



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E  
DE COMPUTAÇÃO



# Implementação de Máquina Síncrona Virtual do Tipo Synchronverter para o Gerador de Indução Duplamente Alimentado Conectado a uma Microrrede

**Guilherme Penha da Silva Júnior**

Orientador: Prof. Dr. Luciano Sales Barros

**Tese de Doutorado** apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da UFRN (área de concentração: Automação e Sistemas) como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Natal, RN, outubro de 2021

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN

Sistema de Bibliotecas - SISBI

Catálogo da publicação na fonte. UFRN / Biblioteca Central Zila Mamede

Silva Júnior, Guilherme Penha da Silva.

Implementação de máquina síncrona virtual do tipo Synchronverter para o gerador de indução duplamente alimentado conectado a uma microrrede / Guilherme Penha da Silva Júnior. - 2021

171 f.: il.

Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação. Natal, RN, 2021.

Orientador: Prof. Dr. Luciano Sales Barros.

1. Microrrede - Tese. 2. DFIG - Tese. 3. Máquina Síncrona Virtual - Tese. 4. Synchronverter - Tese. 5. Inércia Sintética - Tese. 6. Serviço Ancilar - Tese. I. Barros, Luciano Sales. II. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 621.3(043.2)

# **Implementação de Máquina Síncrona Virtual do Tipo Synchronverter para o Gerador de Indução Duplamente Alimentado Conectado a uma Microrrede**

**Guilherme Penha da Silva Júnior**

Tese de Doutorado aprovada em 8 de outubro de 2021 pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

---

Prof. Dr. Luciano Sales Barros (orientador) ..... UFPA

---

Prof. Dr. Daniel Barbosa ..... UFPA

---

Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima ..... UFCE

---

Prof. Dr. Rodrigo Andrade Ramos ..... USP

---

Prof. Dr. Flavio Bezerra Costa ..... UFRN

*Aos meus pais, Guilherme Penha e  
Vanderlúcia Guedes, e a minha  
amada esposa Maria Nunes pela  
compreensão e companheirismo  
durante a realização deste trabalho.*

---

# Agradecimentos

---

A Deus, por todos os dias me dar forças para nunca desistir dos meus sonhos.

Aos meus pais, Guilherme Penha e Vanderlúcia Guedes, tudo que consegui só foi possível graças ao amor, apoio e dedicação que vocês sempre tiveram por mim. Sempre me ensinaram agir com respeito, simplicidade, dignidade, honestidade e amor ao próximo. E graças à união de todos, os obstáculos foram ultrapassados, vitórias foram conquistadas e alegrias divididas. Agradeço pela paciência e compreensão com minha ausência durante essa longa jornada.

Agradeço também à minha amada esposa Maria Nunes, pelo apoio incondicional e constante incentivo, os quais foram essenciais para superação de todas as adversidades ao longo desta caminhada.

Aos meus irmãos Carlos Eduardo e Verônica Guedes que me apoiaram em todos os momentos e contribuíram para o meu crescimento pessoal e profissional.

Agradeço ao professor Luciano Barros pela acolhida no momento de dificuldade, confiança, conselhos, paciência, compreensão, competência, dedicação e pela total disponibilidade em me orientar, sempre disposto a compartilhar seus conhecimentos. Aqui externo a minha gratidão.

Aos amigos de pós-graduação que fizeram desse desafio momentos de aprendizado, satisfação e amizade; compartilhando respostas nas dúvidas e soluções nas dificuldades.

Ao corpo docente que compõe o programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica e de Computação (PPgEEC), que contribuíram à minha formação.

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte, pelo apoio técnico e estrutural.

Ao CNPq, pelo apoio financeiro.

Muitíssimo obrigado.

---

# Resumo

---

A alta integração da geração distribuída baseada em fontes renováveis de energia (GD-FRE) ao sistema elétrico convencional traz muitos desafios ao setor operacional, haja vista o fato de que aumentam as preocupações com a confiabilidade do sistema e com a qualidade da energia gerada; trata-se de uma decorrência do fato de os recursos renováveis serem intermitentes, conseqüentemente, as GD-FREs serem unidades de geração não despacháveis. Isto dificulta o equilíbrio instantâneo entre a demanda e a geração do sistema. Além disto, a GD-FRE utiliza um conversor do tipo VSC (do inglês *Voltage Source Converter*) na interface com a rede. Os VSCs são dispositivos eletrônicos de potência de resposta rápida, com nenhuma inércia, alterando assim o comportamento dinâmico do sistema de potência; são controlados pela técnica de controle seguidora de rede (do inglês *grid-following*) necessitando da referência de tensão da rede, cuja a capacidade de realizar suporte à rede é reduzida. Desta forma, esta tese propõe suporte de frequência e tensão por gerador de indução duplamente alimentado (do inglês *Doubly Fed Induction Generator* - DFIG) através da técnica de máquina síncrona virtual (do inglês *Virtual Synchronous Machine* - VSM) Synchronverter. Na configuração proposta, o conversor do lado do rotor (do inglês *Rotor-Side Converter* - RSC) é controlado de maneira convencional sendo responsável por manter a operação do aerogerador no rastreamento do ponto de potência máxima (do inglês *Maximum Power Point Tracking* - MPPT) e por controlar a potência reativa do estator, enquanto o conversor do lado da rede (do inglês *Grid-Side converter* - GSC) é controlado pelo Synchronverter. A fim de obter autossuficiência, o Synchronverter foi aprimorado para realizar: operação normal, em que a potência ativa é definida por meio do controle da tensão do barramento CC, de forma semelhante ao controle convencional

do GSC; inércia sintética e suporte de frequência/potência ativa e tensão/potência reativa. A potência ativa adicional necessária para suporte de frequência vem de um sistema de armazenamento de energia por bateria (do inglês *Battery Energy Storage System* - BESS) acoplado ao barramento CC. O Synchronverter também foi aprimorado para ser capaz de controlar a carga-descarga do BESS sem usar o conversor CC-CC, obtendo economia e simplicidade. Além disso, existe a vantagem natural do Synchronverter de não precisar de um PLL (do inglês *Phase-Locked Loop*). Testes de simulação são realizados e os resultados sugerem que o DFIG equipado com a estratégia de controle proposta demonstra superioridade relação a técnicas convencionais e anteriores, sendo capaz de controlar satisfatoriamente a tensão do barramento CC, fornecer os serviços ancilares mencionados acima e controlar a carga-descarga do BESS. Nos testes, o DFIG é conectado a uma microrrede composta por 8 barras de carga e uma central hidrelétrica, em seguida, foram provocados os seguintes distúrbios: variações bruscas de vento, falta simétrica e variações abruptas de carga.

**Palavras-chave:** Microrrede. DFIG. Máquina Síncrona Virtual. Synchronverter. Inércia Sintética. BESS. Serviço Ancilar.

---

# Abstract

---

The high integration of distributed generation based on renewable energy sources (DG-RE) into the conventional electric system brings many challenges to the operational sector, this is a consequence of the fact that renewable resources are intermittent, and consequently DG-FREs are non-dispatchable generation units. This makes it difficult to balance instantaneous demand and generation in the system. In addition, GD-FRE uses a VSC (voltage source converter) at the interface with the grid. The VSCs are fast responding power electronic devices with little or no inertia, thus changing the dynamic behavior of the power system; are controlled by the grid-following control technique, requiring the grid voltage reference, whose ability to support the grid is reduced. This thesis proposes frequency and voltage support of doubly fed induction generators (DFIG) using the virtual synchronous machine technique Synchronverter. In the proposed configuration, the rotor-side converter (RSC) is conventionally controlled and is responsible for maintaining the operation of the wind turbine at the maximum power point tracking (MPPT) and for controlling the stator reactive power, while the grid-side converter (GSC) is controlled by the Synchronverter. In order to achieve self-sufficiency, the Synchronverter has been enhanced to realize: normal operation, where the active power is set by controlling the DC bus voltage, similar to conventional GSC control; synthetic inertia and frequency support/active power and voltage/reactive power. The additional active power required for frequency support comes from a battery energy storage system (BESS) attached to the DC bus. The Synchronverter has also been enhanced to be able to control the charge-discharge of the BESS without using the DC-DC converter, achieving economy and simplicity. In addition, there is the natural advantage of the Synchronverter

that it does not need a PLL (Phase-Locked Loop). Simulation tests are performed and the results suggest that the DFIG equipped with the proposed control strategy demonstrates superiority over conventional and previous techniques, being able to satisfactorily control the DC bus voltage, provide the ancillary services mentioned above, and control the load-discharge of the BESS. In the tests, the DFIG is connected to a microgrid composed of 8 load bars and a hydroelectric power plant, then the following disturbances were triggered: sudden wind variations, symmetrical outage, and abrupt load variations.

