) é proposto um método para calcular qual é o tempo máximo, após a ocorrência do ilhamento, que os modos de controle do gerador devem ser alterados para garantir o sucesso do ilhamento, isto é, garantir a operação ilhada da instalação sem que os relés de tensão e frequência atuem. Este tempo é chamado tempo de restrição e depende dos ajustes da proteção de sobre e sub frequência e tensão da rede ilhada e dos desbalanços de potência ativa e reativa.

Em Lima (2013) são propostos índices para avaliação da capacidade de formação de ilhas estáveis. Nesta referência, além do tempo de restrição Trindade *et al.* (2010), é proposto o emprego de índices de desempenho, que refletem o comportamento transitório e em regime da tensão e frequência do sistema ilhado. Estes índices permitem avaliar a viabilidade técnica do ilhamento intencional, bem como seu desempenho relacionado à qualidade de energia elétrica. Destaca-se entretanto, que é considerado apenas gerador síncrono distribuído e sem unidade de armazenamento.

O corte de carga é um mecanismo a ser empregado para manter a estabilidade do sistema ilhado em casos em que a GD opera no limite de sua capacidade e a frequência do sistema ainda não está reestabelecida. Um esquema de corte de carga específico para redes de distribuição ilhadas é proposto em Mahat Pukar, Chen e Bak-Jensen (2010).

Nesta referência a estratégia de corte de carga é baseada na taxa de variação da frequência e no perfil dos consumidores.

#### 2.5. Estabilidade de microrredes

A estabilidade da micorrede depende de vários aspectos, dentre eles, do modo de operação, ilhado ou conectado (AL-SAEDI *et al.*, 2013; KATIRAEI; IRAVANI; LEHN, 2005). No caso do modo conectado, a rede da concessionária é a responsável por impor a tensão e a frequência da microrrede. Nesta situação, a estabilidade depende muito das características do ponto de conexão e do comportamento dos componentes de forma individual conectados à microrrede, incluindo cargas como motores (MEDINA, 2014).

No modo de operação ilhado, o controle das grandezas de frequência e tensão do sistema deve ser feito pela própria microrrede e diferentes fatores, como a baixa inércia e a geração intermitente, aumentam a dificuldade para garantir a operação estável da microrrede (SONI; DOOLLA; CHANDORKAR, 2013). Os problemas de estabilidade em microrredes são baseados nos mesmos princípios de estabilidade de sistemas convencionais. Entretanto, em função das características diferentes das microrredes, alguns problemas de estabilidade são mais relevantes. Por exemplo, em sistemas convencionais, problemas relacionados à estabilidade de frequência. Já em micorredes operando no modo ilhado, manter a estabilidade de frequência é mais desafiador devido à baixa inércia do sistema e à alta proporção de fontes de energia intermitentes, como a eólica e a solar (LEGUDI; DATTA, 2016; PERERA *et al.*, 2018). Adicionalmente, verifica-se que problemas de estabilidade observados em sistemas interconectados, tais como oscilações interárea e colapso de tensão, não são típicos em microrredes.

Dentre as características de operação que são diferentes para a operação de uma microrrede, destacam-se (CHEN, KE, 2018; ROLIM *et al.*, 2018): (a) menor potência; (b) elevada penetração de geração renovável; (c) elevada incerteza no sistema; (d) baixa inércia; (e) maior relação R/X dos alimentadores; (f) baixa capacidade de curto-circuito; e (g) cargas trifásicas desbalanceadas. Em função disso, recentemente foi publicado um relatório produzido pelo Comitê de Performance e Dinâmica de Sistemas de Potência

propondo novas definições para a estabilidade de microrredes (CAÑIZARES; REILLY; BEHNKE, 2018).

Considerando uma microrrede que esteja operando em equilíbrio, com tensão, frequência e correntes em níveis adequados de regime permanente, isto é, satisfazendo as restrições operacionais. Esta microrrede é estável se, após ser sujeita a um distúrbio, todas as variáveis retornem a um valor de regime permanente que satisfaça às restrições operacionais sem a ocorrência involuntária de corte de carga (PARHIZI *et al.*, 2015; TANG; DENG; QI, 2014).

Devido à baixa relação X/R dos alimentadores ou linhas de uma microrrede, uma vez que assume-se que estas redes estão em baixa e média tensão, os fluxos de potência ativa e reativa não podem ser desacoplados e, consequentemente, tensão e frequência são mais fortemente acoplados em microrredes. Dessa forma, diferentemente de alguns fenômenos de instabilidade de sistemas convencionais, tais como colapso de tensão, a instabilidade em microrredes manifesta-se por flutuações em todas as variáveis do sistema. Este comportamento das variáveis do sistema torna-se difícil a classificação de instabilidade de micorredes como instabilidade de tensão ou de frequência, baseado apenas no monitoramento das variáveis.

Neste contexto, foi proposto no relatório sobre estabilidade de microrredes, a classificação de estabilidade de microrredes de acordo com duas categorias principais (CAÑIZARES; REILLY; BEHNKE, 2018): a primeira é relacionada aos sistemas de controle dos equipamentos e a segunda se refere aos fenômenos que dependem do equilíbrio entre carga e geração. A classificação é apresentada na Figura 1. Como pode ser observado, no referente à estabilidade do sistema de controle, ela ainda é classificada em estabilidade da máquina ou do conversor. A estabilidade relacionada ao fornecimento de potência e estabilidade de equilíbrio, ela é subdividida em estabilidade de frequência e de tensão. Sendo que a estabilidade de tensão pode ser relacionada à estabilidade do sistema ou do link CC. Em todas as classificações, a análise deve ser realizada considerando o tipo do distúrbio, pequenas ou grandes perturbações, e se o fenômeno se manifesta em curto ou longo prazo.



Figura 1- Classificação de estabilidade em microrredes.

Fonte: Baseado em (CAÑIZARES; REILLY; BEHNKE, 2018).

#### 2.6. Categoria 1: equilíbrio entre carga e geração

Esta categoria de estabilidade está relacionada à capacidade da microrrede em manter o equilíbrio e intercambio de potência entre as fontes de GD que operam na microrrede, atendendo os requisitos operacionais do sistema. Esta classe de estabilidade está associada à incapacidade da microrrede fornecer a potência ativa e reativa para atender devidamente a carga, que pode ocorrer devido à atuação indevida de uma proteção, à perda de uma unidade de geração, problemas de divisão de potência entre as fontes de energia ou, como será estudado neste trabalho, devido à alteração do modo de operação para ilhado. Esta modalidade de estabilidade é subdividida em estabilidade de tensão e frequência, que são explicadas a seguir (NAGESWARA RAO; VIJAYAPRIYA; KOWSALYA, 2017; SHUAI *et al.*, 2016).

#### Capítulo 2

#### 2.6.1. Estabilidade de frequência

A estabilidade de frequência está relacionada à capacidade do sistema de garantir os níveis aceitáveis de frequência de potência entre geração e carga. A instabilidade de frequência pode surgir também devido a problemas de intercambio de potência entre a rede da concessionária e a microrrede (quando operando no modo conectado) ou de coordenação inadequada entre os reguladores de frequência das unidades de geração do sistema. Na operação em modo ilhado, a probabilidade de ocorrência de instabilidade é maior, devido à limitada capacidade de geração de uma microrrede, quando comparada à do sistema interligado. Neste contexto, as técnicas de controle convencionais para controle de frequência podem não ser suficientes devido às rápidas variações de frequência, mesmo na presença de capacidade de reserva.

#### 2.6.2. Estabilidade de tensão

Em microrredes, a ocorrência do fenômeno do colapso de tensão é muito raro, uma vez que a principal causa deste problema nos sistemas convencionais são as linhas de transmissão de longa distância. Em microrredes, problemas de instabilidades de tensão estão associados com baixos valores de tensão em regime permanente e valores inaceitáveis durante variações dinâmicas. Tais problemas são agravados em redes de distribuição fracas e com a sensibilidade a variações de algumas cargas, sendo que uma das maiores causas de instabilidade de tensão ocorre devido a problemas de gerenciamento de potência reativa entre as fontes renováveis no sistema. Basicamente, devido ao fato dos alimentadores serem curtos, quaisquer variações nas tensões terminais dos geradores são imediatamente refletidas no restante do sistema. Consequentemente, pequenas diferenças nas magnitudes de tensão das unidades de geração, caso não sejam adequadamente coordenadas, podem resultar em altos fluxos de potência reativa circulando e grandes oscilações de tensão, que podem levar a instabilidade.

A coordenação de potência reativa entre múltiplas unidades geradoras em uma microrrede é comumente realizada utilizando uma relação linear entre a potência reativa e a tensão, similar à utilizada para o controle de frequência em sistemas de potência (controle droop). Este método, entretanto, apresenta algumas limitações pois a tensão não é a mesma em todo o sistema. Além disso, algumas unidades possuem capacidade

de fornecer potência reativa dependente do nível de carregamento, que pode ser variável em função da fonte de energia à qual está associada. Em função disso, algumas referências também usam o controle isócrono de tensão, em que a maior unidade de geração assume o controle de tensão da microrrede, enquanto as outras contribuem de forma limitada independente das variações de carga.

Outro tipo de estabilidade de tensão está associado à capacidade de unidades de geração conectadas por conversores baseados no controle do conversor baseado em tensão (em inglês *Voltage Source Converter* – VSC) manterem a tensão no capacitor do link CC. Dependendo da fonte de energia, esta tensão é mantida via um conversor buck/boost ou inversor CC/CA, de qualquer forma, as oscilações de tensão sobre o capacitor dependem da potência instantânea injetada ou absorvida. Consequentemente, podem ocorrer situações em que a capacidade do inversor está próxima do limite e uma demanda de potência reativa pode resultar em oscilações não amortecidas no capacitor do link CC, resultando em variações de potência ativa e reativa das unidades de geração.

#### 2.7. Categoria 2: sistema de controle dos equipamentos

Problemas relacionados à estabilidade de sistemas de controle podem ocorrer devido a esquemas inadequados de controle ou ajuste incorreto dos controladores de um ou mais dispositivos, tais como reguladores de máquinas síncronas, loops de controles de inversores, filtros e PLLs. Com isso, esta categoria pode ser dividida em estabilidade de máquinas elétricas e conversores (NDIWULU; JAEGER, 2018; SELWA; DJAMEL; IMEN, 2015).

#### 2.7.1. Estabilidade da máquina elétrica

Análises tradicionais de estabilidade de máquinas síncronas consistem em avaliar a capacidade das máquinas síncronas de manter-se em sincronismo durante uma falta na rede elétrica. Porém esta situação é diferente para o caso de microrredes devido a sua característica resistiva, é comum que nesta situação as maquinas síncronas desaceleram mediante eventos de curtos-circuitos, onde as contingências resultam em grandes quedas nos ângulos de tensão e magnitudes para máquinas síncronas e GD conectadas à rede por meio de inversores em microrredes.

Nos sistemas de energia convencionais a estabilidade é sujeita ao equilíbrio do torque eletromagnético e mecânico, no qual a diferencia entre os dois provoca o surgimento de um torque acelerante, o que pode levar a perturbações e perda do sincronismo. Portanto, a estabilidade das maquinas elétricas que integram uma microrrede dependerá do ajuste adequado do controle de excitação e regulador de velocidade dos geradores síncronos.

#### 2.7.2. Estabilidade do inversor

Em microrredes, os loops de controle internos de corrente e tensão dos inversores representam um desafio para as análises a pequenas perturbações, considerando que o ajuste é um problema prático. Além disso, um efeito cascata após a ocorrência de um grande distúrbio devido à ação de proteção de unidades de GD, em particular, devido à ação da proteção de subfrequência e subtensão também representa uma grande preocupação.

#### 2.8. Análise de estabilidade em função dos distúrbios

No contexto de microrredes, dentre as perturbações que podem levar à instabilidade pode-se citar curtos-circuitos, transições não-planejadas de modo de operação conectado à rede para ilhado, perda de unidades de geração, além da inadequada coordenação dos esquemas de compartilhamento de energia entre os Recursos Energéticos Distribuídos (em inglês *Distributed Energy Resources*- RED) do sistema. Esses distúrbios podem se manifestar em grandes variações de tensão e frequência e oscilações de potência entre múltiplas unidades de geração ou pequenas perturbações nos casos em que a geração e carga são próximos no momento de intercambio de potência devido a um evento de ilha.

Tais problemas podem ocorrer devido a múltiplas razões, tais como um modo crítico do sistema sendo excitado devido a uma falta, causando oscilações não amortecidas no sistema, comportamento similar ao observado durante a ocorrência de ilhamento não intencional de uma microrrede conectada à rede da concessionária. Consequentemente, é necessária a coordenação entre os controles das unidades de GD e o tempo de resposta dos controladores é importante para a estabilidade do sistema. É importante destacar que o ilhamento planejado resulta em excursões de tensão e frequência menos significativas comparadas ao ilhamento não intencional. Isto ocorre pois os reguladores de tensão e frequência dos geradores são ajustados previamente para controlar a tensão e a frequência da rede elétrica.

Neste contexto, neste trabalho foi analisada a estabilidade de equilíbrio e intercambio de potencia ativa e reativa Figura 1 em função dos distúrbios que podem ser grandes e/ou pequenos de curto prazo considerando para os cenários a ser avaliados o equilíbrio entre carga e geração durante a transição do modo conectado à rede da concessionária de forma não planejada. A análise será focada em uma microrrede com geração síncrona distribuída, geração eólica e armazenamento de energia.

## 3. Metodologia

A proposta desta tese de doutorado é desenvolver um índice que reflita a probabilidade da transição estável, considerando os limites de tensão e frequência, de microrredes compostas por geração síncrona, eólica e armazenamento de energia devido à ocorrência de um ilhamento de forma não intencional. A partir desse desenvolvimento, espera-se (a) verificar as condições operativas em que o ilhamento da microrrede é viável sem interrupção do fornecimento de energia à carga e sem corte de carga com unidade de armazenamento de energia; (b) calcular a taxa de sucesso de ilhamento não-intencional da microrrede (c) dimensionar a capacidade mínima de uma unidade de armazenamento para garantir o sucesso da transição para operação ilhada de uma microrrede. Esses objetivos devem ser alcançados conforme as etapas a seguir descritas.

# 3.1. Análise dos limites operativos para assegurar estabilidade da transição para o modo ilhado

A transição para o modo de operação ilhado da microrrede ocorre com a detecção da condição ilhada e, consequentemente, alteração do modo de controle dos geradores. Em especial, os métodos baseados em medições locais apresentam um tempo de detecção para identificação da condição ilhada, o qual apresenta impacto nas variações de tensão e frequência da microrrede.

Para avaliar e investigar possíveis soluções para manter a estabilidade da microrrede durante a transição para operação ilhada devem ser identificados os valores limites de desbalanço de potência ativa e reativa considerando um método para detecção de ilhamento. Esta avaliação é realizada considerando uma metodologia híbrida (MAHAT, PUKAT; ZHE CHEN; BAK-JENSEN, 2009), cujo emprego é justificado por empregar relés convencionais disponíveis no mercado associado a uma técnica ativa para situações em que as variações de tensão e frequência não sejam suficientes para identificar com precisão a condição de operação.

Dessa forma, em casos que o distúrbio não tenha sido suficiente para acionar os relés de tensão e frequência, uma variação na potência de referência do gerador síncrono
é inserida. Caso a microrrede esteja operando ilhada, este distúrbio deve sensibilizar a detecção do ilhamento pelos relés de tensão e frequência e, caso a microrrede continue conectada à rede da concessionária, este distúrbio não causa variações de tensão e frequência suficientes para sensibilizar a proteção.

### 3.2. Obtenção da taxa de sucesso de ilhamento nãointencional da microrrede

Como foi mencionado nas seções anteriores, são várias questões a serem consideradas no momento de estimar de estimar a probabilidade de sucesso na transição de ilhamento de uma microrrede. O desempenho dos controles tem como função fornecer suporte contínuo na estabilidade de tensão e frequência, porém sua eficácia está associada ao ponto de operação do sistema, correspondendo a combinação de geração e carga. A partir da identificação dos valores limites de desbalanços de potência, é possível obter, em função da probabilidade de ocorrência de cada ponto de operação, qual é o risco da instabilidade na transição para o modo de operação ilhado. Desta forma, são analisados os possíveis cenários de operação que podem surgir, para o qual os elementos que apresentam comportamento estocástico devem ser modelados. Estes elementos são: geração eólica, sistema de armazenamento de energia em bateria (em inglês *Battery Energy Storage System*- BESS) e cargas. No caso do BESS para ser injetada a rede na transição de operação da microrrede.

Neste sentido se apresenta a metodologia utilizada para calcular a probabilidade de sucesso de transição de operação ilhada. Para esta finalidade será empregado o Método de Monte Carlo.

O Método permite amostrar variáveis aleatórias para obter atreveis das funções de distribuição probabilística o estado de carga do BESS, de geração eólica e da carga do sistema, para determinados eventos na ocorrência de instabilidade durante a transição para operação ilhada da microrrede. Para isso será considerada a desconexão da microrrede com a concessionária, isto é, o evento que resulta em ilhamento, em diferentes cenários de geração e carga da microrrede.

Para cada simulação de perda da conexão com a concessionária, amostras da geração eólica, da geração síncrona e da demanda serão utilizadas para verificar se o ilhamento é estável para aquele cenário. O número de simulações utilizado será baseado em um nível de confiança de 95 %, que é tipicamente empregado nessas simulações. A partir dos resultados dessas simulações, a taxa de sucesso de ilhamento será calculado pela taxa de ocorrências que resultaram em operação estável pós-ilhamento pelo número total de simulações, utilizando a seguinte expressão:

$$Taxa_{sucesso} = \frac{\text{Número de casos estáveis}}{\text{Número total de casos simulados}} \cdot 100\%$$
(1)

A seguir e conforme ao fluxograma da Figura 2, a sequência do procedimento para calcular a probabilidade de sucesso na transição ilhamento da microrrede.





Fonte: Próprio autor.

A primeira etapa do fluxograma da Figura 2 consiste na obtenção de curvas de distribuição probabilística de geração, carga e do estado de carga (em inglês *State of Charge* - SoC) do BESS na microrrede. Em seguida, com base nessas funções de distribuição, são geradas amostras de geração, carga e do SoC, que são utilizadas como entrada da microrrede para simular a ocorrência de ilhamento. A resposta do sistema é então usada para verificar os critérios de avaliação do ilhamento, de acordo com os requisitos dos procedimentos da rede e da proteção do sistema. Se a tensão e a frequência respeitarem os requisitos dos procedimentos da rede, a transição de ilhamento ocorreu de forma bem-sucedidas, caso contrário, a transição de ilhamento

falhou. A seguir, a taxa de sucesso de ilhamento bem-sucedida, a qual é representada pela média aritmética, que indica a tendência de um grupo de casos que foram escolhidos de forma aleatória.

$$E(X) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^{N} X_k$$
<sup>(2)</sup>

Onde E(X) é o valor que está sendo estimado. Neste caso, a probabilidade de sucesso do ilhamento;  $X_k$  representa o resultado da  $k_{\acute{esima}}$  simulação, com "1" para o caso de sucesso e "0" para a transição com falha; e N é o número total de simulações.

Este processo será de forma iterativa até a convergência do sistema ser verificada pelo coeficiente de dispersão,  $\beta$ , que está relacionado à homogeneidade dos dados do sistema avaliado. Assim, o coeficiente de dispersão,  $\beta$ , será o responsável por indicar que o sistema atingiu a confiabilidade mínima exigida. O coeficiente de dispersão é calculado da seguinte forma:

$$\beta = \frac{\sigma[E(X)]}{E(X)}.100\%$$
(3)

Então, o desvio padrão,  $\sigma$ , é a raiz quadrada da variância, que é usada como o indicador de dispersão de dados em relação à média aritmética da amostra.

Onde, o valor de  $\sigma[E(X)]$  é dado por:

$$\sigma[E(X)] = \frac{\sigma(X)}{\sqrt{N}} \tag{4}$$

E  $\sigma(X)$  é determinado por:

$$\sigma(X) = \sqrt{\frac{1}{N-1} \left[ \sum_{k=1}^{N} X_k^2 - NE(X)^2 \right]}$$
(5)

O valor do coeficiente de dispersão,  $\beta$ , indica a convergência do método. Normalmente utiliza-se um valor de referência na faixa de 2%, portanto, as simulações atingem a convergência quando um valor inferior a este é alcançado, caso contrário, as simulações devem continuar (RUBINSTEIN; KROESE, 2008).

### 3.2.1. Distribuição de probabilidade da carga

A necessidade de representar a carga com suas diferentes composições e variações nos sistemas de energia, requer do uso de funções de distribuição, porém uma distribuição Gaussiana simples não é suficiente para este fim (CORPORATION, 1984), isto tem levado a literatura vários trabalhos que utilizam a distribuição probabilística como alternativa, como: beta em Ghosh *et al.* (1997) e Heunis e Herman (2002), Weibull em Irwin, Monteith e Beattie (1986), logarítmico normal em Seppala (1995), e um agrupamento de várias funções em Herman e Kritzinger (1993).

No entanto, essas funções não representam todos os tipos de carga de uma maneira abrangente. Nesse sentido, em Singh, Pal e Jabr (2010) é proposto o uso da distribuição normal gaussiana mista (em inglês - *Mixed Gaussian Distribution Method* GMM) para a representação de distribuição de cargas em redes de distribuição de média tensão. Esta função apresenta a vantagem de representar uma ampla variabilidade de perfis de cargas, que podem ser representados por uma combinação convexa de várias distribuições normais com suas respectivas médias e variâncias. Entretanto uma de suas desvantagens é a estimativa paramétrica da média, peso e variância da mistura gaussiana, para isto, os autores propõem o algoritmo de Maximização de Expectativa (ME).

A GMM é representada por(SINGH ; PAL; JABR, 2010):

$$f(z|\gamma) = \sum_{i=1}^{M_c} \omega_i f(z|\mu_i, \Sigma_i)$$
(6)

Portanto, indica-se que para cada distribuição de probabilidade "f" existe um componente misto, que, por sua vez, apresenta uma probabilidade associada  $\omega_i$ , sendo o peso da mistura. Onde,  $M_C$  representa o número de componentes mistos e  $\omega_i$  representa o peso do i-ésimo componente misto, sujeito a  $\omega_i > 0$  e  $\sum_{i=1}^{M_c} \omega_i = 1$ .  $\gamma$  é selecionado a partir do conjunto de parâmetros  $\Gamma = \{\gamma; \gamma = \{\omega_i, \mu_i, \sum_i\}_{i=1}^{M_c}\}$ . Portanto, para cada

componente de densidade que pertence a uma função gaussiana variável aleatória ddimensional z, com um vetor médio  $\mu_i$  e matriz de covariância  $\sum_i$ , a função de densidade de cada componente de mistura f( $z | \mu_i, \sum_i$ ) é uma distribuição normal dada por:

$$f(z|\mu_i, \Sigma_i) = \frac{1}{(2\pi)^{d/2} \det(\Sigma_i)^{1/2}} e^{\left(-\frac{1}{2}(z-\mu_i)^T \Sigma_i^{-1}(z-\mu_i)\right)}$$
(7)

#### 3.2.1.1. Algoritmo de maximização de expectativa

O método consiste em encontrar a probabilidade máxima dos parâmetros em um determinado conjunto de uma distribuição subjacente, quando os dados contêm valores ausentes ou incompletos. Este processo se realiza de maneira iterativa até a convergência da distribuição normal mista (AGOSTINI; CELAYA, 2010; OULD MOHAMED MAHMOUD *et al.*, 2008).

Desta forma o método é compreendido em duas etapas, a primeira corresponde à etapa E, encargada da dedução dos dados faltantes que foram usados como dados iniciais para estimar os parâmetros. A segunda corresponde à etapa M, que estima a verossimilhança para os parâmetros apresentados como valores ausentes (AGOSTINI; CELAYA, 2010; BOUGUILA; FAN, 2020; SINGH, RAVINDRA; PAL; JABR, 2010). Assim a obtenção de  $\gamma$  para cada f(z| $\gamma$ ) é considerada uma função marginal de uma distribuição f(z, y| $\gamma$ ) com uma variável adicional, como segue:

$$f(z|\gamma) = \int f(z, y|\gamma) dy$$
(8)

Onde Z indica o conjunto N amostras de dados independentes e identicamente distribuídas,  $Z = \{Z_1, Z_{2...}, Z_N\}$  e  $y = \{y_1, y_{2...}, y_N\}$  indica o um conjunto de variáveis aleatórias desconhecidas  $y_i$ , assim que  $y_i \in \Upsilon = \{y: y = \{1, 2..., M_C\}\}$ , isto quer dizer cada  $y_i$  faz referência a um componente de mistura através do qual vem uma observação  $z_i$ . Maximizando a expectativa de probabilidade logarítmica, temos que:

$$Q(\Upsilon\Upsilon^{s}) = E[\ln(f(z, y|\gamma)|Z, \Upsilon^{s})]$$
<sup>(9)</sup>

Onde  $\Upsilon^s$  são as estimativas de parâmetros usados para avaliar a expectativa e  $\Upsilon$  são os novos parâmetros que são otimizados para aumentar Q. Nesta sequência o algoritmo

ME gera de modo respetivo uma sequência de parâmetros  $\Upsilon^{s} = \{\omega_{j}^{s}, \mu_{j}^{s}, \Sigma_{j}^{s}\}_{j=1}^{M_{c}}, s = 1,2 \dots$  e dada as circunstancias viáveis, converge para um maximizador de Q( $\Upsilon\Upsilon^{s}$ ) através de  $\Upsilon \in \Gamma$ . Em seguida, pode ser calculado os parâmetros de peso, média e variância:

$$\omega_j^{s+1} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} f(j|z_i, Y^s)$$
(10)

$$\mu_{j}^{s+1} = \frac{\sum_{i=1}^{N} z_{i} f(j | z_{i}, Y^{s})}{\sum_{i=1}^{N} f(j | z_{i}, Y^{s})}$$
(11)

$$\Sigma_{j}^{s+1} = \frac{\sum_{i=1}^{N} f(j|z_{i}, \Upsilon^{s}) \left(z_{i} - \mu_{j}^{s+1}\right) \left(z_{i} - \mu_{j}^{s+1}\right)^{T}}{\sum_{i=1}^{N} f(j|z_{i}, \Upsilon^{s})}$$
(12)

Então,

$$f(j|z_i, \Upsilon^s) = \frac{\omega_j^s f(z_i|\mu_j^s, \Sigma_j^s)}{\sum_{k=1}^N \omega_k^s f(z_i|\mu_k^s, \Sigma_k^s)} = \frac{\omega_j^s N(\mu_j^s, \Sigma_j^s)(z)}{\sum_{k=1}^N \omega_k^s N f(\mu_k^s, \Sigma_k^s)(z)}$$
(13)

Desta forma a distribuição de probabilidade de carga representada na rede elétrica utilizada nas simulações deste trabalho foi gerada usando a equação (6), Figura 3. Observa-se que a distribuição de carga do sistema não segue nenhuma função de distribuição conhecida, pelo que não pode ser representada por uma função de distribuição simples.



Figura 3- Distribuição probabilística da carga.

Fonte: Próprio autor.

Em uma microrrede, as medições de carga estão comumente disponíveis. Essas medidas podem ser utilizadas em um algoritmo, conforme apresentado em Agostini e Celaya (2010a), para calcular os parâmetros da função de distribuição.

### 3.2.2. Distribuição de probabilidade de velocidade do vento

A distribuição de *Weibull* é a função de distribuição mais utilizada para caracterizar o potencial eólico de uma região. É comum que a instalação de geração eólica seja precedida de um estudo baseado em medições ao longo de, no mínimo, um ano. Com base nessas medições, os parâmetros da distribuição de *Weibull* são estimados utilizando métodos numéricos e, utilizando, essa distribuição é possível tanto realizar estudos de investimento quanto escolha da tecnologia de gerador eólico (ALDAOUDEYEH; ALZAAREER, 2020; MOHSIN; RAO, 2018; WALIA; SANDHU, 2019).

Neste contexto, a potência de saída da geração eólica será modelada assumindo uma distribuição de *Weibull*, conforme apresentado em Ansari, Safari e Chung (2016). Os parâmetros da função utilizada são obtidos de dados históricos presentes em (LEITE; BORGES; FALCAO, 2006), sendo que o método da transformada inversa será utilizado para obter valores diários de velocidade do vento conforme Billinton e Allan (1996). Portanto, distribuição probabilística do vento é definida como:

$$F_{w}(\nu) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{\nu}{c}\right)^{k-1} e^{-(\nu/c)^{\kappa}}$$
(14)

Onde, "v" é a velocidade do vento em m/s, "c" o parâmetro de escala em m/s e "κ" o parâmetro de forma (sem dimensão). Os dados de distribuição do vento estão comumente disponíveis nos locais com turbinas eólicas instaladas, portanto, esses dados podem ser usados para modelar a função de distribuição do vento na microrrede.

### 3.2.3. Distribuição de probabilidade do estado da carga da bateria

A obtenção da distribuição de probabilidade do estado da carga da bateria está relacionada com o controle de carga/recarga a que a bateria está sujeita. Em redes com geração eólica ou fotovoltaica, a filosofia de carregamento é normalmente relacionada com a disponibilidade da fonte energética e de uso pela carga. Desta forma, assim como foi realizado para os demais elementos do sistema, a função de distribuição pode ser obtida usando dados históricos. Em casos em que está sendo realizado o estudo com a bateria, dados de estados de carga da bateria podem ser estimados a partir dos dados de carga e geração e com isso a distribuição de probabilidade pode ser obtida (CONDE *et al.*, 2022; GUNDOGDU; GLADWIN, 2018).

Neste contexto, assim como para a carga, a distribuição normal multivariada pode ser usada para representar o estado de carga de bateria. A distribuição é composta por dois parâmetros uma matriz de covariância  $\Sigma$ , e um vetor médio  $\mu$  que são análogos aos parâmetros de média e variância de uma distribuição normal univariada (SEGOVIA-DOMINGUEZ; HERNANDEZ-AGUIRRE; VALDEZ, 2015; STRAPASSON; PINELE; COSTA, 2016).

Assim, temos que a Função de Densidade de Probabilidade (PDF) da distribuição normal multivariada d – dimensional é:

$$Y = f(x, \mu, \Sigma) = \frac{1}{\sqrt{|\Sigma|(2\pi)^{d}}} \exp\left(-\frac{1}{2}(x-\mu)\Sigma^{-1}(x-\mu)^{*}\right)$$
(15)

Onde  $\mu$  e x são 1 por d vetores, e  $\Sigma$  é uma matriz simétrica d por d definida positiva. Assim, a função de Distribuição Cumulativa normal Multivariada (CDF) calculada em x é a probabilidade de que um vetor aleatório v, distribuído como normal multivariada, esteja dentro do retângulo semi-infinito com limites superiores definidos por x:

$$\Pr\{v(1) \le x(1), v(2) \le x(2), \dots, v(d) \le x(d)\}$$
(16)

# **3.3. Dimensionamento de unidade de armazenamento** para a microrrede

Em microrredes, cuja taxa de sucesso de ilhamento resultou em um valor abaixo do requerido, é possível utilizar a metodologia para análise do impacto de outros elementos ou controles na taxa de sucesso de ilhamento. Por exemplo, unidades de armazenamento de energia por volante de inércia ou (em inglês para *Flywheel Energy Storage* - FES), tem a característica de dar suporte de potência ativa durante distúrbios de frequência liberando a energia cinética da massa rotórica e contribuem para a transição bem sucedida da micorrede.