**Keywords:** Microgrid. DFIG. Virtual Synchronous Machine. Synchronverter. Synthetic Inertia. BESS. Ancillary Service.

---

# Sumário

---

<b>Sumário</b>	<b>i</b>
<b>Lista de Figuras</b>	<b>v</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de Símbolos</b>	<b>x</b>
<b>Lista de Abreviaturas e Siglas</b>	<b>xiv</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Relevância da Tese . . . . .	1
1.2 Motivação . . . . .	6
1.3 Objetivos . . . . .	14
1.4 Metodologia . . . . .	15
1.5 Contribuições da Tese . . . . .	17
1.5.1 Lista de Trabalhos Aceitos ou Submetidos . . . . .	17
1.6 Organização do Texto . . . . .	18
<b>2 Revisão Bibliográfica</b>	<b>21</b>
2.1 Geração Distribuída . . . . .	21
2.1.1 Principais Tipos de GD-FRE . . . . .	25
2.2 Impacto da GD-FRE . . . . .	29
2.3 Mitigação do Impacto utilizando o DFIG . . . . .	33
2.4 Estudos de Máquinas Síncronas Virtuais . . . . .	37

2.4.1	ISE . . . . .	38
2.4.2	VISMA . . . . .	40
2.4.3	Synchronverter . . . . .	41
2.5	Considerações Finais . . . . .	46
<b>3</b>	<b>Fundamentação Matemática</b>	<b>48</b>
3.1	Turbina Eólica . . . . .	48
3.2	DFIG . . . . .	51
3.2.1	Modelo Matemático no Referencial Estacionário . . . . .	54
3.2.2	Modelo Matemático no Referencial Girante . . . . .	59
3.2.3	Modelo Mecânico do Acoplamento Turbina e DFIG . . . . .	61
3.3	Modelo de Cargas e Transformadores . . . . .	63
3.4	Modelo de Linhas de Transmissão . . . . .	64
3.5	Turbina Hidráulica . . . . .	65
3.6	Gerador Síncrono . . . . .	66
3.7	BESS . . . . .	69
3.8	Considerações Finais . . . . .	71
<b>4</b>	<b>Sistema de Controle do DFIG e UHE</b>	<b>72</b>
4.1	Controle DFIG . . . . .	72
4.1.1	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT) . . . . .	72
4.1.2	Controle do Conversor do Lado do Rotor - RSC . . . . .	74
4.1.3	Controle do Conversor do Lado da Rede - GSC . . . . .	80
4.1.4	Controle do Barramento CC . . . . .	83
4.1.5	PLL - Phase Locked Loop . . . . .	84
4.1.6	VSC - Voltage Source Converter . . . . .	85
4.1.7	Resultados Simulados - Controle DFIG Convencional . . . . .	86
4.2	Controle UHE . . . . .	91

4.2.1	Regulador de Velocidade (Governador) . . . . .	91
4.2.2	Regulador de Tensão (AVR) . . . . .	93
4.3	Considerações Finais . . . . .	95
<b>5</b>	<b>Synchronverter</b>	<b>96</b>
5.1	Modelo Elétrico . . . . .	96
5.2	Modelo Mecânico . . . . .	102
5.3	Circuito de Potência . . . . .	102
5.4	Topologia de Controle . . . . .	103
5.5	Analogia ao Gerador Síncrono Convencional . . . . .	103
5.6	Operação do Synchronverter . . . . .	104
5.6.1	Controle de Potência Ativa . . . . .	105
5.6.2	Controle de Potência Reativa . . . . .	108
5.6.3	Sincronismo . . . . .	109
5.7	Considerações Finais . . . . .	111
<b>6</b>	<b>Resultados Simulados</b>	<b>112</b>
6.1	Primeira Avaliação – DFIG/ Synchronverter Conectado a uma Barra Infinita	113
6.1.1	Autossincronismo . . . . .	115
6.1.2	Cenário A - Potência Ativa Controlada via tensão do barramento CC . . . . .	116
6.1.3	Cenário B - Suporte de Frequência e Regulação da Potência Ativa	119
6.1.4	Cenário C - Suporte de Tensão e Regulação da Potência Reativa .	121
6.2	Segunda Avaliação – DFIG/ Synchronverter Conectado a uma Microrrede	123
6.2.1	Cenário A - Variação da Velocidade do Vento . . . . .	127
6.2.2	Cenário B - Variação Brusca de Carga . . . . .	128
6.2.3	Cenário C - Falta Simétrica . . . . .	130
6.3	Resumo do Capítulo . . . . .	132

<b>7 Conclusão</b>	<b>133</b>
7.1 Conclusões . . . . .	133
7.2 Perspectivas de Trabalhos Futuros . . . . .	135
<b>Referências bibliográficas</b>	<b>136</b>

---

# Lista de Figuras

---

1.1	Matriz elétrica brasileira. . . . .	3
1.2	Projeções de demanda. . . . .	4
1.3	Evolução da constante de inércia equivalente entre 1996 e 2016. . . . .	6
1.4	Capacidade instalada mundial geração eólica com crescimentos anuais, 2010-2020. . . . .	7
1.5	Os 10 maiores produtores de energia eólica no mundo. . . . .	8
1.6	Requisito para injeção de potência reativa solicitado pelo ONS para controle da tensão. . . . .	9
1.7	Região de suportabilidade a variações rápidas de tensão ONS - Brasil. . .	10
1.8	Modo de operação do aerogerador solicitado pelo ONS para controle da frequência. . . . .	11
1.9	Correlação entre o fator de capacidade (FC) médio e carga do SIN. . . . .	11
1.10	Ideia básica do conceito de máquina síncrona virtual. . . . .	12
2.1	Arquitetura de uma microrrede AC. . . . .	23
2.2	Esquema de controle do Sistema fotovoltaico. . . . .	25
2.3	Esquema de controle do PMSG. . . . .	27
2.4	Esquema de controle do DFIG. . . . .	29
2.5	Diminuição da inércia com integração da geração distribuída. . . . .	30
2.6	Ilustração para a problemática da diminuição da inércia com integração da GD-FRE. . . . .	31
2.7	Nova classificação da estabilidade do sistema de potência. . . . .	33
2.8	Atuação dos controles de frequência durante um distúrbio na rede. . . . .	34

2.9	Técnicas de controle de inércia e frequência para o DFIG. . . . .	36
2.10	Ilustração para a problemática com a interligação entre os conversores formadores e seguidores de rede. . . . .	38
2.11	Estrutura de controle do MSV-ISE. . . . .	39
2.12	Diagrama de blocos do controle VISMA. . . . .	40
2.13	Topologia de controle do Synchronverter. . . . .	42
3.1	Vista frontal de uma turbina eólica com controle aerodinâmico do ângulo de <i>pitch</i> . . . . .	50
3.2	Curva de potência para uma turbina eólica com controle de ângulo de <i>pitch</i> . . . . .	51
3.3	Esquemático de controle do DFIG. . . . .	52
3.4	Modos de operação do DFIG. . . . .	53
3.5	Representação dos enrolamentos do DFIG. . . . .	54
3.6	Acoplamento mecânico entre DFIG e turbina. . . . .	61
3.7	Representação do transformador. . . . .	64
3.8	Representação do modelo de linha de transmissão. . . . .	65
3.9	Modelo analítico da bateria de íon de lítio. . . . .	70
4.1	Esquemático de controle convencional do DFIG. . . . .	77
4.2	Circuito simplificado do VSC conectado à rede. . . . .	81
4.3	Barramento CC entre os VSCs. . . . .	83
4.4	Diagrama de blocos do PLL. . . . .	85
4.5	Estimação do ângulo de fase da rede com o PLL. . . . .	85
4.6	VSC de dois níveis. . . . .	86
4.7	(A) Velocidade mecânica do DFIG ( $\Omega_m$ ); (B) Torque eletromagnético ( $T_{em}$ ); (C) Componente de eixo em quadratura da corrente do rotor e (D) Componente de eixo direto da corrente do rotor. . . . .	89

4.8	(A) Tensão do barramento CC ( $V_{cc}$ ); (B) Potência rotor ( $P_r$ ); (C) Componente de eixo em quadratura da corrente no filtro de linha; (D) Componente de eixo direto da corrente no filtro de linha e (E) Correntes rotóricas.	89
4.9	Potência total ( $P_t$ ); Potência estator ( $P_s$ ) e Potência rotor ( $P_r$ ).	90
4.10	Esquemático do sistema de controle do gerador síncrono convencional.	92
4.11	Regulador de velocidade.	93
4.12	Regulador de tensão.	94
5.1	Esquemático gerador síncrono (para $p = 1$ ).	98
5.2	Circuito equivalente gerador síncrona.	101
5.3	Circuito de potência do Synchronverter.	103
5.4	Diagrama de blocos do controle de potência ativa e reativa e com sincronização automática.	104
5.5	Modo de operação Synchronverter.	106
6.1	Esquemático controle do DFIG com o Synchronverter.	113
6.2	Autossincronismo. (A) Corrente virtual ( $i_{abc,v}$ ); (B) Corrente no filtro ( $i_{abc,f}$ ); (C) Tensões RMS no PAC e a montante do disjuntor de sincronismo e (D) Tensões da fase $a$ no PAC e a montante do disjuntor de sincronismo.	115
6.3	Cenário A – Potência ativa do Synchronverter controlada via tensão do barramento CC. (A) Velocidade mecânica da máquina; (B) Tensão do barramento CC; (C) Potência ativa; (D) Correntes rotóricas; (E) Torque eletromagnético; (F) Componente de eixo em quadratura da corrente do rotor e (G) Componente de eixo direto da corrente do rotor	118
6.4	Cenário A – Suportabilidade a subtensões. (A) Tensão no PAC; (B) Corrente do filtro de linha; (C) Tensão do barramento CC e (D) Correntes rotóricas.	119

6.5	Cenário B – Suporte de frequência. (A) Frequência da rede e (B) Potência ativa Synchronverter. . . . .	120
6.6	Cenário B – Carga/descarga do banco de baterias para diferentes constantes de tempo de inércia. (A) Potência ativa Synchronverter; (B) Frequência; (C) Frequências para diferentes constantes de inércia; (D) Fase das tensões rede e Synchronverter; (E) Tensão no barramento CC; (F) Estado de carga do banco de baterias; (G) Frequências para diferentes constantes de inércia e (H) Fase das tensões rede e Synchronverter. . . . .	122
6.7	Cenário C – Suporte de tensão e regulação da potência reativa. (A) Tensão RMS e (B) Potência reativa. . . . .	123
6.8	Microrrede. . . . .	124
6.9	Redução da velocidade do vento. (A) Velocidade mecânica do DFIG; (B) Potência ativa do DFIG; (C) Potência ativa da hidrelétrica e (D) Frequência da microrrede. . . . .	128
6.10	Elevação da velocidade do vento. (A) Velocidade mecânica do DFIG; (B) Potência ativa do DFIG; (C) Potência ativa da hidrelétrica e (D) Frequência da microrrede. . . . .	129
6.11	Suporte de frequência. (A) Potência ativa da hidrelétrica; (B) Frequência da microrrede; (C) e (D) Potência ativa do Synchronverter. . . . .	130
6.12	Falta simétrica. (A) Tensão da hidrelétrica; (B) Torques mecânico e eletromagnético; (C) Frequência da microrrede; (D) Tensão do PAC; (E) Potência reativa do Synchronverter e (F) Corrente no filtro de linha. . . .	131

---

# Lista de Tabelas

---

1.1	Capacidade instalada da matriz elétrica mundial. . . . .	2
1.2	Capacidade instalada da matriz elétrica brasileira. . . . .	4
2.1	Comparação entre o gerador síncrono e Synchronverter. . . . .	44
2.2	Comparação das técnicas VSM. . . . .	45
2.3	Comparação entre o Synchronverter e controle vetorial $dq$ . . . . .	46
4.1	Tensões de saída do conversor de potência. . . . .	86
4.2	Parâmetros da turbina eólica. . . . .	87
4.3	Parâmetros do DFIG. . . . .	88
5.1	Modos de operação Synchronverter. . . . .	110
6.1	Parâmetros utilizado na simulação. . . . .	114
6.2	Parâmetros das linhas de transmissão e transformadores de potência. . . .	125
6.3	Parâmetros das cargas . . . . .	125
6.4	Parâmetros da usina hidrelétrica. . . . .	126

---

# Lista de Símbolos

---

$A$	Área varrida pelas pás da turbina
$C$	Capacitância barramento CC
$C_p(\beta, \lambda)$	Coefficiente de potência
$D_m$	Coefficiente de atrito DFIG
$D_t$	Coefficiente de atrito turbina
$E$	Energia armazenada no campo magnético
$E_c$	Energia cinética contida massa de ar
$f_r$	frequência rotor
$f_s$	frequência estator
$H_g$	Momento de inércia da gerador
$H_m$	Momento de inércia da turbina
$i_{abc,r}$	Correntes rotóricas DFIG
$i_{abc,s}$	Correntes estatóricas DFIG
$i_f$	Corrente de excitação da máquina síncrona
$J_m$	Momento de inércia DFIG
$J_t$	Momento de inércia turbina
$L_m$	Indutância de magnetização das fases do estator
$L_s$	Indutância própria do estator
$L_{aa,bb,cc,ff}$	Indutâncias próprias dos enrolamentos

$L_{aac}$	Componente da indutância própria devido ao fluxo fundamental
$L_{ffd}$	Componente da indutância própria devido ao fluxo de dispersão para o enrolamento de campo
$L_{aad}$	Componente da indutância própria devido ao fluxo de dispersão
$L_{ab,ac,cb,af}$	Indutâncias mútuas entre os enrolamentos
$L_{cm}$	Indutância cíclica de magnetização entre os enrolamentos
$L_{cr}$	Indutância cíclica do rotor
$L_{cs}$	Indutância cíclica do estator
$L_{ffc}$	Componente da indutância própria devido ao fluxo fundamental para o enrolamento de campo
$L_{sp}$	Indutância própria das fases do estator
$m_{ar}$	Massa de ar
$L_{ss}$	Indutância de dispersão das fases do estator
$m_{ar}$	Massa de ar
$M_s$	Indutância mútua entre os fluxos do estator
$M_{sr}$	Indutância mútua entre os fluxos do estator e rotor
$N$	Relação entre as velocidades turbina e DFIG
$N_r$	Número de voltas do enrolamento do rotor
$N_s$	Número de voltas do enrolamento do estator
$P$	Pares de polos DFIG
$P_r$	Potência ativa rotor do DFIG
$P_s$	Potência ativa estator do DFIG
$P_{sync}$	Potência ativa <i>Synchronverter</i>
$P_t$	Potência da turbina
$P_w$	Potência do vento

$Q_r$	Potência reativa rotor do DFIG
$Q_s$	Potência reativa estator do DFIG
$Q_{sync}$	Potência reativa <i>Synchronverter</i>
$R_r$	Resistência rotórica
$R_s$	Resistência estatórica
$s$	Escorregamento
$S_{abc}$	Potência aparente da carga por fase
$T_{em}$	Torque eletromagnético DFIG
$T_e$	Torque eletromagnético <i>Synchronverter</i>
$T_m$	Torque mecânico eixo DFIG
$T_m$	Torque mecânico eixo <i>Synchronverter</i>
$T_t$	Torque turbina
$v_{abc,r}$	Tensões rotóricas DFIG
$v_{abc,s}$	Tensões estatóricas DFIG
$V_v$	Velocidade do vento
$V_{cc}$	tensão do barramento CC
$X_r$	Grandezas rotóricas no seu referencial
$X'_r$	Grandezas rotóricas no referencial estatórico
$Z_{abc}$	Impedância da carga por fase
$\beta$	Ângulo de <i>pitch</i>
$\delta_g$	Ângulo de transformação genérico
$\theta_m$	Deslocamento angular mecânico
$\theta_r$	Deslocamento angular elétrico

$\lambda$	Razão entre a velocidade linear das pontas das pás da hélice e a velocidade do vento
$\lambda_i$	Razão entre a velocidade
$\lambda_{opt}$	Razão ótima entre a velocidade linear das pontas das pás da hélice e a velocidade do vento
$\xi$	Fator de amortecimento
$\rho_{ar}$	Densidade do ar
$\Phi_{abc,s}$	Fluxo estator
$\Phi_v$	Fluxo virtual
$\omega_n$	Frequência natural
$\omega_r$	Frequência angular elétrica do rotor
$\omega_v$	Frequência angular virtual
$\Omega_m$	Velocidade angular mecânica
$\Omega_t$	Velocidade angular do eixo da turbina

---

# Lista de Abreviaturas e Siglas

---

<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>AVR</b>	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
<b>BESS</b>	<i>Battery Energy Storage Source</i>
<b>CA</b>	Corrente Alternada
<b>CC</b>	Corrente Contínua
<b>CRESESB</b>	Centro de Referência para a Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
<b>CEPEL</b>	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
<b>DFIG</b>	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
<b>EPE</b>	Empresa de Pesquisa Energética
<b>ESS</b>	<i>Energy Storage System</i>
<b>FRT</b>	<i>Fault Ride Through</i>
<b>GD</b>	Geração Distribuída
<b>GD-FRE</b>	Geração Distribuída baseada em Fontes Renováveis de Energia
<b>GS</b>	Gerador Síncrono
<b>GSC</b>	<i>Grid-Side Converter</i>
<b>HVDC</b>	<i>High Voltage Direct Current</i>
<b>IEA</b>	<i>International Energy Agency</i>
<b>IEC</b>	<i>International Electromechanical Commission</i>
<b>IEEE</b>	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
<b>IEPE</b>	<i>Institute of Electrical Power Engineering</i>
<b>IGBT</b>	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>

<b>LVRT</b>	<i>Low Voltage Ride Through</i>
<b>MPPT</b>	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
<b>MR</b>	Microrrede
<b>NERC</b>	<i>North American Reliability Corporation</i>
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema
<b>ONU</b>	Organização das Nações Unidas
<b>PAC</b>	Ponto Acoplamento Comum
<b>PLL</b>	<i>Phase Locked Loop</i>
<b>PMSG</b>	<i>Permanent Magnet Synchronous Generators</i>
<b>PSS</b>	<i>Power System Stabilizer</i>
<b>PWM</b>	<i>Pulse Width Modulation</i>
<b>REN21</b>	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
<b>RSC</b>	<i>Rotor-Side Converter</i>
<b>SAT</b>	Supercondutores a Alta Temperatura
<b>SEP</b>	Sistema Elétrico de Potência
<b>SIN</b>	Sistema Interligado Nacional
<b>SOC</b>	<i>State of Charge</i>
<b>STATCOM</b>	<i>Static Synchronous Compensator</i>
<b>SPWM</b>	<i>Scalar Pulse Width Modulation</i>
<b>SRF-PLL</b>	<i>Synchronously Rotating Reference Frame</i>
<b>UHE</b>	Usina Hidrelétrica
<b>VSM</b>	<i>Virtual Synchronous Machine</i>
<b>VSC</b>	<i>Voltage Source Converter</i>

---

# Capítulo 1

## Introdução

---

### 1.1 Relevância da Tese

No modelo convencional de produção de energia elétrica, predominam as grandes usinas de geração de energia, que estão situadas em zonas geográficas distantes dos grandes centros consumidores, necessitando de longas linhas de transmissão para escoar grandes blocos de energia [Jenkins et al. 2010]. Neste modelo, há um maior controle sobre as fontes primárias (combustíveis fósseis, nuclear e hidráulica) de energia, fato este que facilita o gerenciamento do despacho da energia elétrica gerada, de modo a possibilitar uma geração firme. Como desvantagens, observam-se elevados níveis de perdas técnicas – devido aos grandes comprimentos das linhas de transmissão – e uma matriz elétrica pouco diversificada.