Outro exemplo de controle que pode ser implementado em uma microrrede com geração eólica é a inércia sintética destas unidades. Com este controle, durante distúrbios de frequência, como os que podem ocorrer na transição para o modo ilhado, parte da energia cinética do rotor do gerador é injetada na rede elétrica para suavizar as quedas de frequência. Esta contribuição da inércia sintética permanece por alguns segundos e, após este período, a rotação da máquina deve ser reestabelecida. Este tempo costuma ser suficiente para a alteração do controle dos geradores responsáveis pelo controle de frequência no modo ilhado.

Unidades de armazenamento, como as baterias, possuem um papel importante na regulação de frequência em regime permanente na operação ilhada das microrredes. Com relação à transição para o ilhamento, é necessário que o controle das baterias seja também alterado para o modo ilhado para que seja priorizada a regulação de frequência da rede. Além disso, essas unidades podem também colaborar no suporte transitório da frequência da microrrede injetanto potência em função da variação de frequência no instante do ilhamento.

Durante esse suporte temporário de frequência da microrrede, o controle de potência da unidade de armazenamento é realizado para que a estabilidade da microrrede seja mantida. Com isso, a capacidade das baterias também apresentam impacto no sucesso da transição para o modo ilhado.

Desta forma uma vez calculada a taxa de sucesso de ilhamento e em caso de não ser o valor requerido ou ser ainda um valor baixo, a metodologia apresentada pode ser expandida e as simulações podem ser executadas para a obtenção da potência necessária da bateria para garantir uma determinada taxa de sucesso de ilhamento.

- <u>Passo 1</u>: Obter as curvas de distribuição de velocidade de vento, de carga e geração síncrona e a taxa de sucesso de ilhamento desejada.
- <u>Passo 2</u>: Calcular o número de casos necessários para o cálculo da taxa de sucesso de ilhamento não intencional para obtenção do nível de confiança de 95%.
- <u>Passo 3</u>: Definir um valor de potência da unidade de armazenamento  $(P_{bat})$ ;
- <u>Passo 3.1</u>: Para cada cenário baseado em amostras de geração eólica, nível de carga e geração síncrona:
  - Passo 3.1.1: Simular o ilhamento;
  - Passo 3.2.2: Verificar se é estável.
- <u>Passo 3.2</u>: Calcular a taxa de sucesso de ilhamento não intencional da microrrede.
- Se taxa de sucesso de ilhamento é igual à taxa de sucesso de ilhamento requerida: fim.
- Caso contrário, incrementar  $P_{bat} + \Delta P_{bat}$ ; e retornar ao passo 3.

### 4. Modelagem do Sistema Elétrico Utilizado

Neste capítulo são apresentados os modelos utilizados, o sistema teste e o programa empregado nas simulações necessárias para a validação da metodologia proposta neste trabalho. A rede elétrica utilizada nas simulações é ilustrada na Figura 4 usando duas configurações diferentes. Na Figura 4 (a) é utilizado um FES para suporte de frequência, enquanto na Figura 4 (b) é usado um BESS.

O sistema representa uma rede de distribuição à qual é conectada geração e carga. Este sistema de distribuição pode operar como uma microrrede, delimitada pela linha pontilhada e formada devido à abertura da chave representada por B, Figura 4. O gerador distribuído GD1 possui uma potência nominal de 3,3 [MW], conectado à linha de distribuição por um transformador o qual eleva a tensão do gerador de 6,9 para 20 [kV], que é a tensão da linha de distribuição que conecta o gerador à rede da concessionária. O gerador eólico GD2, que utiliza um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG da sigla em inglês), possui uma potência nominal de 0,7 [kW]. A linha de distribuição é conectada à rede da concessionária por um transformador que eleva a tensão de 20 para 60 [kV]. A rede da concessionária é representada por uma potência de curto-circuito 233 [MVA] com relação de reatância por resistência de 10 e tensão nominal de 60 [kV].



Figura 4- Rede de distribuição empregada para os testes.

<sup>(</sup>a) microrrede com FES.



(b) microrrede com BESS

Fonte: Próprio autor.

No gerador DG2 são incorporadas duas malhas de controle no conversor ao lado do rotor para fornecer suporte de frequência durante a transição de operação da micrrorrede de conectado à rede principal para ilhado. Desta forma as malhas de controle liberam energia cinética contida nas massas giratórias para realizar o suporte de frequência, sendo assim, um controle em função da taxa de mudança de frequência (ROCOF) e um controle Droop, conforme apresentado na Figura 5.

Figura 5-DFIG controle inercial



Fonte: Baseado em (LEE et al., 2016).

Sendo,  $\Delta f$  se refere ao desvio de frequência, em relação à frequência nominal,  $(f_{nom})$ , e a frequência da rede (f), o  $k_{Rocof}$  representa o ganho do controle ROCOF e o  $k_{Droop}$  representa o ganho do controle de droop. Desta forma, a malha de controle ROCOF é predominante no estágio inicial após a perturbação, e a malha de controle baseada em droop é mais dominante, compensando os desvios de frequência até que a

frequência nominal retorne a uma condição estável (LEE *et al.*, 2016). Ambos os loops de controle são ativados por um sinal vinda da técnica de detecção de ilhamento, que indica o estado de operação da microrrede. Assim, temos a seguinte expressão para o suporte de frequência temporário fornecido pelo gerador eólico DFIG:

$$P_{d_{-ref}} = (P_{MPPT} - (K_{Drood}(f - f_{nom})) - (K_{Rocof}, f\frac{df}{dt})$$
(17)

O BESS é representado pelo modelo genérico de uma bateria não lineal, conectada a um inversor fonte de tensão (em inglês *voltage source inverter* -VSI) (TREMBLAY; DESSAINT; DEKKICHE, 2007). O BESS opera com dois esquemas de controle, o primeiro corresponde ao controle da carga / descarga do BESS em condições normais de operação, para o qual é utilizado uma função de distribuição que representa o SoC, limitada pelos limites de porcentagem (20 < soc < 70) do BESS (TAN; ZHANG, 2017).

No segundo caso, o esquema de controle implementado no BESS consiste em um controle droop, conforme apresentado na Figura 6, que fornecerá suporte temporário de frequência em caso da microrrede estar ilhada e com variações de frequência superiores a uma largura de banda de 1Hz, que indica que a microrrede precisa suporte de frequência. Neste caso, a operação de carga do BESS será interrompida para fornecer suporte de frequência até que seja restaurada, e, no caso o BESS apresente o SoC mínimo de carga, a injeção de potência será interrompido e não terá troca de potência com a microrrede, até que seja habilitado a condição de descarga de acordo com o algoritmo de carga/descarga do BESS para operação de ilhamento.

Figura 6- Controle Droop da bateria





(b)

Fonte: Próprio autor.

Assim, um controle de droop é usado com o VSI para suportar a regulação de frequência durante variações de frequência, neste caso devido ao evento de ilhamento. O controle de queda para o VSI é mostrado na Figura 6. A potência de saída da bateria é regulada pelo componente de corrente do eixo d, que é calculado considerando o desvio de frequência ( $\Delta f$ ) da frequência nominal, ( $f_{ref}$ ). A contribuição para a regulação da frequência é controlada pelo ganho ( $K_{Droop}$ ) e pelo Controlador Integral proporcional (PI), que ajustará os parâmetros do desvio de frequência, convertendo o novo sinal na potência de referência ( $P_{d,ref}$ ).

Na Figura 7, é apresentado o FESS, que é modelado através de uma máquina de indução que é acoplada a um volante e conectada à rede por um VSI, com um link CC comum e um filtro LCL. Assim, uma vez em operação o conversor descarrega e carrega o volante, disponibilizando-o para injetar energia em caso de evento de ilhamento, e no caso de alteração da frequência em relação à frequência nominal, será enviado um sinal de erro para controladores PI, gerando um sinal que altera a potência de saída, auxiliando na regulação da frequência (KHODADOOST ARANI; ZAKER; GHAREHPETIAN, 2017).



Figura 7- Armazenamento de energia Flywheel

Fonte: Baseado em (KHODADOOST ARANI; ZAKER; GHAREHPETIAN, 2017)

### 4.1. Modelo matemático do gerador síncrono

O gerador síncrono é representado pelo modelo dinâmico trifásico da máquina síncrona convencional disponível na biblioteca de componentes de Matlab, conforme apresentado na Figura 8.

Figura 8- Modelo equivalente do gerador síncrono (GS) -MATLAB



Fonte: Baseado no software de MatLab.

A parte elétrica do modelo da máquina síncrona é representada por um modelo no espaço de estado de sexta ordem, conforme a Figura 9. Neste modelo são consideradas as dinâmicas do estator, do campo e dos enrolamentos amortecedores (PRABHA KUNDUR, 1994).



Figura 9. Modelo elétrico do gerador síncrono (GS).

Fonte: Baseado em (PRABHA KUNDUR, 1994).

Os modelos de circuito equivalente são apresentados na referência do rotor (estrutura dq). E todos os parâmetros de rotor e de grandezas elétricas são vistos a partir do estator. O modelo elétrico da máquina se define como segue:

*d*, *q* Eixo direto e eixo em quadratura, respectivamente;

*r*, *s* Rotor e estator, respectivamente;

*l, m* Indutâncias de dispersão e de magnetização, respectivamente;

*f, k:* Enrolamento de campo e de amortecimento, respectivamente.

As equações são as relacionadas à parte elétrica do gerador síncrono:

$$V_d = R_s i_d + \frac{d}{dt} \varphi_d - \omega_r \varphi_q \tag{18}$$

$$V_q = R_s i_q + \frac{d}{dt}\varphi_q - \omega_r \varphi_d \tag{19}$$

$$V'_{fd} = R'_{fd}i'_{fd} + \frac{d}{dt}\varphi'_{fd}$$
<sup>(20)</sup>

$$V'_{kd} = R'_{ks}i'_{kd} + \frac{d}{dt}\varphi'_{kd}$$
<sup>(21)</sup>

$$V'_{kq1} = R'_{kq1}i'_{kq1} + \frac{d}{dt}\varphi'_{kq1}$$
(22)

$$V'_{kq2} = R'_{kq2}i'_{kq2} + \frac{d}{dt}\varphi'_{kq2}$$
(23)

$$T_{e} = 1,5(\varphi_{ds}i_{qs} - \varphi_{qs}i_{ds})$$
<sup>(24)</sup>

Em que:

$$\varphi_{d} = L_{d}i_{d} + L_{md}(i'_{fd} - i'_{kd})$$
<sup>(25)</sup>

$$\varphi_q = L_q i_q + L_{mq} i'_{kq} \tag{26}$$

$$i'_{kq} = i'_{kq1} + i'_{kq2} \tag{27}$$

$$\varphi'_{fd} = L'_{fd}i'_{fd} + L_{md}(i_d + i'_{kd})$$
(28)

$$\varphi'_{kd} = L'_{kd}i'_{kd} + L_{md}(i_d + i'_{fd})$$
<sup>(29)</sup>

$$\varphi'_{kq1} = L'_{kq1}i'_{kq1} + L_{mq}i_q \tag{30}$$

$$\varphi'_{kq2} = L'_{kq2}i'_{kq2} + L_{mq}i_q \tag{31}$$

O modelo do sistema eletromecânico é dado por:

$$\frac{d}{dt}\omega_r = \frac{d}{dt}(T_m + T_e) \tag{32}$$

$$\frac{d}{dt}\theta_r = \omega_r \tag{33}$$

Os parâmetros de configuração do gerador se encontram na Tabela A 5; do Apêndice A deste trabalho.

### 4.1.1. Modelo da turbina e do regulador de velocidade

O modelo da turbina a vapor e do regulador de velocidade foi adotado da biblioteca do software de MatLab, *"Steam Turbine and Governor"* conforme a Figura 10 Este modelo consiste em um regulador de velocidade, uma turbina de quatro estágios e um eixo com até 4 massas.

Figura 10. Modelo equivalente da turbina a vapor e o regulador de velocidade.



Fonte: Baseado no software de MatLab.

A turbina a vapor tem quatro estágios, cada modelado por uma função de transferência de primeira ordem Figura 11. O primeiro estágio representa o peito de vapor enquanto os outros três estágios representam os reaquecedores. Basicamente seu processo de operação consiste em: a caldeira ou vapor deve passar pelas válvulas de controle de regulação "gate" e de canalização até chegar à câmara de vapor de pressão, que passa logo pela turbina de pressão "HP".





Fonte: Baseado em (REPORT, 1973)

O modelo do regulador de velocidade possui um controlador proporcional, um relé de velocidade e um servomotor que é o responsável por controlar a abertura da válvula de admissão, conforme modelo proposto em Report (1973) e o diagrama de blocos da Figura 12.



Figura 12. Função de transferência do regulador de velocidade.

Fonte: Baseado em (REPORT, 1973).

O regulador de velocidade será ativado para mudar o controle por meio de um sinal que vem da técnica hibrida utilizada para detectar o estado de operação da GD. O sinal de controle se mantém constante quando o gerador ainda está conectado à rede da concessionária e muda quando o gerador está desconectado ou quando esta reconectado à rede da concessionária.

Neste contexto, o regulador de velocidade é o responsável da abertura das válvulas de acordo com o desvio de frequência em sua entrada. Dependendo o modo de operação do gerador síncrono de paralelo para ilha, se aborda dois tipos de controle: o controle em estatismo (droop) e o controle isócrono (TRINDADE *et al.*, 2010).

Para o caso em que o gerador este conectado à concessionária, o controle utilizado é o controle droop e, neste caso, a constante R é definida de forma que o gerador não participe no controle de frequência da rede. Já para o caso do gerador estar operando de forma ilhada, o controle utilizado é o isócrono e, neste caso, a potência injetada pelo gerador à rede varia para manter a frequência da rede constante.

Os parâmetros de configuração do modelo da turbina e do regulador de velocidade se encontram na Tabela A 7; do apêndice A deste trabalho.

### 4.1.2. Sistemas de excitação do gerador

O modelo de excitação do gerador empregado neste trabalho foi obtido da biblioteca de MatLab e é representado na Figura 13.



Figura 13. Modelo do sistema de excitação – Matlab.

Fonte: Baseado no software de MatLab.

No diagrama de blocos da Figura 14, o sistema de excitação implementado não utiliza função de saturação da excitatriz, sendo o regulador de tensão e a excitatriz os que formam o bloco do sistema de excitação.

Quando o gerador está operando conectado à rede, a tensão de referência é calculada de forma a manter o fator de potência unitário. Já na situação de operação ilhada a tensão de referência é tal que a tensão de referência, neste caso os terminais do gerador, em um valor constante, na maioria dos casos 1 [p.u].



Figura 14. Função de transferência do sistema de excitação do gerador síncrono.

Fonte: Baseado em (REPORT, 1973)

O modelo empregado na Figura 14, representa o sistema de excitação da GD, e consta do seguinte processo de operação: A saída do sinal Vc corresponde à tensão em terminais do gerador, sendo o sinal de entrada do sistema de excitação. A transferência é definida por uma constante de tempo e um ganho unitário, e sua saída do bloco do transdutor de tensão é definida como uma tensão proporcional, que é constante à tensão de terminal do gerador. Na suma, o sinal Vc é subtraído do valor de tensão de referência Vref. O sinal Vf é subtraído do feedback de estabilização, e o sinal de estabilização do sistema Vsatb é adicionado para gerar um sinal de erro de tensão, no estado estável estas dois ultimas sinais são zero, sendo o sinal de erro a tensão de terminal.