Com a crescente preocupação decorrente das condições climáticas, busca-se reduzir os impactos ao meio ambiente paulatinamente; em virtude disso, as formas de obtenção de energia elétrica vêm sofrendo mudanças significativas. Neste contexto, sistemas de geração de energia elétrica que utilizam fontes renováveis vêm ganhando espaço, consequentemente, houve um aumento da diversificação da matriz elétrica e a possibilidade de geração de energia mais próxima dos centros consumidores. A utilização das fontes renováveis é impulsionada pelo aumento da demanda por eletricidade, como também pela substituição de unidades obsoletas. Estima-se que a capacidade instalada mundial se

Fontes	Capacidade Instalada (GW)					(%)		(Δ%)
	2010	2019	2025	2030	2040	2019	2040	2019-2040
Total	5.191	7.484	9.459	11.650	16.550	100	100	0
Carvão	1.626	2.124	1.911	1.603	1.053	28	6	- 78,57
Óleo	438	440	336	276	229	6	1	- 83,33
Gás Natural	1.377	1.788	1.951	2.022	2.121	24	13	-45,83
Nuclear	402	415	430	488	599	6	4	- 33,33
Fontes Renováveis	1.347	2.707	4.745	7.037	11.764	36	71	97,22
Hidrelétrica	1.027	1.306	1.499	1.696	2.029	17	12	-29,41
Biomassa	87	153	211	266	423	2	3	50
Eólica	181	623	1.216	1.846	3.058	8	18	125
Geotérmica	11	15	25	45	82	0	0	0
Fotovoltaica	40	603	1.774	3.125	5.891	8	36	350
Heliotérmica	1	6	17	52	253	0	2	200
Marítima	0	1	2	6	29	0	0	0

Tabela 1.1: Capacidade instalada da matriz elétrica mundial.

Fonte: [IEA 2020]

eleve de 7.484GW em 2019 para 16.550GW em 2040, um aumento de 9,06TW em 21 anos [IEA 2020].

Observa-se, na Tabela 1.1, que em 2019 as fontes renováveis representavam 36% da geração de energia elétrica mundial; acredita-se que, em 2040, atinjam 71% [IEA 2020].

No Brasil, a soma de todas as unidades geradoras de eletricidade representa uma capacidade instalada de 172GW, cuja maior parcela utiliza, como fonte primária, os recursos renováveis, o que representa 81% da matriz elétrica. Na Figura 1.1 é apresentada a matriz elétrica brasileira.

Estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) demonstram que as projeções da demanda de energia elétrica junto ao Sistema Interligado Nacional (SIN) – que representa o total da geração de energia elétrica para atender ao mercado brasileiro (consumo e as perdas técnicas e não técnicas) – crescerá a uma taxa média de 3,6% ao ano, o que representa 2,8GW médios por ano, e que, a demanda máxima apresenta taxa

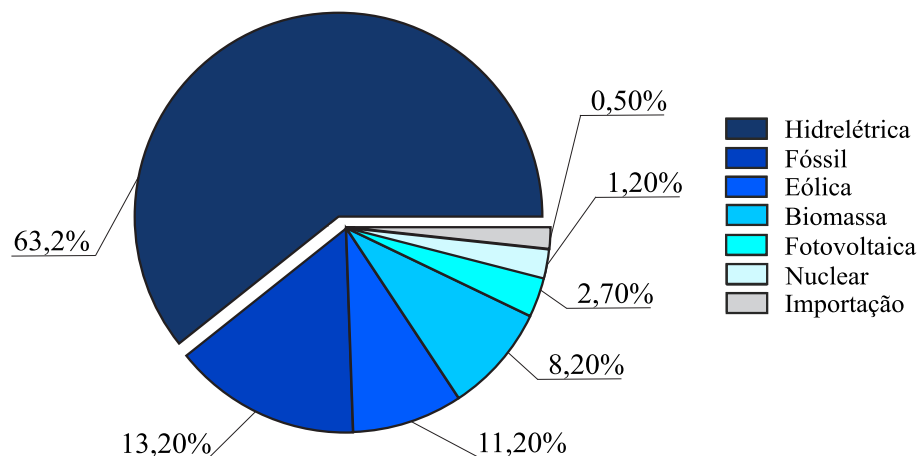


Figura 1.1: Matriz elétrica brasileira.

Fonte: [ONS 2021]

de crescimento de 3% ao longo do horizonte decenal [EPE 2020], conforme Figura 1.2. Logo, são importantes indicadores de projeção de crescimento do SIN, como também de estudos de otimização da operação do SIN.

Para que o Brasil possa suprir a demanda por energia elétrica sem descumprir os tratados dos acordos climáticos, será necessário muito investimento na produção de energia elétrica utilizando as fontes primárias com baixo impacto ao meio ambiente, devido ao fato do acordo tratar da necessidade de promover, de forma sustentável, o acesso universal à energia elétrica em países em desenvolvimento por meio da implantação das fontes renováveis [ONU 2015].

Mesmo o Brasil possuindo rios com acentuados desníveis entre a nascente e a foz, com elevadas vazões que contribuem para a escolha da energia hidráulica para a geração de energia, ao se construir grandes barragens há impactos ambientais e sociais, devido aos alagamentos de grandes áreas, comprometendo a predominância dessa fonte na composição da matriz elétrica. Com isso, fontes como a força dos ventos e a irradiação solar vêm conquistando espaço na matriz elétrica brasileira. Na Tabela 1.2, pode-se verificar o quanto as fontes renováveis influenciarão na matriz elétrica brasileira até o ano de 2040 [IEA 2020].

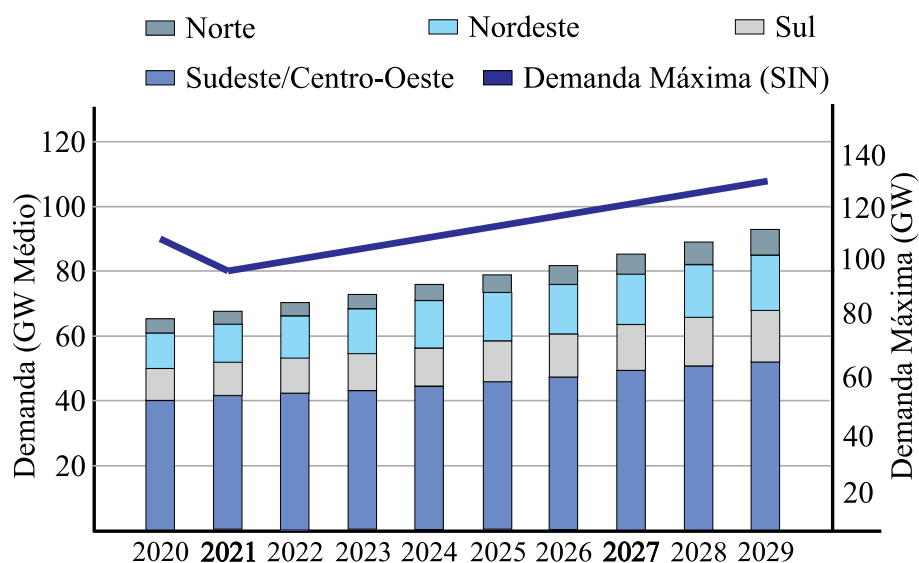


Figura 1.2: Projeções de demanda.

Fonte: [EPE 2020]

Fontes	Capacidade Instalada (GW)					(%)		(Δ%)
	2010	2019	2025	2030	2040	2019	2040	2019-2040
Total	113	173	202	226	270	100	100	0
Carvão	3	4	4	4	3	2	1	-50
Óleo	7	8	7	7	7	5	3	-40
Gás Natural	11	13	15	16	17	8	9	12,5
Nuclear	2	2	2	3	6	1	2	100
Fontes Renováveis	90	146	172	193	230	84	85	1,19
Hidrelétrica	81	110	111	112	117	64	43	-32,81
Biomassa	8	16	17	18	19	9	7	-22,22
Eólica	1	15	22	27	37	9	14	55,55
Geotérmica	-	-	-	-	-	-	-	-
Fotovoltaica	0	4	22	35	57	2	21	950
Heliotérmica	-	-	-	0	1	-	0	-
Marítima	-	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 1.2: Capacidade instalada da matriz elétrica brasileira.

Fonte: [IEA 2020]

O crescimento da participação das fontes renováveis na matriz elétrica trouxe novos desafios para o planejamento e a operacionalização do sistema – principalmente em função da variabilidade de geração dessas fontes – além da pouca contribuição em relação à inércia e potência de curto-circuito [IEEE 2020]. De modo geral, por não se ter controle sobre a energia gerada, é dificultada a manutenção da frequência do sistema em níveis tolerados. O motivo está relacionado à frequência da rede ser usada como um indicador de mudanças significativas na oferta ou na demanda. Durante a operação normal do sistema, o fornecimento de energia de todos os geradores é igual à demanda de eletricidade, assim a frequência do sistema permanece constante.

Além disto, o aumento da inserção das fontes renováveis nas matrizes elétricas de diferentes países tem reduzido a constante de inércia do sistema. Na Figura 1.3 são apresentados os valores das constantes de inércia entre os anos de 1996 e 2016 para diferentes países. Como a constante de inércia de um gerador representa a quantidade de energia armazenada na sua massa rotórica em razão da sua potência aparente, então a constante de inércia representa quanto tempo o gerador poderia gerar em sua potência nominal usando apenas sua energia cinética rotacional armazenada, sendo portanto medida em unidade de tempo, especificamente em segundos [NREL 2020]. Por este motivo, tem como consequência um aumento nas taxas de variação da frequência e a imposição de excursões transitórias de frequência mais acentuadas quando de distúrbios que provoquem desequilíbrio entre a carga e a geração (perdas de blocos de geração, aberturas de interligações, rejeições de carga).

Por fim, ao aumentar as fontes renováveis e à medida que é diminuído o número de geradores síncronos, o sistema tende a ficar mais "fraco", reduzindo o fornecimento substancial de corrente de curto-circuito disponível. Desta forma, a impedância em série do sistema é alta e a tensão não é relativamente constante em relação ao nível de carga. Estas foram as razões para os recentes *blackouts* em sistemas elétricos de países como: Austrália [AEMO 2017] e Inglaterra [ESO 2019].

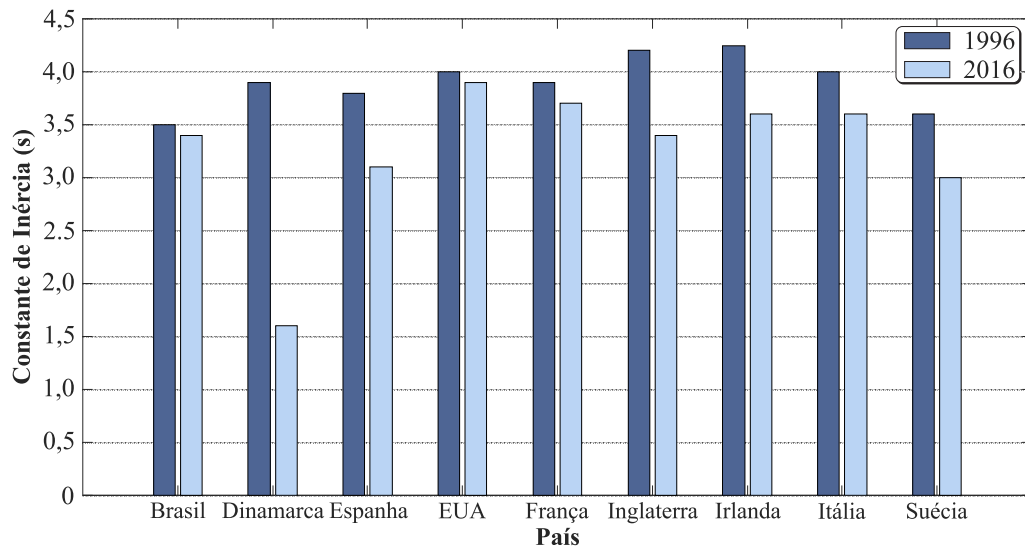


Figura 1.3: Evolução da constante de inércia equivalente entre 1996 e 2016.

Fonte: [Fernández Guillamón et al. 2019]

Planejamentos operacionais mais complexos vêm sendo estudados com vistas a manter a confiabilidade do sistema. No caso de países que não dispõem de recurso hidráulico em abundância e que têm optado pelo descomissionamento de usinas térmicas de partida rápida, rumo a uma economia de baixo carbono, o desafio da alta integração das fontes renováveis tem sido mais complexo, demandando a criação de novos desenhos de mercado e o uso de novas soluções tecnológicas para provisão de serviços ancilares, como os sistemas de armazenamento de energia e mecanismos de resposta da demanda [EPE 2020].

## 1.2 Motivação

A energia cinética dos ventos contribui firmemente para o crescimento da geração de energia elétrica por meio das fontes renováveis, contribuindo com 743 GW na capacidade instalada mundial em 2020 [REN21 2021]. Na Figura 1.4, verifica-se que o crescimento dessa geração tem razão exponencial.

A energia elétrica obtida pela força dos ventos também se mostra bastante promissora no Brasil. Os estudos realizados pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica

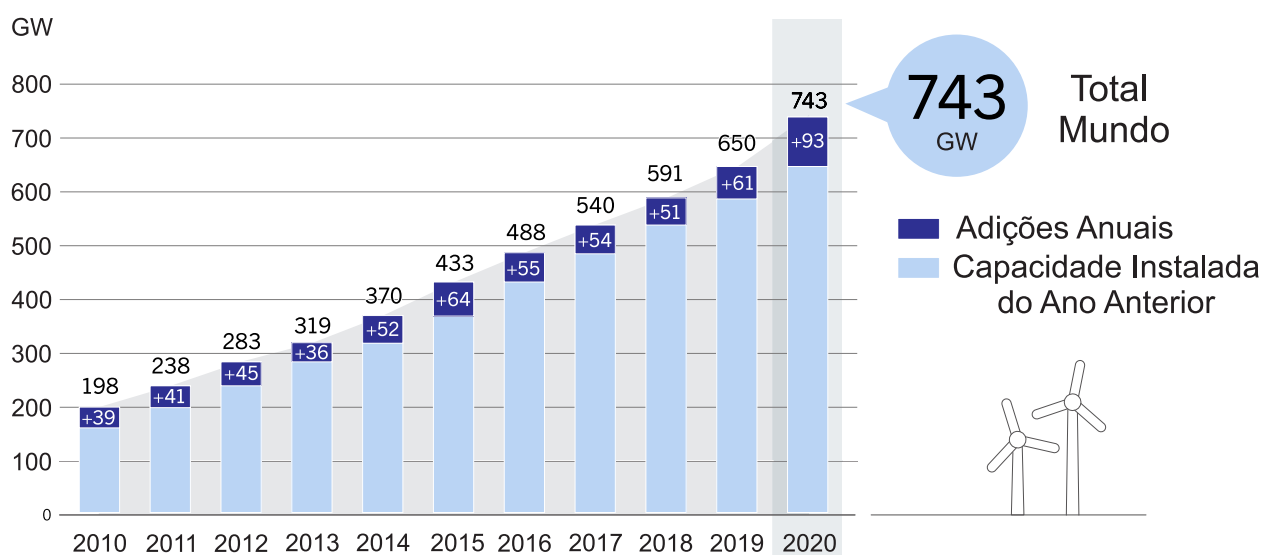


Figura 1.4: Capacidade instalada mundial geração eólica com crescimentos anuais, 2010-2020.

Fonte: [REN21 2021]

Sérgio de Salvo Brito/Centro de Pesquisas de Energia Elétrica [CRESESB/CEPEL 2001] têm apresentado uma perspectiva de que há um potencial eólico disponível da ordem de 143 GW, valor este estimado para vento médio anual igual ou superior a 7 m/s. Outro fator importante, como incentivo, é a possibilidade de complementaridade entre a geração hidrelétrica e a geração eólica, visto que o maior potencial eólico na região Nordeste ocorre durante o período de menor disponibilidade hídrica [ANEEL 2005]. O Brasil já está entre os 10 maiores produtores de energia elétrica por meio da força do vento [REN21 2021], como observado na Figura 1.5.

Entretanto, com o crescimento exponencial da integração de parques eólicos no sistema elétrico, a influência dessas fontes de geração sobre a estabilidade do sistema tem se tornado cada vez mais preocupante. Este problema está relacionado ao uso, pelos aerogeradores, de conversores de potência para interface com a rede, devido ao comportamento dinâmico dos conversores de potência serem diferentes em relação aos geradores síncronos (GS) convencionais [IEEE 2020]. Além disso, por se tratar de uma fonte intermitente, variações bruscas na velocidade do vento causarão alterações na potência ativa gerada e,

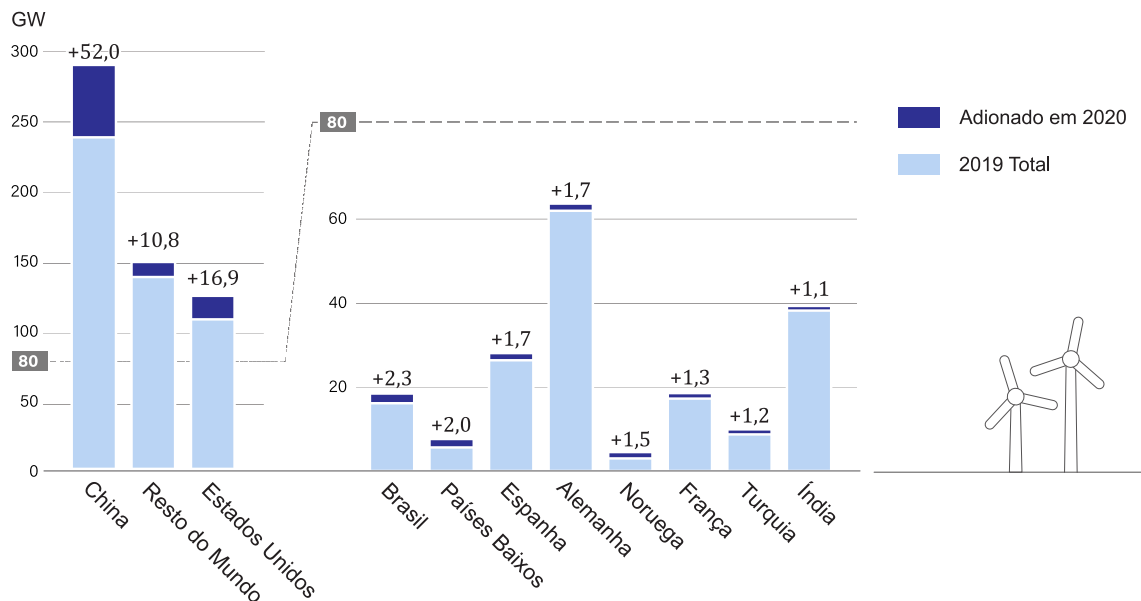


Figura 1.5: Os 10 maiores produtores de energia eólica no mundo.