O sinal Vf é representado por um ganho de tempo e uma realimentação negativa, derivada da tensão do enrolamento de campo do gerador síncrono. O ajuste destes parâmetros permite reduzir os desvios de fase introduzidos pelos desvios dos elementos no sistema de excitação. O bloco com as constantes de tempo Tc e Tb diminuem o ganho transitório da regulação de tensão. Posteriormente, a constante de tempo Ta e o ganho Ka são responsáveis pela regulação de tensão, mantendo o sinal em valores desejados. Por último os blocos relacionados as constantes de tempo Te e ganho ke refletem a saída de tensão de campo do gerador e controla a alimentação do excitador, enquanto o ganho Kf e a constante de tempo Tf são responsáveis por estabilizar o sinal

Vf. Os parâmetros de configuração do sistema de excitação se encontram na Tabela A8; do apêndice A deste trabalho.

### 4.2. Modelo do gerador de indução duplamente alimentado DFIG

A representação do gerador DFIG é apresentada na Figura 15. A turbina eólica é conectada ao rotor por meio de uma caixa multiplicadora cuja função permite a adequação da velocidade da turbina (baixa rotação) à rotação do gerador (alta). Um conversor estático bidirecional realiza a conexão entre o rotor da máquina e a rede elétrica através de um barramento CC.

Os conversores são identificados como conversor do lado do rotor (em inglês-*Rotor Side Converte* - RSC) e conversor do lado da rede (em inglês - *Grid Side Converte*- GSC). O RSC realiza o controle das correntes do rotor que permite desacoplar a rotação mecânica do gerador com a frequência elétrica da rede.

Devido a seu mecanismo de controle, o fluxo de potência pode mudar seu sentido para velocidades sub-síncronas, onde o rotor absorve energia e para velocidades supersíncronas, onde o rotor pode entregar potência à rede elétrica.

O conversor RSC tem como função controlar a potência ativa e reativa no estator do gerador DFIG, e, por conseguinte o controle de velocidade da turbina eólica. O conversor GSC é responsável pelo controle da tensão no barramento CC e pela potência reativa na rede. Desta forma se o gerador eólico não tivesse potência suficiente para suprir a demanda o sistema (microrrede) absorverá potência da rede e para o casso onde houvesse excedente de potência pelo gerador eólico, esta será fornecida para a rede principal.



Figura 15. Gerador de indução duplamente alimentado DFIG.

Fonte: Próprio autor.

## 4.2.1. Modelo matemático do gerador de indução duplamente alimentado

O gerador DFIG é composto pela máquina de indução de rotor bobinado com conversor conectado aos enrolamentos do rotor. O modelo matemático da máquina de indução é baseado no modelo de eixos d-q. Todos os parâmetros são referenciados ao estator da maquina, conforme segue (ABDELBASET *et al.*, 2018; PRABHA KUNDUR, 1994):





Fonte: Baseado em (ABDELBASET et al., 2018).

Onde:

$$\nu_{qs} = R_{s.}i_{qs} + \omega_r \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt}$$
(34)

$$\nu_{ds} = R_{s.}i_{ds} + \omega_r \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt}$$
(35)

$$v_{qr} = R_{r.}i_{qr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt}$$
(36)

$$v_{dr} = R_{r.}i_{dr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt}$$
(37)

$$T_{e} = \frac{3}{2} \cdot p(\psi_{ds.}i_{qs} - \psi_{qs.}i_{ds})$$
(38)

Sendo:

$$\psi_{qs} = (L_s + L_m) \cdot i_{qs} + L_m \cdot i_{qr} \tag{39}$$

$$\psi_{ds} = (L_s + L_m) \cdot i_{ds} + L_m \cdot i_{dr}$$
 (40)

$$\psi_{qr} = (L_r + L_m) \cdot i_{qr} + L_m \cdot i_{qs} \tag{41}$$

$$\psi_{ds} = (L_r + L_m) \cdot i_{dr} + L_m \cdot i_{ds}$$
 (42)

Sendo as equações do sistema mecânico dadas por:

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H}(T_e - T_m) \tag{43}$$

$$\frac{d\theta_r}{dt} = \omega_r \tag{44}$$

### 4.2.2. Modelo da turbina eólica

A potência disponível no vento pode ser calculada pela energia cinética  $(E_C)$  da massa do ar (m) que atravessa por unidade de tempo as pás (A) da turbina, conforme como segue:

$$P_{vento}: \frac{E_c}{t} = \frac{1/2 mv^2}{t}$$
(45)

Figura 17. O fluxo de ar extraído da turbina.



Fonte: Baseado em (BURTON et al., 2011),

Assim, a massa do ar que atravessa a área (A) da Figura 17 no momento (t) é definida como:

$$m = \rho. A. d \tag{46}$$

Sendo d = v.t ( $v \in a$  velocidade do vento)

Então a potência que podemos captar do vento é:

$$P_{vento} = \frac{1}{2}\rho A v^3 \tag{47}$$

### Onde:

ρ	Densidade do ar
A	Área da superfície varrida pelas pás
ν	Velocidade do vento

Desta forma, a parte de energia do vento que a turbina torna em energia mecânica de rotação é conhecida como o coeficiente de potência (Cp), por conseguinte temos que:

$$P_{t} = \frac{1}{2} C_{P}(\lambda, \beta) \rho A v^{3}$$

$$T_{m} = \frac{P_{t}}{\omega_{m}}$$
(48)
(49)

Onde:

Cp	Coeficiente de potência do rotor
β	Ângulo de passo das pás
ρ	Densidad do ar
λ	Relação de velocidade com aponta da pá
A	Superficie das pás
ν	Velocidade do vento
P <sub>t</sub>	Potência total do gerador eólico
Tm	Torque mecânico do gerador eólico

O máximo valor de Cp, também conhecido como limite de Betz (BURTON *et al.*, 2011), e que representa a máxima energia extraída por uma turbina eólica é de 16/27 (59%). Este limite é função das características mecânicas do fluido da energia eólica, sujeito ao fluxo contínuo de ar que está em movimento.

As equações (50) a (45) representam o modelo utilizado para representar o coeficiente de desempenho da turbina em função da relação de velocidade de ponta de pá ( $\lambda$ ) e do ângulo de passo das pás ( $\beta$ ).

$$C_P(\lambda,\beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\beta - C_4\right) e^{-\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6\lambda$$
(50)

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$
(51)

$$\lambda = \frac{\omega_t R_{rotor}}{v_{vento}} \tag{52}$$

Onde  $\omega_t$  é a velocidade angular da turbina eólica e  $R_{rotor}$  é raio da turbina. A Figura 18 apresenta o comportamento das curvas do Cp vs  $\lambda$  da turbina eólica. Os valores empregados para as constantes são:  $C_1 = 0.5176$ ,  $C_2 = 116$ ,  $C_3 = 0.4$ ,  $C_4 = 5$ ,  $C_5 = 21$ ,  $C_6 = 0.0068$ .

Figura 18. Comportamento das curvas do Cp vs  $\lambda$  da turbina eólica.



Fonte: Baseado em (BURTON et al., 2011).

### 4.2.3. Modelo do conversor DFIG

O conversor *back-to-back* consiste em um GSC, um capacitor de acoplamento e um RSC. O RSC é utilizado para controlar o torque da máquina, a potência ativa e reativa no lado do estator, enquanto o GSC é utilizado para manter constante a tensão do capacitor DC.

A modulação por largura de pulsos é utilizada para controlar a tensão do RSC e um conversor PWM sinusoidal convencional é utilizado GSC, já que a frequência de comutação é fixa e, portanto, as perdas podem ser estimadas, diferentemente do RSC (ABDELBASET *et al.*, 2018; BIN WU *et al.*, 2011).

#### 4.2.4. Modelo do controle do conversor ao lado do rotor

A Figura 19 apresenta o modelo do RSC. Ele tem a função de controlar as correntes  $I_d$  e  $I_q$ , responsáveis pelo controle de potência ativa e reativa no lado do estator. Para isto, o sistema é modelado no eixo de referência dq, em que o eixo *d* se alinha com o fluxo do estator com rotação proporcional à frequência da rede.

As correntes do rotor  $(I_a, I_b, I_c)$  da máquina podem ser representadas nas componentes  $I_d \ e \ I_q$  de eixo direto e em quadratura. O componente  $I_d$  produz um fluxo no entreferro que está alinhado ao fluxo girante do estator. O componente  $I_q$  produz um fluxo perpendicular a esse vetor. Desta forma o torque na máquina é o produto vetorial cruzado desses dois vetores, e assim, a componente  $I_d$  contribui para o torque da máquina e, portanto, para a potência. Enquanto, a componente  $I_q$  controla a entrada e saída da potência reativa da máquina.



Figura 19. Modelo do controle do conversor ao lado do rotor (RSC).

Fonte: Baseado em (ELTAMALY; ALOLAH; ABDEL-RAHMAN, 2010)

Para o conversor do lado do rotor o controle por orientação do fluxo do estator (em inglês *Stator Flux-Oriented* -SFO) foi implementado. Este esquema consiste no controle desacoplado do torque eletromagnético Te e do fluxo  $\phi_r$  para atingir seu máximo desempenho. Assim, com a orientação do fluxo, pode ser gerada uma componente para o fluxo do rotor  $\phi$  e uma para o Te, e que se controlam de forma independente. A seguir o cálculo dos componentes do fluxo:

$$|i_{ms}| = i_{dqr} + \frac{L_s}{L_m} i_{dqs}$$
<sup>(53)</sup>

$$i_{dqs} = \frac{L_s}{L_m} \left( |i_{ms}| - i_{dqr} \right) \tag{54}$$

$$i_{dqs} = \frac{L_s}{L_m} \left( |i_{ms}| - i_{dqr} \right) \tag{55}$$

$$i_{ds} = \frac{L_s}{L_m} (|i_{ms}| - i_{dr})$$
(56)

$$i_{qs} = -i_{qr} \frac{L_s}{L_m} \tag{57}$$

A tensão do estator pode ser obtida do marco de referência fixado no fasor espacial da ligação do estator, e que gira conforme sua velocidade síncrona ω.

$$v_{dqs} = R_s i_{dqs} + L_s \frac{d}{dt} i_{dqs} + L_m \frac{d}{dt} i_{dqr} + j\omega L_s i_{dqs} + j\omega L_m i_{dqr}$$
(58)

Substituindo (48) em (51), temos que:

$$v_{dqs} = \frac{R_s L_m}{L_s} + \left(|i_{ms}| - i_{dqr}\right) + L_m \frac{d}{dt}|i_{ms}| + j\omega L_m|i_{ms}|$$
(59)

Onde (52) pode ser também expressada como:

$$\frac{L_s}{R_s}\frac{d}{dt}|i_{ms}| + |i_{ms}|\left(1 + j\omega\frac{L_s}{R_s}\right) = \frac{L_s}{R_sL_m}v_{dqs} + i_{dqr}$$
(60)

Da equação (53) a parte real e imaginaria, são definidas:

$$\frac{L_s}{R_s}\frac{d}{dt}|i_{ms}| + |i_{ms}| = \frac{L_s}{R_s L_m}v_{ds} + i_{dr}$$
(61)

$$\omega \frac{L_s}{R_s} |i_{ms}| = \frac{L_s}{R_s L_m} v_{qs} + i_{qr}$$
<sup>(62)</sup>

Da equação de (48), as correntes ids e iqs onde são expressadas em termos do marco de referencia das correntes rotor, como segue:

$$i_{qs} = -i_{qr} \frac{L_m}{L_s} \tag{63}$$

$$i_{ds} = \frac{L_m}{L_s} (|i_{ms}| - i_{dr})$$
(64)

Das equações anteriores e assumindo que a resistência do estator da máquina de indução Rs não é considerada e a corrente de magnetização do estator é constante  $|i_{ms}| = \text{constante}$ , pode-se considerar :

$$|v_s| = \omega L_m |i_{ms}| \tag{65}$$

$$|i_{ms}| = \frac{|v_s|}{\omega L_m} \tag{66}$$

Das equações (57) e (59),<br/>é defnida  $i_{ds}$  como segue:

$$i_{ds} = \frac{1}{L_s} \left( \frac{|v_s|}{\omega} - L_m i_{dr} \right) \tag{67}$$

Então, a potencia do estator pode ser definida como:

$$P_{s} = \frac{3}{2} \left( v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} \right)$$
(68)

$$Q_{s} = \frac{3}{2} \left( v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs} \right)$$
(69)

$$\theta = \tan^{-1} \frac{v_{\beta}}{v_{\alpha}} \tag{70}$$

Alinhando o eixo-d do marco de referência com posição da tensão da rede, se tem que  $v_{qs} = 0$  e  $v_{ds} = constante$  e  $\phi_{ds} = 0$ , sendo redefinida a potência ativa e reativa como segue:

$$P_{s} = \frac{3L_{m}}{2L_{s}} v_{ds} (|i_{ms}| - i_{dr})$$
<sup>(71)</sup>

$$Q_s = \frac{3L_m}{2L_s} v_{ds} i_{qr} \tag{72}$$

$$T_e = \left(\frac{L_m}{L_s}\right) \phi_{qs} i_{dr} \tag{73}$$

Onde

$$\phi_{qs} = -\frac{(v_{ds} - R_s i_{ds})}{\omega} \tag{74}$$

Desta forma, a potência ativa do estator  $P_s$  pode ser controlada por  $i_{dr}$  e a potência reativa do estator  $Q_s$  pode ser controlada por  $i_{qr}$ .

### 4.2.5. Modelo do controle do conversor do lado da rede

A função principal do conversor do lado da rede é manter a tensão do capacitor do elo CC dentro de um valor constante durante a operação. Este conversor também precisa de uma fonte de alimentação DC para manter o balanço de energia de forma independente da magnitude e da direção da potência do rotor. Desta maneira, um capacitor CC é utilizado para evitar possíveis ondulações e suavizar o sinal da tensão do elo CC. Conforme descrito, o GSC pode fornecer potência ativa ao conversor do lado do rotor. Assim, é utilizada uma malha de controle *feedback* proporcional integral, com a finalidade de que o erro entre as correntes definidas e as esperadas passem por um controlador proporcional integral (PI) para o controle da tensão de saída do conversor senoidal convencional PWM.





Fonte: Baseado em (BIN WU et al., 2011)

Um dos esquemas mais conhecido e implementado para controle do inversor ao lado da rede é o controle orientado por tensão (em inglês *Voltage Oriented Control*-VOC). O controle começa com a transformação da tensão da rede  $V_{abc}$  para os eixos de referência  $V_{\beta}$  e  $V_{\alpha}$  para detectar o ângulo  $\theta$  do vetor de orientação da tensão. Este ângulo é utilizado para realizar a transformação das variáveis dos eixos de referênciaabc/dq ou de volta os eixos de referência dq/abc. A tensão através do capacitor Vcc pode ser controlada através do controle no eixo-*d* e a corrente  $i_d$  do VOC. Então a tensão do Vcc é comparada com seu valor de referência para obter a componente de corrente de referência  $i_d$  do GSC do eixo-*d* por meio do controlador de tensão PI.

No esquema VOC as correntes trifásicas da rede são transformadas em correstes bifásicas através dos eixos de referência dq, correspondente à potência ativa e reativa. Assim, mesmo o controle independente destes dois componentes permite o controle independente das potencias. Neste esquema de controle o eixo-d é alinhado com o vetor de tensão da rede, sendo  $V_d = V_g e V_q = 0$ .