Fonte: [REN21 2021]

consequentemente, flutuações de frequência, interferindo na qualidade da energia. Outro fato é que, por motivos econômicos, os GS no sistema convencional são os responsáveis pelo aporte de energia reativa para a garantia da estabilidade de tensão; com a substituição deles por parques eólicos, essa compensação será afetada.

Isso se deve à ausência de inércia e técnicas de controle que permitam realizar serviços ancilares que proporcionem a mitigação de grandes desequilíbrios de potência ativa e reativa na rede [Kroposki & Johnson 2017]. No entanto, à medida que a integração da geração eólica no sistema aumentou, alguns países começaram a estabelecer novos códigos de rede mais exigentes, de modo que as usinas eólicas necessitam auxiliar a manter a estabilidade do sistema em altos níveis de integração [Holtinen & Kiviluoma 2020].

No Brasil, por exemplo, para que haja a conexão dos parques eólicos ao SIN, o Operador Nacional do Sistema (ONS) exige que eles tenham a capacidade de aporte de potência reativa. O aerogerador deve possuir controle de tensão no barramento de conexão com o SIN, visando contribuir com a manutenção do perfil de tensão dentro de faixas aceitáveis em condições normais ou de emergência [ONS 2016]. Os aerogeradores deverão ser ca-

pazes de oferecer suporte de tensão à rede elétrica através da injeção de potência reativa, para tensões de sequência positiva inferiores a 0,85 p.u. e de absorção de potência reativa adicional para tensões acima de 1,1 p.u., conforme apresentado na Figura 1.6. Caberá ao ONS a responsabilidade de instruir a ativação deste recurso e de definir o valor de  $\chi$  (ângulo de inclinação da reta) a ser utilizado, em função das características do sistema onde a central geradora será inserida [ONS 2016].

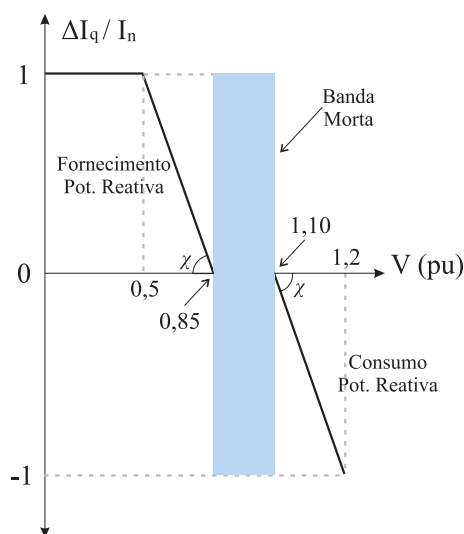


Figura 1.6: Requisito para injeção de potência reativa solicitado pelo ONS para controle da tensão.

Fonte: [ONS 2016]

Além disso, o ONS exige que os parques eólicos possuam capacidade de se manterem conectados enquanto há variações rápidas de tensão, geralmente causadas por curto-circuito, nos seus terminais para níveis dentro da região de suportabilidade a afundamentos de tensão (do inglês *Low Voltage Ride-Through* – LVRT ou *Fault Ride Through* – FRT), conforme ilustrado na Figura 1.7, podendo chegar até 0,2 p.u. da tensão nominal por um período de 500 ms. Alguns países do mundo são mais rígidos; na Alemanha, por exemplo, essa tensão pode chegar a zero p.u. por um período de tempo de 150 ms [Lammert et al. 2014].

Até dezembro de 2016, não era previsto pelo ONS em seus procedimentos de rede ne-

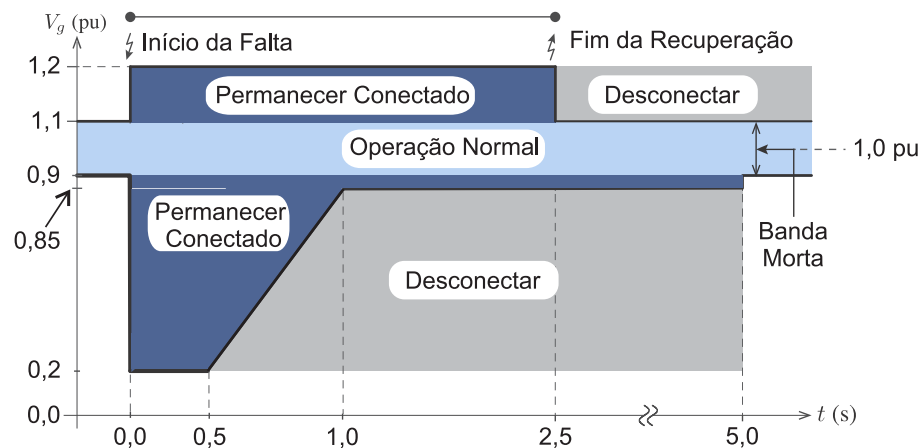
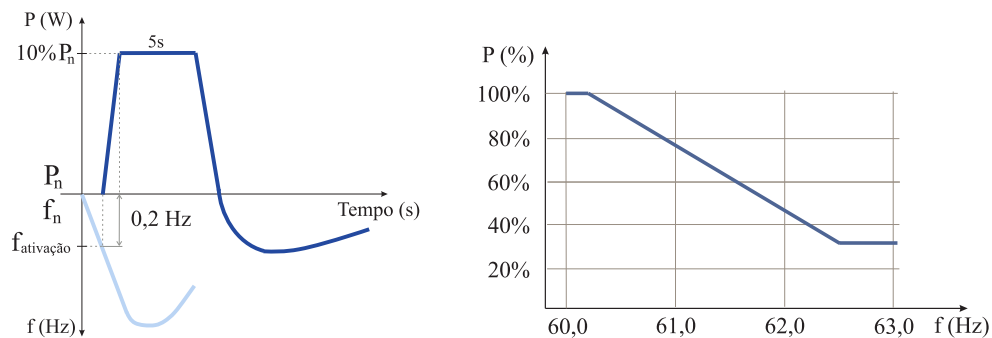


Figura 1.7: Região de suportabilidade a variações rápidas de tensão ONS - Brasil.

Fonte: [ONS 2016]

num tipo de controle de frequência por parte das usinas eólicas. Porém, na última revisão do submódulo 3.6 do procedimento de rede que trata do acesso às instalações de transmissão, este controle foi inserido. Os aerogeradores deverão dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, de modo a emular a inércia (inércia sintética) através de modulação transitória da potência de saída, contribuindo com pelo menos 10% da sua potência nominal, por um período mínimo de 5 segundos, quando, em regime de subfrequência, para desvios de frequência superiores a 0,2 Hz, como apresentado na Figura 1.8a. Os aerogeradores também deverão possuir controle de sobrefrequência que provoquem a redução da potência de saída quando em regime de sobrefrequência na faixa de 60,2 Hz a 62,5 Hz. Este controle deverá ser do tipo proporcional com ganho de 3%/0,1 Hz na base da potência disponível no momento [ONS 2016], como apresentado na Figura 1.8b.

Outro ponto que chama bastante atenção à integração da geração eólica ao SIN é a divergência entre a média diária do fator de capacidade (que é a proporção entre a produção efetiva do parque eólico em um período de tempo e a capacidade instalada total) dos parques eólicos em relação ao consumo de energia do SIN. Na Figura 1.9, pode-se observar que os fatores de capacidade de parques eólicos localizados nos estados do Rio Grande do Norte e Bahia (estados que possuem as maiores capacidades instaladas do



(a) Atuação do controle de potência ativa em operação de subfrequência. (b) Atuação do controle de potência ativa em operação de sobrefrequência.

Figura 1.8: Modo de operação do aerogerador solicitado pelo ONS para controle da frequência.

Fonte: [ONS 2016]

Brasil, de 3,8 GW e 3,7 GW, respectivamente) possuem os menores níveis nos horários de maior consumo de energia no SIN; por outro lado, nos horários de menor consumo de energia elétrica pelo SIN, os fatores de capacidade possuem os níveis mais elevados [ONS 2019]. Logo, é notório observar a dificuldade em se manter a operação do SIN.

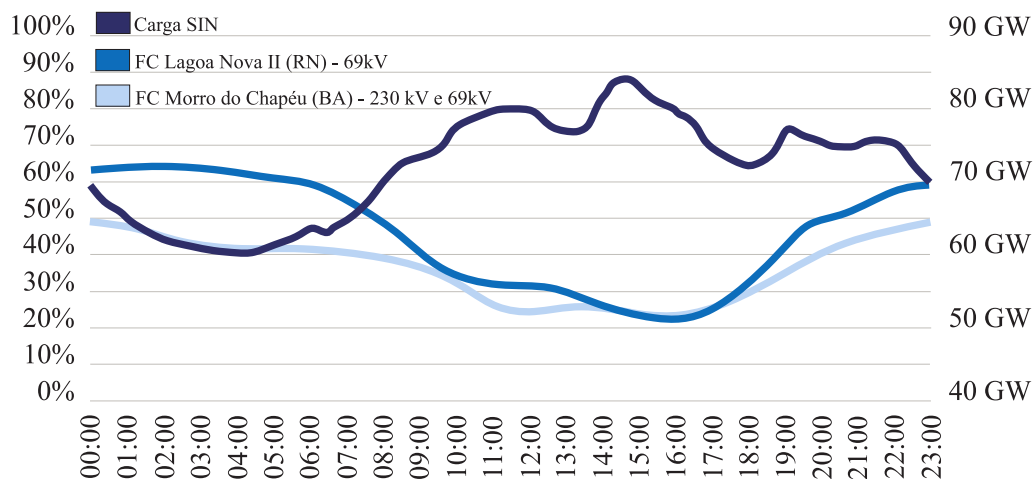


Figura 1.9: Correlação entre o fator de capacidade (FC) médio e carga do SIN.