Então, a potência reativa e a potência ativa do GSC podem ser definidas como:

$$P_g = \frac{3}{2} \left( V_d i_d + V_q i_q \right) = \frac{3}{2} V_d i_d \tag{75}$$

$$Q_g = \frac{3}{2} \left( V_d i_d + V_q i_q \right) = \frac{3}{2} V_d i_q \tag{76}$$

A corrente de referência  $i_q *$  do eixo-q, pode-se expressar como:

$$i_q^* = -\frac{3.Q_g^*}{2.V_d} \tag{77}$$

Onde  $Q_g^*$  é definida como referência para a potência reativa, sendo de valor negativo para uma operação com fator de potência adiantado, zero para uma operação com fator de potência unitário ou de um valor positivo para uma operação com fator de potência atrasado. A potência ativa do sistema é representada pela corrente de referência  $i_d^*$ , que é gerada pelo controlador PI conforme as condições de operação para o controle de tensão do link-cc.

Desprezando as perdas no inversor, temos a seguinte expressão para a potência ativa:

$$P_g = \frac{3}{2} V_d i_d = V_{dc} i_{dc}$$
(78)

### 4.3. Modelagem do sistema de proteção

As técnicas locais baseadas em relés de tensão e frequência são geralmente empregadas por apresentarem um baixo custo comparado a outras soluções, entretanto, possuem uma região em que os desbalanços de potência ativa e reativa no momento do ilhamento não são suficientes para detectar o ilhamento, na ZND.

Com o objetivo de testar a transição para o modo ilhado de uma microrrede com um método para detecção de ilhamento viável economicamente e o mais confiável possível, neste trabalho se avalia o uso de uma técnica passiva que emprega relés convencionais responsável de monitorar as mudanças na tensão e frequência da rede no momento que ocorre o ilhamento e uma técnica híbrida associada a uma técnica passiva e uma técnica ativa (COLORADO; SILVA; GRILO, 2017). Desta forma, a tensão é monitorada constantemente e quando ocorre uma variação de tensão mínima, que pode representar um distúrbio na rede, e os relés não detectam como ilhamento, uma perturbação de potência é inserida na potência de referência do gerador síncrono para testar a condição de operação da rede. Destaca-se que o método híbrido empregado não emite distúrbios periodicamente como os demais métodos e, sim, apenas quando ocorre alguma variação mínima na microrrede que não consiga sensibilizar as proteções antiilhamento.

### 4.4. Relé de frequência

O rele de frequência implementado no software, monitora a frequência do sinal de tensão da rede utilizando o componente disponível na biblioteca "Frequency/Phase/RMS Meter", o qual é ligado diretamente na rede. Como se observa na Figura 21, a frequência medida é comparada com os limites máximo e mínimo de frequência. Uma vez que estes limites são atingidos, o relé envia um sinal de alerta de

ilhamento para que os controles do gerador síncrono sejam alterados para realizar o controle de tensão e frequência.

Além o relé inclui um bloqueador de funcionamento por tensão, se o valor medido de tensão for inferior ao valor de tensão mínimo definido ( $V_{min}$ ), o relé de frequência não deve ser ativado. O bloqueador de tensão tem como função evitar a operação do relé durante a partida do gerador síncrono (VIEIRA JR; FREITAS; FRANÇA, 2005; VIEIRA *et al.*, 2006).

### 4.5. Relé de tensão

O relé de tensão implementado no software, conforme apresentado na Figura 21, monitoria de forma constante a tensão da barra terminal do gerador síncrono. O valor RMS da tensão é comparado aos ajustes de sobre e subtensão, que são usados, respectivamente, 1,2 e 0,8 [p.u].

Assim, caso sejam detectados valores de tensão ou frequência fora dos limites de acordo com o requisito relacionado à proteção do sistema, o relé envia um sinal de alerta de ilhamento.


Figura 21. Relé de tensão e frequência.

Fonte: Baseado em (VIEIRA et al., 2006).

#### 4.5.1. Técnica híbrida

A lógica é apresentada no fluxograma da Figura 22. Desta forma, a tensão é monitorada e quando ocorre uma variação de tensão mínima, que pode representar um distúrbio na rede, e os relés não detectam como ilhamento, uma perturbação de potência é inserida na potência de referência do gerador síncrono.

Em testes verificou-se que uma perturbação de 0,05 [p.u] por 500 [ms] é suficiente para produzir variações de tensão e frequência na microrrede ilhada para a detecção do ilhamento. Caso a rede permaneça conectada, essas variações não serão suficientes para sensibilizar os relés.

Assim como a técnica passiva a técnica hibrida identificará o ilhamento se a frequência e tensão estiver fora dos limites estabelecidos como aceitáveis de acordo com o requisito relacionado a proteção do sistema.

Figura 22- Fluxograma da detecção de ilhamento.



Fonte: Baseado em (COLORADO; SILVA; GRILO, 2017).

Inicialmente, as variações de tensão na rede são monitoradas (dv/dt), caso existam, a variação média de tensão por cinco ciclos ( $\Delta v_{médio,5}$ ) é calculada e comparada com o limite inferior aceito ( $\Delta v_{mínimo}$ ). Se o limite inferior for violado, verifica-se se existe uma ilha ou se existe uma perturbação de outra natureza na rede. Se ( $\Delta v_{médio,5}$ ) ultrapassar o limite superior  $(\Delta v_{máx})$ , o algoritmo de detecção indica a condição de ilhamento. Se  $(\Delta v_{médio,5})$  for encontrado entre os limites inferior e máximo, uma variação na potência de saída de referência do GD é causada. Essa variação é produzida por meio de um degrau, que deve ter pequena amplitude, é sugerido na faixa de 0,01 a 0,05 p.u, e duração de algumas centenas de milissegundos, entre 200 a 600 ms. Se o sistema estiver operando no modo ilhado, a perturbação causará a mudança de frequência e o ilhamento pode ser identificado. Esta técnica mostrou-se eficaz para detectar a condição de ilhamento com pequeno tempo de detecção, o que é um requisito para o problema de transição de ilhamento.

### 5. Resultados

Neste capítulo, são apresentados os resultados dos diferentes cenários e configurações de microrredes empregadas para o cálculo e avaliação da taxa de sucesso da transição para operação ilhada da microrrede. Estas análises compreenderam aspetos como o ponto de operação pré-ilhamento, esquema de detecção de ilhamento para identificar o estado de operação do sistema, que inclui as análises de estabilidade e intercambio de potência ativa e reativa, e os controles que foram utilizados.

A rede teste utilizada é apresentada na Figura 23, sendo a microrrede que está contida na área destacada pela linha pontilhada. A microrrede consiste em um gerador síncrono distribuído (GD1), um gerador eólico (GD2), a carga e dois sistemas de armazenamento, um sistema que corresponde ao armazenamento de energia por volante de inercia, considerado na configuração apresentada na Figura 23 (a), e um sistema de armazenamento de energia por bateria, BESS, apresentado na Figura 23 (b). GD1 apresenta potência nominal de 3,3 MW e o GD2 apresenta potência nominal de 0,7 MW. Na microrrede, o FES e o BESS apresentam controles de droop para fornecer suporte de frequência à microrrede durante a perturbação devido à transição para o modo ilhado. O ilhamento ocorre com a abertura da chave B localizada na barra 2 em 4s de simulação. Após a detecção do ilhamento, o controle do gerador síncrono, conectado à barra 4, é alterado para regular a frequência e a tensão da microrrede. Neste caso, os controles de frequência e tensão são realizados pelo gerador síncrono, sendo que, durante distúrbios, as outras fontes também fornecerão suporte temporário de tensão e frequência.



Figura 23. Rede teste de distribuição empregada para os testes.

(a) microrrede com FES.



<sup>(</sup>b) microrrede com BESS

Fonte: Próprio autor.

Como já discutido, a transição bem-sucedida da microrrede depende do esquema de detecção utilizado para identificar o ilhamento, do ponto de operação no momento do ilhamento e dos controles utilizados. No instante que ocorre o ilhamento, quanto mais rápido é detectada a condição ilhada e, por conseguinte, alterados os controles do gerador síncrono, mais rápido são reguladas a frequência e tensão no sistema. No entanto, em alguns casos, em que o desbalanço de potência entre geração e carga da ilha

seja muito grande, mesmo uma rápida detecção do ilhamento não garante uma transição estável.

Utilizando o sistema teste com a bateria de 250 kW são realizadas simulações de dois pontos de operação. No primeiro caso a velocidade do vento é de 3 m/s, enquanto no segundo caso de 8 m/s. Nas simulações, o ilhamento ocorre em 4 s de simulação. Os resultados do Caso 1 são apresentados nas Figura 24 e Figura 25. O ilhamento é detectado em 163 ms após a ocorrência e, mesmo com a rápida detecção, a transição para o modo ilhado não é bem-sucedida.

A Figura 26 e Figura 27 apresentam, respectivamente, a tensão e frequência do Caso 2. A detecção do ilhamento ocorre 165 ms após o ilhamento e o controle do gerador síncrono tem sucesso em restabelecer a tensão e frequência na operação ilhada.





Fonte: Próprio autor.





Fonte: Próprio autor.





Fonte: Próprio autor.





Fonte: Próprio autor.

A principal diferença entre os dois casos apresentados é o intercâmbio de potência no instante de ocorrência do ilhamento. O ponto de operação do sistema no momento em que ocorre o ilhamento, que é responsável pelos desequilíbrios de potência ativa e reativa, é um fator relevante que influência na estabilidade e posteriormente no controle da microrrede, pois suas fontes de energia variam constantemente, como eólica e solar (LEGUDI; DATTA, 2016; PERERA *et al.*, 2018). A típica baixa inércia típica desses sistemas o tornam mais suscetíveis a variações severas de frequência, que podem levar a sensibilização das proteções da carga (KANG *et al.*, 2017; ULBIG; BORSCHE; ANDERSSON, 2014). Assim, conforme a disponibilidade dos recursos na microrrede, como fontes de energia renovável, estado de carga do BESS e nível de carga, seu comportamento se caracteriza por ser estocástico.

A metodologia proposta neste trabalho permite calcular a taxa de sucesso de ilhamento considerando estes aspectos. Assim, usando a metodologia descrita na Seção 3, simulações de Monte Carlo são executadas para avaliar a probabilidade da transição de ilhamento bem-sucedida. Amostras de vento, de carga e do estado de carga da bateria, SoC, são geradas. A distribuição do vento é representada por  $v_m$ = 7,88 m/s c = 8,89 e k = 2. A distribuição normal multivariada foi usada para gerar as amostras de carga da bateria e a distribuição gaussiana mista com três componentes foi usado para modelar a carga. As proporções das distribuições, componente principal, secundária e terciária são apresentadas nas Tabelas 6, 7 e 8, cujos valores médios, desvio padrão e

correlação entre potência ativa e reativa foram baseados em Pham, Rueda e Erlich (2015).

Componente 1	Componente 2	Componente 3
0.193	0.57	0.237

Tabela 6. Proporções da distribuição gaussiana mista da carga.

Fonte: Baseado em (PHAM; RUEDA; ERLICH, 2015).

Componente	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVAR)
1	2.8352	0.2891
2	1.3968	0.1794
3	1.5252	0.1981

Tabela 7. Parâmetros da distribuição gaussiana mista da carga.

Fonte: Baseado em (PHAM; RUEDA; ERLICH, 2015).

<b>T</b> 1 1 0	3.6.1	1	· 1		1		
Tahela X	Matriz	de covariân	cia do	nrimeiro	segundo e	terceiro co	mnonente
rabela 0.	maniz		cia uo	primeno,	segundo e		mponente.

Componente	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVAR)
1	0.0170	0.0072
1	0.0072	0.0031
2	0.0240	0.0122
	0.0122	0.0063
3	0.0286	0.0126
	0.0126	0.0057

Fonte: Baseado em (PHAM; RUEDA; ERLICH, 2015).

# 5.1. Resultados considerando diferentes técnicas de detecção de ilhamento

Como destacado, a detecção do ilhamento é importante para uma transição adequada para o modo ilhado. Muitas vezes, a microrrede é planejada para uma operação próxima do equilíbrio de carga e geração, que resulta em uma operação na maior parte do tempo com um baixo valor de intercâmbio de potência com a rede da concessionária. Para os esquemas passivos de detecção de ilhamento, esta condição de operação é desafiadora e pode resultar em não detecção da condição ilhada.

Na ocorrência do ilhamento as variações da tensão e frequência da microrrede ilhada, deverão ser constantemente monitoradas e seus valores deveram permanecer dentro dos limites estipulados conforme os requisitos apresentados na secção 2 relacionados a proteção do sistema, que ao ser mais restritivos que os requisitos relacionados á qualidade da energia, serão usados como limites nas técnicas de utilizadas para identificar o ilhamento e avaliar a transição de ilhamento bem-sucedida.

Dessa forma, foram realizadas simulações considerando duas técnicas de detecção de ilhamento. A primeira usando um método passivo, que emprega relés de tensão e frequência convencionais cuja lógica consiste em monitorar constantemente a frequência e a tensão, que são então comparadas com os limites de frequência e tensão máximos e mínimos, conforme mostrado na Figura 21. Assim, se os valores de tensão e frequência são detectados fora dos limites, os relés enviam um sinal de alerta de ilhamento para os geradores para alterar seus controles e operar em modo ilhado. O segundo esquema implementado foi uma técnica híbrida, associada a uma técnica ativa que provoca uma perturbação na referência de potência do gerador síncrono para testar a condição de operação da rede, cuja lógica é apresentada no fluxograma da Figura 22.

Os parâmetros utilizados nos esquemas de detecção de ilhamento são: Técnica passiva: faixa de tensão adequada V < 0,93 ou V > 1,05 pu; faixa de frequência aceitável 59,9 < f < 60,1 Hz. Técnica híbrida:  $\Delta v_{min} = 0,01p.u$ ;  $\Delta v_{máx} = 0,5p.u$ ;  $\Delta f_{min} = 0,0001 [p.u]$ ,  $\Delta p = 0,05 [p.u]$  por 500 ms. O ilhamento é considerado não detectado se não identificado em até 2 segundos após o evento. Seguindo a sequência e utilizando a rede da Figura 23, os seguintes cenários foram analisados:

- Cenário 1: GD1 injetando 1,0 MW durante a operação conectada à rede, GD2 e um FES com potência nominal de 200 kW conectados à microrrede.
- Cenário 2: GD1 injetando 1,0 MW durante a operação conectada à rede, GD2 e um BESS com potência nominal de 250 kW conectados à microrrede.

As Tabelas 9 e 10 apresentam, respectivamente, os resultados da técnica híbrida e da técnica passiva para detecção de ilhamento.

Número de	Casa	Armazenamento	Identificação do
Simulações	Caso	de energia	ilhamento
400	1	FES	100%
	2	BESS	100 %

Tabela 9. Resultado técnica híbrida

Fonte: Próprio autor.

Tabela 10. Resultado técnica passiva

Número de	Casa	Armazenamento	Identificação do
Simulações	Caso	de energia	ilhamento
400	1	FES	10.50%
	2	BESS	68.75%

Fonte: Próprio autor.

A partir dos resultados das Tabelas 9 e 10, destaca-se que a técnica híbrida apresentou maior proporção de casos de ilhamento estáveis do que a técnica passiva para ambos os casos. Além disso, outro aspecto importante a destacar é que a técnica passiva é capaz de detectar apenas uma parte da ocorrência de ilhamento, enquanto a técnica híbrida é capaz de detectar 100% das ocorrências de ilhamento. A menor eficiência da técnica passiva ocorre em função da microrrede apresentar operação mais próxima de um balanço de geração e carga. Nestas condições, as variações de tensão e frequência devido ao ilhamento são menores e podem não sensibilizar o esquema de detecção. Ao passo que a técnica híbrida, variações pequenas de tensão são testadas

com uma perturbação na frequência do sistema, o que aumenta a performance da técnica para a detecção de ilhamento em condições próximas ao equilíbrio carga/geração da micrrorrede.