Fonte: [ONS 2019]

Cabe ressaltar também que, para o leilão A-6/2018, houve a mudança do tipo de contratação da fonte eólica da modalidade de disponibilidade para a de quantidade [ANEEL 2018], prezando que o parque eólico seja capaz de gerar a quantidade de energia estabe-

lecida no leilão, aumentando os riscos de investimento no setor.

Por estes motivos, busca-se cada vez mais desenvolver técnicas de controle para aerogeradores que possam controlar o despacho da sua geração e contribuir para manter a estabilidade do sistema, flexibilizando sua operação. Para resolução, propõe-se uma técnica de controle para os conversores de potência (do inglês *Voltage Source Converter* – VSC) utilizados nos aerogeradores, que têm, como objetivo, emular um gerador síncrono. A ideia é implementar o modelo matemático da máquina síncrona no controle dos conversores via *software*.

Como as estratégias de controle do gerador síncrono já estão consolidadas, o objetivo é fazer com que o aerogerador possa ter um comportamento próximo ao de um gerador síncrono, com maior controle sobre o despacho da energia gerada e atuando no serviço ancilar do sistema. Para este propósito, no entanto, existe a necessidade de se utilizar um sistema de armazenamento por baterias (BESS). Na Figura 1.10, apresenta-se a topologia proposta.

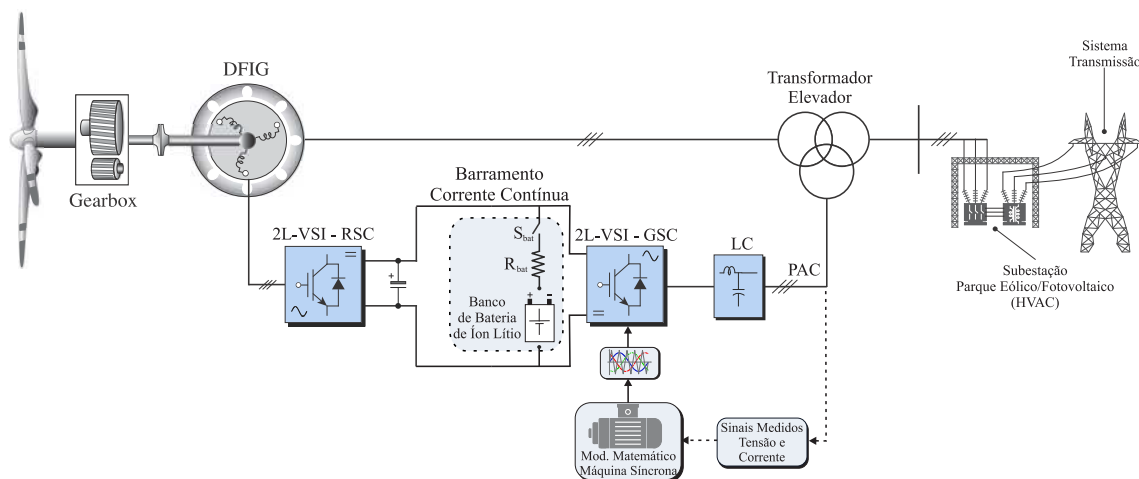


Figura 1.10: Ideia básica do conceito de máquina síncrona virtual.

Essa técnica de controle utilizada no conversor de potência é chamada de máquina síncrona virtual (do inglês *Virtual Synchronous Machine* - VSM), e pode ser definida como um meio hábil para tornar o conversor de potência capaz de possuir a dinâmica e o

comportamento semelhante a uma máquina síncrona convencional. Podendo ser operado como inversor, sendo neste caso um gerador síncrono virtual, ou retificador, sendo neste caso um motor síncrono virtual.

Desta forma, a motivação deste trabalho é o desenvolvimento de uma estratégia de controle para o aerogerador que possa atender a todos os requisitos para cooperar para a manutenção da estabilidade da rede. O tipo de aerogerador utilizado será o DFIG (do inglês *Doubly Fed Induction Generator*) por ser o de maior participação no mercado na última década [Ochoa & Martinez 2017]. Isso será feito mediante a pressuposição de que seu conversor ligado à rede (do inglês *Grid-Side Converter – GSC*) possuirá comportamento semelhante ao de um gerador síncrono, utilizando a técnica de controle VSM chamada de Synchronverter proposta por [Zhong 2016]. Até o momento, a técnica de controle Synchronverter se restringem à utilização em GD que utilizam conversor de potência total – como exemplos: sistemas fotovoltaicos [Ming & Zhong 2014] e aerogeradores síncronos [Zhong et al. 2016].

Com isso, o GSC do DFIG será capaz de emular inércia sintética e ter maior controle sobre potências ativa e reativa geradas. Sendo assim, poderá fornecer automaticamente suporte de frequência e de tensão à rede, contribuindo para os serviços ancilares. Sem a necessidade de uma central de operação e de interferência humana.

Além disso, o barramento de corrente contínua (CC) dos conversores na configuração *back-to-back* deverá estar conectado a um BESS, possibilitando o despacho de energia, o qual será capaz de realizar o carregamento e descarregamento do BESS sem a necessidade de utilizar um conversor CC-CC, diminuindo a complexidade do sistema de controle e os custos. Logo, será possível carregar as baterias nos horários de maior geração e menor consumo de energia da rede, como também descarregar as baterias nos horários de maior consumo.

Por fim, uma outra vantagem é que o Synchronverter é capaz de gerar a sua própria referência de tensão, logo não há a necessidade de utilizar um PLL (do inglês *Phase-*

*Locked Loop*), podendo se sincronizar automaticamente com a rede. Logo, será possível operar de forma autônoma em uma microrrede na ocorrência de um *Blackout* no sistema e, após cessar o colapso no sistema, autossincronizar-se à rede.

### 1.3 Objetivos

O objetivo geral da tese de doutorado consiste em implementar uma estratégia de controle de VSM para o aerogerador DFIG conectado a uma microrrede. O conversor conectado à rede será controlado mediante a técnica de controle Synchronverter, de maneira que seja capaz de fornecer suporte de frequência e de tensão à rede, ajudando a mitigar os distúrbios causados pela alta integração dos parques eólicos à rede.

Os objetivos específicos do DFIG com o conversor conectado à rede controlado via Synchronverter são:

- Avaliar a habilidade de detectar, em tempo real, valores de frequência da rede fora dos limites tolerados decorrentes de distúrbios na rede e ser capaz de tomar decisões automáticas para o suporte de frequência sem a necessidade de que haja um controle centralizado ou submetido a decisões humanas. Neste contexto, o DFIG será capaz de atuar como um suporte de frequência primário, secundário e terciário;
- Analisar a eficácia do GSC de modo a ser possível obter a inércia sintética para diferentes constantes de tempo inerciais;
- Avaliar a capacidade de carregar e descarregar o BESS sem a necessidade de se utilizar de um conversor CC-CC entre o BESS e o barramento CC; dessa forma, o GSC será capaz de atuar no modo motor ou gerador síncrono num contexto em que lhe será possível entregar energia à rede no horário de maior demanda e assim descarregar o BESS, e consumir energia da rede no horário de menor demanda com o propósito de carregar o BESS;
- Avaliar a habilidade do Synchronverter atuar similarmente ao controle vetorial  $dq$

convencional, no qual a potência ativa é definida pela tensão do barramento CC. Em seguida, verificar se o GSC é capaz de suportar curto-circuitos simétricos e analisar a robustez do controle;

- Analisar a capacidade do GSC no suporte da regulação da tensão da rede;
- Verificar a capacidade do GSC autossincronizar-se à rede sem a necessidade de um PLL.

Com relação ao DFIG conectado a uma microrrede – composta de uma usina hidrelétrica (UHE) e barras de carga (PQ) –, também são objetivos específicos da tese:

- Verificar a capacidade da microrrede operar ilhada;
- Analisar diante de um distúrbio de frequência na microrrede a capacidade de o DFIG fornecer suporte de frequência de modo a, conseqüentemente, reduzir o esforço do governador da UHE;
- Avaliar a garantia do equilíbrio entre geração e carga da microrrede diante do modo de operação de carregamento e descarregamento do BESS acoplado ao DFIG, como também, para diferentes regimes de vento;
- Verificar a robustez do controle do DFIG durante curto-circuitos simétricos na microrrede.

Essas análises serão de grande relevância na mitigação dos impactos causados na integração dos aerogeradores DFIG à rede, proporcionando maior autonomia na operação do DFIG; sendo assim, de primordial importância ao conceito de microrrede.

## 1.4 Metodologia

Primeiramente, realizou-se uma revisão bibliográfica quanto às obras que analisaram os impactos ao sistema convencional com a integração das fontes renováveis. Verificou-se a possibilidade de implementar a técnica de controle de máquina síncrona virtual no

controle dos aerogeradores com vistas a sanar tais impactos. Concluiu-se que dentre as técnicas de controle que emulam uma máquina síncrona, a que mais se enquadra no conceito de microrredes foi a técnica Synchronverter. No entanto, verificou-se que não há trabalhos que utilizem essa técnica no aerogerador DFIG, que é o mais utilizado no mundo.