Ainda nestes resultados, verifica-se que o uso do FES resulta em uma taxa superior de sucesso comparada ao uso do BESS. O FES sempre vai fornecer suporte de frequência ao sistema nas ocorrências do ilhamento. O BESS, embora apresente um controle droop para dar suporte de frequência durante distúrbios, depende das suas condições de carregamento.

Assim, e utilizando a metodologia apresentada no Capítulo 3 e com o uso de simulações de Monte Carlo foi possível avaliar o desempenho de ambos esquemas de detecção de ilhamento e o impacto do uso dos dispositivos de armazenamento de energia em melhorar a taxa de transição de ilhamento estável. Constata-se da Tabela 10, a técnica passiva tem uma baixa taxa de casos identificados como ilhados, sendo o melhor cenário de 68.75% em relação aos resultados apresentados na tabela 9 que utiliza uma técnica híbrida, e onde sempre foi identificado o estado do sistema em modo ilhado.

# 5.2. Resultados da taxa de sucesso na transição de ilhamento

Nesta seção são apresentados os resultados de taxa de sucesso de ilhamento considerando a técnica híbrida de detecção de ilhamento, sendo avaliados os seguintes cenários:

- Cenário 1: GD1 injetando 500 Kw (a), 800 kW (b) e 1,0 MW (c) durante a operação conectada à rede, GD2 e um FES conectados à microrrede.
- Cenário 2: GD1 injetando 500 kW (a), 800 kW (b) e 1,0 MW (c) durante a operação conectada à rede, GD2 e um BESS conectados à microrrede.

As tabelas 11, 12 e 13 apresentam os resultados obtidos para o Cenário 1 com FES. A partir dos resultados destas tabelas, constata-se que o nível de geração no instante do ilhamento apresenta alto impacto no sucesso do ilhamento. Este nível de geração depende da característica da carga e, pelos resultados deste sistema teste simulado, verifica-se que, associado ao FES, o nível de geração de 1 MW apresenta a melhor performance de sucesso de ilhamento. Para este nível de geração, um FES de 200 kW apresenta uma taxa de sucesso de ilhamento de 99,75 %, que já pode ser considerada bastante satisfatória. O BES de 300 kW resultou em sucesso em 100 % dos casos.

DG1 injetando 500 kW				
Número de Simulações	Potência Nominal do FES (kW)	Probabilidade de sucesso do ilhamento E(x)	Coeficiente de Dispersão β	
	100	85.25%	2.08%	
400	200	90.25%	1.64%	
	300	91.00%	1.57%	

Tabela 11. Resultado da simulação - cenário 1a.

Fonte: Próprio autor.

DG1 injetando 800 kW				
Número de Simulações	Potência Nominal do FES (kW)	Probabilidade de sucesso do ilhamento E(x)	Coeficiente de Dispersão β	
	100	90.50%	1.62%	
400	200	96.50%	0.95 %	
	300	99.50%	0.35%	

Tabela 12. Resultado da simulação - cenário 1b.

Fonte: Próprio autor.

DG1 injetando 1.0 MW					
Número de Simulações	Potência Nominal do FES (kW)	Probabilidade de sucesso do ilhamento E(x)	Coeficiente de Dispersão β		
	100	97.50 %	0.80 %		
400	200	99.75 %	0.25 %		
	300	100 %	0 %		

Tabela 13. Resultado da simulação - cenário 1c.

Fonte: Próprio autor.

Nas Tabelas 14, 15 e 16 são ilustrados os resultados para o Cenário 2, que utiliza o BESS o qual o foi dimensionado seguindo os passos supracitados na Seção 3.3. também foi variado o nível de geração do gerador síncrono nos patamares respectivamente de 500 kW, 800 kW e 1 MW.

Tabela 14. Resultado da simulação - cenário 2a.

DG1 injetando 500 kW				
Número de Simulações	Potência Nominal do BESS (kW)	Probabilidade de sucesso do ilhamento E(x)	Coeficiente de Dispersão β	
	250	76.75%	2.75%	
400	300	79.75%	2.52%	
	350	80.00 %	2.50%	
	370	85.00%	2.10%	

Fonte: Próprio autor.

DG1 injetando 800 kW				
Número de Simulações	Potência Nominal do BESS (kW)	Probabilidade de sucesso do ilhamento E(x)	Coeficiente de Dispersão β	
	250	81.00 %	2.42 %	
400	300	91.75%	1.50%	
	330	92.50%	1.42%	
	350	94.75%	1.17%	

Tabela 15. Resultado da simulação - cenário 2b.

Fonte: Próprio autor.

Tabela 16. Resultado	da s	simulação	<ul> <li>cenário</li> </ul>	2c.
----------------------	------	-----------	-----------------------------	-----

DG1 injetando 1.0 MW				
Número de Simulações	Potência Nominal do BESS (kW)	Probabilidade de sucesso do ilhamento E(x)	Coeficiente de Dispersão β	
	250	94.50 %	1.20 %	
400	330	95.25%	1.11%	
-	350	96.50%	0.95%	

Fonte: Próprio autor.

Os resultados apresentados nas tabelas 14, 15 e 16 confirmam que o valor de geração do gerador síncrono no instante do ilhamento apresenta impacto no sucesso do ilhamento. Além disso, para o modelo de carga empregado, assim como ocorreu com o cenário empregando o FES, a geração em 1 MW é benéfica para manter a estabilidade na transição para o modo ilhado.

A estabilidade da transição também aumenta com o aumento capacidade do BESS em todos os níveis de geração analisados. A melhor taxa de sucesso de ilhamento foi obtida também o BESS com maior capacidade, FES de 350 kW e nível de geração síncrona de 1 MW. Entretanto, esta taxa ainda é baixa comparativamente ao FES. Esta diferença ocorre devido ao carregamento, SoC, do BESS variar no instante da ocorrência do ilhamento.

Nos dois cenários apresentados verifica-se que fatores como o aumento da capacidade dos dispositivos de armazenamento de energia tem um grande impacto nos resultados. Além disso, estes dispositivos precisam ter disponibilidade para dar suporte de frequência durante o ilhamento. Neste sentido, embora o BESS tenha grande impacto na manutenção da operação ilhada, no instante do ilhamento a sua contribuição é limitada ao estado de seu carregamento. Vale ressaltar que nas simulações não foi considerado esquema de corte de carga, que pode também ser usado como uma ferramenta para evitar a perda de estabilidade na transição para o modo ilhado.

### 6. Conclusões

Neste trabalho foi proposta uma metodologia, baseada em simulações de Monte Carlo, com o objetivo de calcular a taxa de sucesso da transição do modo conectado para ilhado de uma microrrede. A metodologia permite uma análise global de todos os recursos disponíveis e técnicas de controle utilizadas na microrrede, assim como sua efetividade no melhoramento da taxa de sucesso nesta. Para isso, foram utilizadas simulações de Monte Carlo, empregando funções de distribuição de probabilidade para a geração, estado de carregamento do SoC da bateria e carga. Como resultado, é possível simular todas as possibilidades de pontos operacionais do sistema e soluções para garantir a estabilidade da microrrede durante a transição para ilhado, sem a utilização do corte de carga, para melhorar a estabilidade e confiabilidade do sistema.

O uso da metodologia possibilitou verificar que o esquema utilizado na detecção de ilhamento tem influência no sucesso na transição da microrrede para modo ilhado. É comum que as microrredes sejam planejadas para operar próximo do equilíbrio entre carga e geração, esta característica aumenta a dificuldade de detecção do ilhamento utilizando técnicas passivas. Todavia, a técnica híbrida utilizada no trabalho apresentou desempenho satisfatório detectando 100 % dos casos simulados.

A efetividade de dispositivos de armazenamento de energia para melhorar a transição da microrrede para o modo ilhado foi avaliada. De fato, a taxa de sucesso de ilhamento aumentou com o uso de volantes de inércia, enquanto as baterias mostraram efetividade levemente inferior comparadas com os volantes de inércia. Outro aspecto explorado foi o nível de geração do gerador síncrono, variações dessa geração permitem que, na ocorrência do ilhamento, mais casos sejam estáveis durante a transição. Em microrredes mais simples, com menos elementos, é mais fácil compreender essa relação, entretanto, em microrredes com mais elementos e com geração cuja disponibilidade do recurso é associado a funções de distribuições, assim como a representação da carga, a aplicação da metodologia permite entender quais os níveis de geração do geração do gerador síncrono podem contribuir para a taxa de sucesso de ilhamento.

Neste sentido, a metodologia apresentada nesta tese permite que se avalie o impacto de diferentes recursos para que ocorra uma transição para o modo ilhado sem interrupções e sem corte de cargas. Destaca-se que na metodologia não foram consideradas questões como perda de capacidade das baterias, devido ao envelhecimento por idade e por uso, taxa de crescimento de carga ou taxa de falha em equipamentos. A taxa de sucesso do ilhamento é calculada baseada em um retrato atual do estado da bateria, demais equipamentos e da carga. Além disso, não são considerados os custos dos equipamentos e da geração, especialmente, da geração síncrona que pode ser diesel.

A contribuição desta tese se insere no contexto do aumento da disponibilidade de dispositivos, controles e recursos associados a redes inteligentes em que o uso ou aplicação deles devem ser avaliados em função de sua efetividade nos diferentes aspectos de operação das redes elétricas. Com isso, a metodologia proposta contribui para avaliar os controles, dispositivos e recursos empregados para possibilitar a transição estável do modo de operação da microrrede, de conectado para ilhado, que apresenta impacto nos índices de continuidade de alimentação das cargas conectadas à microrrede.

#### 6.1. Publicações

COLORADO, Patry et al. Avaliação da Estabilidade de Microrredes com Geração Eólica Sujeitas à Transição para Operação Ilhada. 8 dez. 2020, [S.l.]: sbabra, 8 dez. 2020. Disponível em: <https://www.sba.org.br/open\_journal\_systems/index.php/sba/article/view/1117>.

COLORADO, Patry J. et al. Security Assessment for the Islanding Transition of Microgrids. IEEE Access, v. 10, p. 17189–17200, 2022. Disponível em: <a href="https://ieeexplore.ieee.org/document/9709329/">https://ieeexplore.ieee.org/document/9709329/</a>>.

#### 6.2. Perspectivas de trabalhos futuros

Como perspectivas de trabalhos futuros relacionado a este tema destaca-se:

- Inclusão de outros tipos de geradores e fontes energéticas na microrrede, tal como geração fotovoltaica, microturbinas e células a combustível.
- Cálculo do índice geral de confiabilidade de uma rede ou ramal de distribuição formado por microrrede(s), considerando taxa de falhas da rede.
- Inclusão dos custos na análise.

• Inclusão de degradação dos equipamentos e perspectiva de crescimento de carga da microrrede.

# 7. Referências Bibliográficas

ABDELBASET, Adel *et al. Wind Driven Doubly Fed Induction Generator Grid Synchronization and Control.* 1. ed. Cham, Switzerland: **Springer International Publishing**, 2018. Disponível em: <a href="http://www.springer.com/series/4622">http://www.springer.com/series/4622</a>>.

ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran; SODER, L. Electricity Market Regulations and Their Impact on Distributed Generation. 2000, [S.1.]: IEEE, 2000. p. 608–613. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=855735>.

AGOSTINI, Alejandro; CELAYA, Enric. Reinforcement Learning with a Gaussian mixture model. jul. 2010a, [S.l.]: **IEEE**, jul. 2010. p. 1–8. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/5596306/">http://ieeexplore.ieee.org/document/5596306/</a>>.

AL-SAEDI, Waleed *et al.* Power Flow Control in Grid-Connected Microgrid Operation Using Particle Swarm Optimization Under Variable Load Conditions. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 49, n. 1, p. 76–85, 2013.

ALDAOUDEYEH, Al-Motasem I.; ALZAAREER, Khaled. Statistical Analysis of Wind Power Using Weibull Distribution to Maximize Energy Yield. ago. 2020, [S.l.]: **IEEE,** ago. 2020. p. 1–5. Disponível em: <a href="https://ieeexplore.ieee.org/document/9219829/">https://ieeexplore.ieee.org/document/9219829/</a>>.

ANSARI, Osama Aslam; SAFARI, Nima; CHUNG, C. Y. Reliability assessment of microgrid with renewable generation and prioritized loads. nov. 2016, [S.I.]: IEEE, nov. 2016. p. 1–6. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7790067/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7790067/</a>>.

AREFIN, Ahmed Amirul *et al.* Power Resilience Enhancement of a PV- Battery-Diesel Microgrid. 1 nov. 2020, [S.I.]: **IEEE**, 1 nov. 2020. p. 860–863. Disponível em: <a href="https://ieeexplore.ieee.org/document/9364621/">https://ieeexplore.ieee.org/document/9364621/</a>>.

ASSIS, Tatiana Mariano Lessa; TARANTO, Glauco Nery. Automatic Reconnection From Intentional Islanding Based on Remote Sensing of Voltage and Frequency Signals. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 4, p. 1877–1884, dez. 2012. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/6204097/">http://ieeexplore.ieee.org/document/6204097</a>/>.

AWEDNI, Olfa; MASMOUDI, Abdelkarim; KRICHEN, Lotfi. Power Control of DFIG-Based Wind Farm for System Frequency Support. 2018 15th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD), p. 1298–1304, 2018.

BACELAR, Marianna Nogueira. Avaliação do Desempenho Estático e Dinâmico de uma Microrrede na Ocorrência de Ilhamentos Intencionais. 2013. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

BACELAR, Marianna Nogueira; LESSA ASSIS, Tatiana Mariano; NERY, Glauco Taranto. Performance Evaluation of Microgrids in Occurrence of Intentional Islanding. abr. 2013, [S.l.]: IEEE, abr. 2013. p. 1–8. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/6554463/">http://ieeexplore.ieee.org/document/6554463/</a>.

BALASUBRAMANIAM, Karthikeyan *et al.* Energy management system for enhanced resiliency of microgrids during islanded operation. *Electric Power Systems Research*, v. 137, p. 133–141, 1 ago. 2016. Disponível em: <a href="https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779616301122">https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779616301122</a>>.

BANSAL, Yashasvi; SODHI, Ranjana. Microgrid Fault Detection Methods: Reviews, Issues and Future Trends. maio 2018, [S.1.]: **IEEE**, maio 2018. p. 401–406. Disponível em: <a href="https://ieeexplore.ieee.org/document/8467938/">https://ieeexplore.ieee.org/document/8467938/</a>.

BARSALI, S. *et al.* Control Techniques of Dispersed Generators to Improve the Continuity of Electricity Supply. 2002, [S.l.]: **IEEE**, 2002. p. 789–794. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=985115">http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=985115</a>.

BEHVANDI, A; KANKANAN, M; RAHAT, O. Islanding Detection in Microgrid with Wind Turbine and Reduce non Detection Zone. *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*, v. 12, n. 15, p. 4340–4350, 2017. Disponível em: <a href="https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85027711386&partnerID=40&md5=882db22aef88bebdc454568287f4c23d>">https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85027711386&partnerID=40&md5=882db22aef88bebdc454568287f4c23d>">https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85027711386&partnerID=40&md5=882db22aef88bebdc454568287f4c23d>">https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85027711386&partnerID=40&md5=882db22aef88bebdc454568287f4c23d>">https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85027711386&partnerID=40&md5=882db22aef88bebdc454568287f4c23d>">https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85027711386&partnerID=40&md5=882db22aef88bebdc454568287f4c23d>">https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85027711386&partnerID=40&md5=882db22aef88bebdc454568287f4c23d>">https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85027711386&partnerID=40&md5=882db22aef88bebdc454568287f4c23d>">https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85027711386&partnerID=40&md5=882db22aef88bebdc454568287f4c23d>">https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85027711386&partnerID=40&md5=882db22aef88bebdc454568287f4c23d>">https://www.scopus.com/inward/scopus.com/inwar

BILLINTON, Roy; ALLAN, Ronald N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2. ed. New York: [s.n.], 1996. Disponível em: <a href="http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ep.1984.0253">http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ep.1984.0253</a>>.

BIN WU *et al.* **Power Conversion and Control of Wind Energy Systems**. New Jersey: [s.n.], 2011.

BOUGUILA, Nizar; FAN, Wentao. *Mixture Models and Applications*. Cham: **Springer International Publishing,** 2020. Disponível em: <a href="http://www.springer.com/series/15892">http://www.springer.com/series/15892</a>>. (Unsupervised and Semi-Supervised Learning).

BRAHMA, S.M.; GIRGIS, A.a. Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with High Penetration of Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 19, n. 1, p. 56–63, jan. 2004. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/1270934/">http://ieeexplore.ieee.org/document/1270934/</a>>.

BURTON, Tony et al. Wind Energy Handbook. 2nd. ed. England: [S.l: s.n.], 2011.

CAILIAN, Gu *et al.* Research on Feeder Protection Strategy of Distribution Network Connected with Micro-grid. maio 2015, [S.l.]: **IEEE**, maio 2015. p. 5034–5038. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7162825/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7162825/</a>

CAÑIZARES, Claudio A; REILLY, Jim; BEHNKE, Rodrigo Palma. *Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Modeling.* **IEEE Power & Energy Society**. [S.I: s.n.], 2018.

CARRASCO, J.M. *et al.* Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 53, n. 4, p. 1002–1016, jun. 2006.

CHEN, Ke. Stability of a Community Microgrid in Islanded Mode : A Case Study. 2018 9th IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), p. 1–5, 2018.

CHEN, Weidong; YIN, Hui. Optimal subsidy in promoting distributed renewable energy generation based on policy benefit. *Clean Technologies and Environmental Policy*, v. 19, n. 1, p. 225–233, 2017.

CHEN, Yu; XU, Zhao; ØSTERGAARD, Jacob. Security assessment for intentional island operation in modern power system. *Electric Power Systems Research*, v. 81, n. 9, p. 1849–1857, set. 2011. Disponível em: <a href="https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779611001222">https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779611001222</a>>.

CARRASCO, J.M. *et al.* Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 53, n. 4, p. 1002–1016, jun. 2006.

CHEN, Ke. Stability of a Community Microgrid in Islanded Mode : A Case Study. 2018 9th IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), p. 1–5, 2018.

CORPORATION, Synergic Resources. Selected Statistical Methods for Analysis of Load Research Data. [S.l: s.n.], 1984.

CROSSLEY, Peter; TEN, Chui Fen. Control of Multiple Distributed Generators for Intentional Islanding. 2008, [S.l.]: CIRED Seminar 2008: SmartGrids for Distribution, 2008. p. 1–4.

DESHBHRATAR, Prajakta; SOMALWAR, Rahul; KADWANE, S. G. Comparative Analysis of Islanding Detection Methods for Multiple DG Based System. 2016. [S.1.]: IEEE, mar. 1525-1530. Disponível mar. 2016. p. em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7754939/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7754939/</a>>.

DONGMEI, Zhao; NAN, Zhang; YANHUA, Liu. Micro-grid Connected / Islanding Operation Based on Wind and PV Hybrid Power System. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, p. 1–6, 2012.

ELTAMALY, Ali. M.; ALOLAH, A.I.; ABDEL-RAHMAN, Mansour H. Modified DFIG control strategy for wind energy applications. jun. 2010, [S.I.]: **IEEE**, jun. 2010. p. 653–658. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/5542208/">http://ieeexplore.ieee.org/document/5542208/</a>>.

FERREIRA, Roberta R. *et al.* Method for Adaptive Overcurrent Protection of Distribution Systems with Distributed Synchronous Generators. jul. 2015, [S.l.]: **IEEE**, jul. 2015. p. 1–5. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7286515/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7286515/</a>>.

GHOSH, A.K. *et al.* Distribution circuit state estimation using a probabilistic approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 1, p. 45–51, 1997. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/574922/>">http://ieeexplore.ieee.org/document/574922/</a>.

GOMEZ, J. Carlos; MORCOS, M. M. Distributed Generation: Exploitation of Islanding Operation Advantages. ago. 2008, [S.1.]: **IEEE**, ago. 2008. p. 1–5. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/4641736/>">http://ieeexplore.ieee.org/document/4641736/</a>.

GUNDOGDU, Bureu; GLADWIN, Daniel Thomas. A Fast Battery Cycle Counting Method for Grid-Tied Battery Energy Storage System Subjected to Microcycles. mar. 2018, [S.1.]: **IEEE**, mar. 2018. p. 1–4. Disponível em: <a href="https://ieeexplore.ieee.org/document/8712263/">https://ieeexplore.ieee.org/document/8712263/</a>>.

HAMZEH, Mohsen *et al.* A New Islanding Detection Scheme for Multiple Inverter-Based DG Systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 31, n. 3, p. 1002–1011, set. 2016. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7462209/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7462209/</a>>.

HERMAN, R.; KRITZINGER, J.J. The statistical description of grouped domestic electrical load currents. *Electric Power Systems Research*, v. 27, n. 1, p. 43–48, maio 1993. Disponível em: <a href="https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/037877969390058M">https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/037877969390058M</a>>.

HEUNIS, Schalk W.; HERMAN, Ron. A probabilistic model for residential consumer loads. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 3, p. 621–625, ago. 2002.

HOOSHYAR, Ali; IRAVANI, Reza. Microgrid Protection. *Proceedings of the IEEE*, v. 105, n. 7, p. 1332–1353, jul. 2017. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7885003/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7885003/</a>.

HOSSEINIAN, S H; VAHIDI, B; RAD, M Ghiasi. Smart Control Mode Selection for Proper Operation of Synchronous Distributed Generators. 2012, [S.l.]: IEEE, 2012. p. 1–4.

IEEE STANDARDS COORDINATING COMMITTEE 21. 1547.1-2020 - IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Energy Resources with Electric Power Systems and Associated Interfaces. [S.1.]: IEEE, 2020.

IRWIN, G.W.; MONTEITH, W.; BEATTIE, W.C. Statistical electricity demand modelling from consumer billing data. *IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution*, v. 133, n. 6, p. 328, 1986. Disponível em: <a href="https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-c.1986.0048">https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-c.1986.0048</a>>.

J.JYRINSALO; E.LAKERVI. Planning the Islanding Scheme of a Regional Power Producer. *12th International Conference on Electricity Distribution*, *1993*. CIRED, [S.l: s.n.], 1993. p. 1–5.

JOUYBARI-MOGHADDA, H. *et al.* Smart Control Mode Selection for Proper Operation of Synchronous Distributed Generators. 2012, [S.l.]: **IEEE**, 2012. p. 1–4.

JOUYBARI-MOGHADDAM, H.; HOSSEINIAN, S.H.; VAHIDI, B. Active Distribution Networks Islanding Issues: An Introduction. maio 2012, [S.I.]: **IEEE**, maio 2012. p. 719–724. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=6254585&contentType">http://ieexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=6254585&contentType</a> =Conference+Publications&searchField=Search\_All&queryText=islanding>.

KANG, Xiaoning *et al.* Protection of micro-grid systems: a comprehensive survey. *The Journal of Engineering*, v. 2017, n. 13, p. 1515–1518, 1 jan. 2017. Disponível em: <a href="http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/joe.2017.0584">http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/joe.2017.0584</a>>.

KATIRAEI, F.; IRAVANI, M.R.; LEHN, P.W. Micro-Grid Autonomous Operation During and Subsequent to Islanding Process. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 20, n. 1, p. 248–257, jan. 2005. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1375102>.

KEJUN QIAN *et al.* Analysis of the environmental benefits of Distributed Generation. jul. 2008, [S.1.]: **IEEE**, jul. 2008. p. 1–5.

KHADEMLAHASHY, Ali et al. A review on protection issues in micro-grids embedded with distribution generations. jun. 2017, [S.l.]: **IEEE**, jun. 2017. p. 913–918. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/8282969/">http://ieeexplore.ieee.org/document/8282969/</a>>.

KHODADOOST ARANI, Ali Asghar; ZAKER, Behrooz; GHAREHPETIAN, Gevork B. Induction machine-based flywheel energy storage system modeling and control for frequency regulation after micro-grid islanding. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, v. 27, n. 9, 1 set. 2017.

KIM, J.E.; HWANG, J.S. Islanding Detection Method of Distributed Generation Units Connected to Power Distribution System. 2000, [S.I.]: **IEEE**, 2000. p. 643–647. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs\_all.jsp?arnumber=897098">http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs\_all.jsp?arnumber=897098</a>>.

KU AHMAD, Ku Nurul Edhura; SELVARAJ, Jeyraj; RAHIM, Nasrudin Abd. A review of the islanding detection methods in grid-connected PV inverters. **Renewable** and Sustainable Energy Reviews. [S.1: s.n.]., 2013

KUNTE, Rohit S.; GAO, Wenzhong. Comparison and review of islanding detection techniques for distributed energy resources. set. 2008, [S.l.]: **IEEE**, set. 2008. p. 1–8. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/5307381/>">http://ieeexplore.ieee.org/document/5307381/</a>.

LAAKSONEN, Hannu; ISHCHENKO, Dmitry; OUDALOV, Alexandre. Adaptive Protection and Microgrid Control Design for Hailuoto Island. maio 2014, [S.l: s.n.], maio 2014. p. 1486–1493. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6758374/>.

LAGHARI, J.A. *et al.* An islanding detection strategy for distribution network connected with hybrid DG resources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 45, p. 662–676, maio 2015. Disponível em: <a href="https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115001252">https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115001252</a>>.

LAGHARI, J.A. *et al.* Computational Intelligence based techniques for islanding detection of distributed generation in distribution network: A review. *Energy Conversion and Management*, v. 88, p. 139–152, dez. 2014. Disponível em: <a href="https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890414007481">https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890414007481</a>.

LEE, Jinsik *et al.* Releasable kinetic energy-based inertial control of a DFIG wind power plant. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 7, n. 1, p. 279–288, 1 jan. 2016.

LEGUDI, Gianni; DATTA, Manoj. Transient Stability of a Hybrid Micro-Grid with Multivariable Droop and Virtual Synchronous Generator. **2016 IEEE Innovative Smart** *Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, p. 171–176, 2016.

LEITE, A.P.; BORGES, C.L.T.; FALCAO, D.M. Probabilistic Wind Farms Generation Model for Reliability Studies Applied to Brazilian Sites. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 4, p. 1493–1501, nov. 2006. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/1717549/">http://ieeexplore.ieee.org/document/1717549/</a>>.

LI, Canbing *et al.* A review of islanding detection methods for microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 35, p. 211–220, jul. 2014. Disponível em: <a href="https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114002536">https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114002536</a>>.

LI, Chun; SAVULAK, Jason; REINMULLER, Robert. Unintentional Islanding of Distributed Generation -Operating Experiences From Naturally Occurred Events. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 29, n. 1, p. 269–274, fev. 2014. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/6710198/">http://ieeexplore.ieee.org/document/6710198/</a>>.

LIMA, Rogério Lúcio. Análise de Requisitos Técnicos para Ilhamento Intencional de Geradores Síncronos Distribuídos. 2013. 1-124 f. Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2013.

LOPES, Yona; FERNANDES, Natalia Castro; CHRISTINA, Débora Muchaluat. Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação. *33º Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos*, p. 2–55, 2015.

MAHAT, Pukar *et al.* A Simple Adaptive Overcurrent Protection of Distribution Systems With Distributed Generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 2, n. 3, p. 428–437, set. 2011. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/5871328/">http://ieeexplore.ieee.org/document/5871328/</a>>.

MAHAT, Pukar; CHEN, Zhe; BAK-JENSEN, Birgitte. Control and Operation of Distributed Generation in Distribution Systems. *Electric Power Systems Research*, v. 81, n. 2, p. 495–502, fev. 2011. Disponível em: <a href="http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2010.10.015">http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2010.10.015</a>>.

MAHAT, Pukar; CHEN, Zhe; BAK-JENSEN, Birgitte. Underfrequency Load Shedding for an Islanded Distribution System With Distributed Generators. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 25, n. 2, p. 911–918, abr. 2010. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5337901">http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5337901</a>>.

MAHAT, Pukar; ZHE, Chen; BAK-JENSEN, Birgitte. Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation. abr. 2008, [S.1.]: IEEE, abr. 2008. p. 1– 6. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4523877>.

MAHAT, Pukat; ZHE CHEN; BAK-JENSEN, Birgitte. A Hybrid Islanding Detection Technique Using Average Rate of Voltage Change and Real Power Shift. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 24, n. 2, p. 764–771, abr. 2009. Disponível

em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4797808/>.

MEDINA, Ricardo David. Microrredes Basadas en Electrónica de Potencia: Características, Operación y Estabilidad. *Ingenius*, n. 12, p. 15–23, 2014.

MENDONÇA, Lucas Paulis. **Proposta de Sistema de Automação para Ilhamento Intencional de Redes de Distribuição com Geração Distribuída**. 2014. 176 f. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

MISHRA, Manohar; CHANDAK, Sheetal; ROUT, Pravat Kumar. Taxonomy of Islanding detection techniques for distributed generation in microgrid. *Renewable Energy Focus*, v. 31, p. 9–30, 1 dez. 2019. Disponível em: <a href="https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1755008419301978">https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1755008419301978</a>>.

MOHSIN, Mohammad; RAO, K.V.S. Estimation of Weibull Distribution Parameters and Wind Power Density for Wind Farm Site at Akal at Jaisalmer in Rajasthan. nov. 2018, [S.I.]: **IEEE**, nov. 2018. p. 1–6. Disponível em: <a href="https://ieeexplore.ieee.org/document/8724170/">https://ieeexplore.ieee.org/document/8724170/</a>>.

MOTTER, Daniel; VIEIRA, José C.M. Improving the islanding detection performance of passive protection by using the undervoltage block function. *Electric Power Systems Research*, v. 184, p. 106293, 1 jul. 2020. Disponível em: <a href="https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779620300997">https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779620300997</a>>.

NAGESWARA RAO, A.; VIJAYAPRIYA, P; KOWSALYA, M. State-Of-The-Art Research on Micro Grid Stability: **A Review.** *International Journal of Ambient Energy*, v. 750, p. 1–8, 26 dez. 2017. Disponível em: <a href="https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/01430750.2017.1412351">https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/01430750.2017.1412351</a>>.

NDIWULU, Guy Wanlongo; JAEGER, Emmanuel D E. Local Stability Performance Analysis of Islanded Microgrid Based on Inner Control Loops Approach. *CIRED Workshop - Ljubljana*, n. 501, p. 1–4, 2018.

NESCI, Sebastian Martin; GOMEZ, Juan Carlos. Study of the Out-of-Phase Connection of Doubly Fed Induction Generators. set. 2010, [S.l.]: **IEEE**, set. 2010. p. 1–6. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/5633399/>">http://ieeexplore.ieee.org/document/5633399/</a>.

OLIVARES, Daniel E. *et al.* Trends in Microgrid Control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, jul. 2014. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/6818494/">http://ieeexplore.ieee.org/document/6818494</a>.

OULD MOHAMED MAHMOUD, M. *et al.* The mixture of generalized gaussian model for modeling of the load duration curve: Case of the Tunisian power system. maio 2008, [S.I.]: **IEEE**, maio 2008. p. 774–779. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/4618529/">http://ieeexplore.ieee.org/document/4618529/</a>>.

PAIVA, S. C. *et al.* Reviewing of anti-islanding protection. dez. 2014, [S.1.]: **IEEE**, dez. 2014. p. 1–8. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7059454/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7059454/</a>>.

PARHIZI, Sina *et al.* State-Of-The-Art Research on Micro Grid Stability: A Review. *IEEE Access*, v. 3, n. 890–925, 2015. Disponível em: <a href="https://doi.org/10.1080/01430750.2017.1412351">https://doi.org/10.1080/01430750.2017.1412351</a>.

PERERA, K A R R et al. Droop Based Voltage and Frequency Controller for an

Islanded AC Micro-Grid. 2018 Fourth International Conference on Advances in Electrical, Electronics, Information, Communication and Bio-Informatics (AEEICB), p. 1–7, 2018.

PHAM, Hoan Van; RUEDA, Jose Luis; ERLICH, Istvan. Probabilistic evaluation of voltage and reactive power control methods of wind generators in distribution networks. *IET Renewable Power Generation*, v. 9, n. 3, p. 195–206, 1 abr. 2015.

PILO, F.; CELLI, G.; MOCCI, S. Improvement of Reliability in Active Networks with Intentional Islanding. 2004, [S.l.]: **IEEE**, 2004. p. 474–479. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1338023">http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1338023</a>>.

PINCETI, Paolo; VANTI, Maurizio. An Algorithm for the Automatic Detection of Islanded Areas Inside an Active Network. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 6, n. 6, p. 3020–3028, nov. 2015. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7083758/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7083758/</a>>.

POURBABAK, Hajir; KAZEMI, Ahad. A new technique for islanding detection using voltage phase angle of inverter-based DGs. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 57, p. 198–205, maio 2014.

PRABHA KUNDUR. Power System Stability and Control. 1. ed. New York: [s.n.], 1994.

PRODIST. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Disponível em: <a href="http://www.aneel.gov.br/modulo-8">http://www.aneel.gov.br/modulo-8</a>>.

RAI, Shiwani *et al.* Statistical Analysis of Utility Microgrid: For Various Islanding Detection and Loadshedding Techniques. out. 2016, [S.l.]: **IEEE**, out. 2016. p. 966–971. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7955585/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7955585/</a>>.

REPORT, IEEE. Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-92, n. 6, p. 1904–1915, nov. 1973. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/4075292/">http://ieeexplore.ieee.org/document/4075292/</a>>.

RESE, Leonardo. **Modelagem, Análise de Estabilidade e Controle de Microrredes de Energia Elétrica**. 2012. 254 f. Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, 2012. Disponível em: <http://ebooks.cambridge.org/ref/id/CBO9781107415324A009>.

RIOS PENALOZA, Juan Diego *et al.* Influence of load dynamic response on the stability of microgrids during islanding transition. *Electric Power Systems Research*, v. 190, p. 106607, 1 jan. 2021. Disponível em: <a href="https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779620304119">https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779620304119</a>.

ROLIM, Ligia *et al.* Virtual inertia impact on microgrid voltage and frequency control. maio 2018, [S.l.]: **IEEE**, maio 2018. p. 1–6. Disponível em: <a href="https://ieeexplore.ieee.org/document/8395661/>">https://ieeexplore.ieee.org/document/8395661/</a>>.

RUBINSTEIN, Reuven Y; KROESE, Dirk P. Simulation and the Monte Carlo Method. 2. ed. [S.1.]: Wiley, 2008.

SABPAYAKOM, Noppatee; SIRISUMRANNUKUL, Somporn. Practical Impact of VSPP in Distribution Networks: Intentional Islanding Operation. 2016, [S.I.]: *Conferência de Engenharia de Energia (AUPEC), 2016 Universidades Australásia*, 2016. p. 1–6.

SEGOVIA-DOMINGUEZ, Ignacio; HERNANDEZ-AGUIRRE, Arturo; VALDEZ, S. Ivvan. Designing the Boltzmann estimation of multivariate normal distribution: Issues, goals and solutions. 10 maio 2015, [S.1.]: IEEE, 10 maio 2015. p. 2082–2089. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7257141/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7257141</a>.

SEIARI, Hasna Al; AIN, Al; HUSSEIN, Ala A. An Adaptive P-f Droop Approach for Micro-grid Transition Detection Hasna. 2017 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), p. 570–574, [S.d.].

SELWA, Fetissi; DJAMEL, Labed; IMEN, Labed. The Transient Stability Study of a Synchronous Generator Based on the Rotor Angle Stability. *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, v. 5, n. 6, p. 1319–1327, 2015.

SEO, Hun Chul.; KIM, Chul Hwan. An Adaptive Reclosing Algorithm Considering **Distributed Generation**. *International Journal of Control, Automation and Systems*, v. 6, n. 5, p. 651–659, 2008. Disponível em: <a href="http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-53549098219&partnerID=40&md5=2ad5802bfa83f965f67b00f82dc69e51>">http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-53549098219&partnerID=40&md5=2ad5802bfa83f965f67b00f82dc69e51>">http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-53549098219&partnerID=40&md5=2ad5802bfa83f965f67b00f82dc69e51>">http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-53549098219&partnerID=40&md5=2ad5802bfa83f965f67b00f82dc69e51>">http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-53549098219&partnerID=40&md5=2ad5802bfa83f965f67b00f82dc69e51>">http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-53549098219&partnerID=40&md5=2ad5802bfa83f965f67b00f82dc69e51>">http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-53549098219&partnerID=40&md5=2ad5802bfa83f965f67b00f82dc69e51>">http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-53549098219&partnerID=40&md5=2ad5802bfa83f965f67b00f82dc69e51>">http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-53549098219&partnerID=40&md5=2ad5802bfa83f965f67b00f82dc69e51>">http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-53549098219&partnerID=40&md5=2ad5802bfa83f965f67b00f82dc69e51>">http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-5567b00f82dc69e51>">http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-5567b00f82dc69e51>">http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-5567b00f82dc69e51>">http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-5567b00f82dc69e51>">http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-5567b00f82dc69e51>">http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-5567b00f82dc69e51>">http://www.scopus.com/inward/scopus.com/inward/scopus.com/inward/scopus.com/inward/scopus.com/inward/scopus.com/inward/scopus.com/inward/scopus.com/inward/scopus.com/inward/scopus.com/inward/scopus.com/inward/scopus.com/inward/scopus.com/inward/scopus.co

SEPPALA, A. Statistical distribution of customer load profiles. 1995, [S.I.]: **IEEE**, 1995. p. 696–701. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/500813/">http://ieeexplore.ieee.org/document/500813/</a>>.

SHUAI, Zhikang *et al.* Microgrid Stability: Classification and a Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 58, p. 167–179, 2016.

SINGH, R.; PAL, B.C.; JABR, R.A. Statistical Representation of Distribution System Loads Using Gaussian Mixture Model. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 25, n. 1, p. 29–37, fev. 2010.

SONI, Nimish; DOOLLA, S.; CHANDORKAR, Mukul C. Improvement of Transient Response in Microgrids Using Virtual Inertia. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 28, n. 3, p. 1830–1838, jul. 2013.

STRAPASSON, Joao E.; PINELE, Julianna; COSTA, Sueli I. R. A totally geodesic submanifold of the multivariate normal distributions and bounds for the Fisher-Rao distance. 21 set. 2016, [S.l.]: **IEEE**, 21 set. 2016. p. 61–65. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7606796/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7606796/</a>>.

TAN, Jin; ZHANG, Yingchen. Coordinated Control Strategy of a Battery Energy Storage System to Support a Wind Power Plant Providing Multi-Timescale Frequency Ancillary Services. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 8, n. 3, p. 1140–1153, 1 jul. 2017.

TANG, Xisheng; DENG, Wei; QI, Zhiping. Investigation of the Dynamic Stability of Microgrid. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 2, p. 698–706, 2014.

TREMBLAY, Olivier; DESSAINT, Louis-A; DEKKICHE, Abdel-Illah. A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles. set. 2007, [S.l.]: **IEEE,** set. 2007. p. 284–289. Disponível em:

<http://ieeexplore.ieee.org/document/4544139/>.

TRINDADE, Fernanda C L *et al.* Control Systems Analysis of Industrial Plants with Synchronous Generators During Islanded Operation. jul. 2010, [S.1.]: **IEEE**, jul. 2010. p. 1–8.

ULBIG, Andreas; BORSCHE, Theodor S.; ANDERSSON, Göran. Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation. *IFAC Proceedings Volumes*, v. 47, n. 3, p. 7290–7297, 22 dez. 2014. Disponível em: <a href="http://dx.doi.org/10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615">http://dx.doi.org/10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615</a>>.

VELASCO, D. et al. An active anti-islanding method based on phase-PLL perturbation. jul. 2010, [S.l.]: **IEEE**, jul. 2010. p. 2199–2204. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/5637806/">http://ieeexplore.ieee.org/document/5637806/</a>>.

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, 2008. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/4443853/">http://ieeexplore.ieee.org/document/4443853/</a>.

VIEIRA, J.C.M. *et al.* Performance of Frequency Relays for Distributed Generation Protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 21, n. 3, p. 1120–1127, jul. 2006. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/1645146/">http://ieeexplore.ieee.org/document/1645146/</a>>.

VIEIRA, J.C.M.; FREITAS, W.; SALLES, D. Characteristics of Voltage Relays for Embedded Synchronous Generators Protection. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 1, n. 3, p. 484, 2007. Disponível em: <a href="http://link.aip.org/link/IGTDAW/v1/i2/p324/s1&Agg=doi">http://link.aip.org/link/IGTDAW/v1/i2/p324/s1&Agg=doi</a>.

VIEIRA JR, José Carlos M.; FREITAS, Walmir; FRANÇA, André L Morelato. Análise Comparativa Sobre a Eficácia de Relés Baseados em Medidas de Freqüência para Detecção de Ilhamento de Geradores Distribuídos. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, v. 16, n. 2, p. 251–251, jun. 2005. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\_arttext&pid=S0103-17592005000200012&lng=pt&tlng=pt>.

VINET, Luc; ZHEDANOV, Alexei. A "missing" family of classical orthogonal polynomials. *Proceedings of the IEEE*, v. 105, n. 7, p. 1311–1331, 7 nov. 2010. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7926394/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7926394</a>.

WALIA, Surbhi; SANDHU, K.S. Capacity factor of wind turbine system based on different power curves and Weibull distribution parameters. mar. 2019, [S.l.]: IEEE, mar. 2019. p. 1135–1138. Disponível em: <a href="https://ieeexplore.ieee.org/document/8819668/">https://ieeexplore.ieee.org/document/8819668/</a>>.

WANG, Xiaoyu; WU, Haozhe; MA, Xiaoqian. Impact of Islanding Detection Time on the Mode Transition of Inverter-Based Micro-grid. 2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), n. 51007044, p. 708–711, 2011.

XU, Wu *et al.* A power line signaling based technique for anti-islanding protection of distributed generators - Part I: Scheme and analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 22, n. 3, p. 1758–1766, 2007.

YANG, Qiang; BARRIA, Javier A.; GREEN, Tim C. Communication Infrastructures for Distributed Control of Power Distribution Networks. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 7, n. 2, p. 316–327, maio 2011. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/5746548/">http://ieeexplore.ieee.org/document/5746548</a>

YANG JINGYAN *et al.* Controlling and operating analysis of DFIG wind generator between in a large utility network and in an isolated micro-grid. nov. 2008, [S.1.]: **IEEE**, nov. 2008. p. 244–248. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/4747010/">http://ieeexplore.ieee.org/document/4747010/</a>.

# Apêndice A-Dados do Sistema

Tabela A T. Dados da subestação	Tabela A 1	. Dados	da su	ibestação.
---------------------------------	------------	---------	-------	------------

Tensão Nominal [kV]	Potência de Curto- Circuito [MVA]	Frequência [Hz]
60	233	60

Descrição	Grandeza
Potência Nominal	100 [MVA]
Enrol. Primário	Δ
Enrol. Secundario	Y <sub>aterrado</sub>
Tensão Primário	60 [kV]
Tensão Secundário	20 [kV]

Tabela A 2. Transformador da subestação.

Tabela A 3. Transformador do GS.

Descrição	Grandeza
Potência Nominal	5,6 [MVA]
Enrol. Primário	Δ
Enrol. Secundário	$Y_{aterrado}$
Tensão Primário	6,9 [kV]
Tensão Secundário	20 [kV]

Dados do Gerador DFIG			
Parâmetros	Grandeza	Unidade	
Potência nominal	700	[kW]	
Tensão nominal	575	[V]	
Frequência	60	[Hz]	
Resistência do estator	0,023	[p.u]	
Indutância do estator	0,18	[p.u]	
Resistência do rotor	0,016	[p.u]	
Indutância do rotor	0,16	[p.u]	
Indutância de magnetização	2,9	[p.u]	
Constante de inércia	0,685	[s]	

Tabela A 4. Dados do gerador eólico de 700 KVA.

Tabela A 5. Dados do gerador síncrono	Continua			
Dados do Gerador				
Parâmetros	Grandeza	Unidade		
Potência nominal	3,3	[MW]		
Tensão nominal	6,9	[kV]		
Resistência do estator	0.0014	[p.u]		
Pares de polos	2	-		
Reatância do estator	0,1	[p.u]		
Reatância síncrona eixo-d	1,4	[p.u]		
Reatância síncrona eixo-q	1,372	[p.u]		
Reatância transitória eixo-d	0,8	[p.u]		

Dados do Gerador			
Parâmetros	Grandeza	Unidade	
Reatância sub-transitória eixo-d	0,118	[p.u]	
Reatância sub-transitória eixo-q	0,118	[p.u]	
Constante de tempo transitória eixo-d	5,5	[s]	
Sub-transitória. Tempo constante eixo-d	0,05	[s]	
Sub-transitória. Tempo constante eixo-q	0,19	[s]	
Constante de tempo de inércia	1,50	[s]	

Tabela A 6. Dados do gerador síncrono de 3,3 MVA.Conclusão

Tabela A 7. Parâmetros do modelo da turbina e o regulador de velocidade GS.

Descrição		Grandeza	Unidade
Ganho do regulador	Кр	6	]
Constante Droop	Rp	0,05	[p.u]
zona morta	Dz	0,09	[p.u]
Constantes de tempo do relé de velocidade	Tsr	0,001	[s]
Constantes de tempo do servomotor	Tsm	0,005	[s]
Velocidade nominal da máquina síncrona		1800	[rpm]
Constantes de tempo da turbina a vapor	$T_2$	0,5	[p.u]
Constantes de tempo da turbina a vapor	$T_3$	0,0	[p.u]
Constantes de tempo da turbina a vapor	$T_4$	0,0	[p.u]
Constantes de tempo da turbina a vapor	$T_5$	0,0	[s]
Frações de torque da turbina	$F_2$	1	

Descrição		Grandeza	Unidade
Ganho do regulador	K <sub>a</sub>	300	-
Constante de excitador relacionada ao campo	$K_D$	0,38	[p.u]
Taxa do ganho de realimentação	$K_F$	0,03	[p.u]
Saturação	$SE[V_{El}]$	0,10	[p.u]
Saturação	$SE [V_{E2}]$	0,03	[p.u]
Constante de tempo do regulador	$T_a$	0,001	[s]
Ganho excitatriz	$K_e$	1	-
Ganho de filtro amortecedor	$K_{f}$	0,001	-
constante de tempo do filtro	$T_{f}$	0,1	[s]
Limites Efmin e Efmax impostos na saída do	$Ef_{max}$	11,5	[p.u]
regulador de tensão	Efmin	-11,5	[p.u]

Tabela A 8. Parâmetros do modelo do sistema de excitação GS.