Diante deste cenário, neste trabalho foi desenvolvida uma plataforma de simulação no MatLab/Simulink, na qual um aerogerador DFIG é conectado a uma microrrede. A plataforma de simulação de uma microrrede com dados reais contém: 8 barras de carga e 13 subestações, entre elas abaixadoras e seccionadoras e uma UHE. Interligadas por linhas de distribuição. Para a construção da plataforma de simulação, foi necessário o desenvolvimento compatível de todos os modelos matemáticos dos elementos que compõem a microrrede.

Como o DFIG é um aerogerador de velocidade variável, ele é parcialmente conectado à rede via conversores *back-to-back*; logo, todo o sistema de controle dos conversores foi implementado. Também foram implementados os controladores da UHE.

Em sequência foi implementada a técnica de controle Synchronverter no conversor do lado da rede (GSC) e acoplado ao barramento CC um banco de baterias de íons de lítio. Foram desenvolvidos dois modos de operação não existentes na literatura, sendo: a capacidade controlar o GSC semelhantemente ao controle vetorial ( $dq$ ) e total controle sobre o carregamento e descarregamento do banco de baterias. De modo geral, o Synchronverter terá capacidade de prover características que o tornem autossuficiente ora capaz de realizar suporte de frequência à rede conectado ao banco de baterias, ora sem a capacidade de realizar suporte desconectado do banco.

Por fim, extensivas simulações em diversas situações de velocidade do vento e de distúrbios de frequência e tensão à rede foram simuladas a fim de avaliar a técnica proposta.

## 1.5 Contribuições da Tese

A principal contribuição da tese é propor a utilização da técnica de controle Synchronverter no conversor do lado da rede do DFIG com as seguintes características:

- A capacidade do DFIG atenuar os distúrbios de frequência e tensão da rede, atuando no serviço ancilar da rede, conseqüentemente, auxiliando na manutenção da estabilidade;
- A capacidade de acoplamento do banco de baterias de íon-lítio sem a necessidade do conversor CC-CC, no qual todo o controle de carga/descarga do banco de bateria é controlado via Synchronverter;
- A capacidade do controle de despacho de potência do DFIG;
- A capacidade de realizar o controle do lado da rede convencional, o que permite a operação *full time* do Synchronverter, sem a necessidade de chavear para outro controle durante a operação normal sem suporte.

### 1.5.1 Lista de Trabalhos Aceitos ou Submetidos

Alguns dos resultados apresentados nesta tese foram submetidos ou aceitos para publicação em anais de congressos ou em revista especializadas. A seguir, apresenta-se a lista destes trabalhos publicados.

1. Silva Junior, G. P.; Barros L. S., "Synchronverter operation in active and reactive support mode", *4th Workshop on Communication Network and Power Systems (WCNPS 2019)*, pp. 1-5, 2019;
2. Silva Junior, G. P.; Barros L. S., "Using Synchronverter in Distributed Generation for Frequency and Voltage Grid Support", *15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, pp. 1-6, 2019;

3. Silva Junior, G. P.; Barros L. S., "Análise da Utilização do Synchronverter no Controle do Lado da Rede Convencional da Geração Distribuída Baseada em Conversor de Potência Plana", *Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2020)*, pp. 1-6, 2020;
4. Silva Junior, G. P.; Nascimento T. F.; Barros L. S., "Comparison of Virtual Synchronous Generator Strategies for Control of Distributed Energy Sources and Power System Stability Improvement", *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, pp. 1-6, 2020;
5. Silva Junior, G. P.; Barros L. S.; Barros C.M.V., "Synchronverter Coupled to a Lithium-ion Bank for Grid Frequency and Voltage Supports and Controlled Charge-discharge", *Electric Power Systems Research*, v. 197, 2021;

E, por fim, apresenta-se o trabalho submetido em periódico.

1. Silva Junior, G. P.; Barros L. S., "Synchronverter for Frequency and Voltage Support from Doubly Fed Induction Generator with Energy Storage System", *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2021.

## 1.6 Organização do Texto

Esta tese, além do capítulo introdutório, está composta pelos capítulos:

### **Capítulo 2: Revisão Bibliográfica**

Neste capítulo são apresentadas as principais referências sobre os tópicos abordados ao longo desta qualificação. Inicialmente, será discutida a técnica de controle que vem sendo utilizada no controle dos conversores das gerações distribuídas baseadas em fontes renováveis de energia (GD-FRE), em seguida, serão relatados os principais impactos que a GD-FRE vem causando no sistema e que medidas vêm sendo tomadas para sua mitigação.

Por fim, conceituação referente às diferentes técnicas de emulação da máquina síncrona virtual.

### **Capítulo 3: Fundamentação Matemática**

Neste capítulo, descreve-se o modelamento matemático dos diversos dispositivos que constituem a microrrede, com a preocupação de que os modelos matemáticos sejam compatíveis entre si.

### **Capítulo 4: Sistemas de Controle do DFIG e UHE**

Neste capítulo, apresentam-se as estratégias de controle dos conversores utilizados no DFIG, sobretudo mostrando detalhes do controle da potência ativa e reativa gerada, pelos terminais do estator e rotor da máquina. Propõe-se, também demonstrar os controladores de velocidade e tensão do gerador síncrono.

### **Capítulo 5: Synchronverter**

A técnica de controle Synchronverter é apresentada no Capítulo 5. O modelo matemático do gerador síncrono que norteia a topologia de controle é descrito. Também são apresentados, sucintamente, os modos de operação, a capacidade de gerar inércia sintética e a habilidade de autossincronismo com a rede sem a utilização do PLL.

### **Capítulo 6: Análise dos Resultados**

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos com o DFIG conectado a barra infinita em série com uma impedância de linha. Diante dos distúrbios na rede e dos diferentes regimes de ventos, o DFIG controlado via Synchronverter atua no suporte de frequência e tensão da rede. Os resultados com o DFIG conectado a microrrede também são apresentados.

**Capítulo 7: Conclusão**

As considerações finais e as diretrizes para a continuação da pesquisa são feitas no Capítulo 7.

---

# Capítulo 2

## Revisão Bibliográfica

---

Esse capítulo apresenta um breve resumo sobre alguns dos assuntos abordados ao longo desta tese. Inicialmente, será discutida a maneira como a geração distribuída vem sendo inserida junto ao sistema de potência convencional, em seguida, serão relatados os principais impactos que a geração distribuída vem causando no sistema e que medidas vêm sendo tomadas para mitigar o problema. Por fim, há uma breve conceitualização referente às diferentes técnicas de emulação da máquina síncrona virtual.

### 2.1 Geração Distribuída

Nos sistemas de potência convencionais, o fornecimento de eletricidade tem sido realizado principalmente por grandes centrais geradoras localizadas em lugares remotos distantes dos grandes centros consumidores. Logo, necessitam-se de longas linhas de transmissão com elevados níveis de tensão para escoar o fluxo de potência unidirecional. Os sistemas convencionais são caracterizados por possuírem controle operacional centralizado e matrizes elétricas pouco diversificadas, nos quais é predominante o emprego de usinas hidrelétricas e termelétricas, que são fontes cuja peculiaridade é o fácil controle do despacho da energia gerada [Expósito et al. 2009].

Atualmente, esse paradigma vem sendo quebrado, cresce o conceito de geração distribuída (GD). A GD é caracterizada por ser uma unidade geradora de pequeno ou médio

porte conectada próximo do local de consumo, podendo ser conectada aos sistemas de distribuição e transmissão; ela pode utilizar diversas fontes, tais como: pequenas centrais hidrelétricas; geradores de combustão interna (diesel ou gás natural), painéis fotovoltaicos; células a combustível; turbinas eólicas, sistema de armazenamento de energia (do inglês *Energy Storage System* - ESS), etc [IEEE 2008]. Sua integração à rede de distribuição ou transmissão possui alguns benefícios como, por exemplo: a redução do carregamento de alimentadores, minimização das perdas técnicas, redução na emissão de gases poluentes (quando da utilização de fontes renováveis) e adiantamento de investimento na distribuição e transmissão.

No entanto, além dos benefícios, dependendo da tecnologia, características do sistema de distribuição e nível de integração, esta GD pode também ocasionar impactos negativos. Quando o nível de integração da GD é pequena, podem não ser observados impactos, caso contrário, a GD pode ter impactos significativos como, por exemplo, na estabilidade da rede e na qualidade da energia gerada. Esses impactos são mais visíveis quando há uma alta integração das fontes renováveis, devido a sua característica de geração intermitente e não despacháveis.

Uma alternativa para se gerenciar a operação do sistema elétrico convencional com o crescimento da GD, é representar as GDs e as cargas como um sistema conectado a um sistema mais amplo. Quando tais cargas e a GD estão próximas geograficamente, tal sistema é frequentemente referido como uma microrrede (MR) [IEC 2014], conforme ilustrado na Figura 2.1.

Além disso, a topologia da MR deve permitir a sua operação de forma controlável e coordenada em relação à rede de distribuição/transmissão [Hatziargyriou 2014]. Uma MR pode operar no modo conectado à rede principal, sendo necessário apenas um ponto de conexão com ela, no qual na hipótese de ocorrer alguma perturbação na rede, deverá ter autonomia para desconectar-se dela (atuando no modo ilhado) – mantendo assim um alto nível de serviço – sem prejudicar a integridade da rede. Tal fato proporciona um

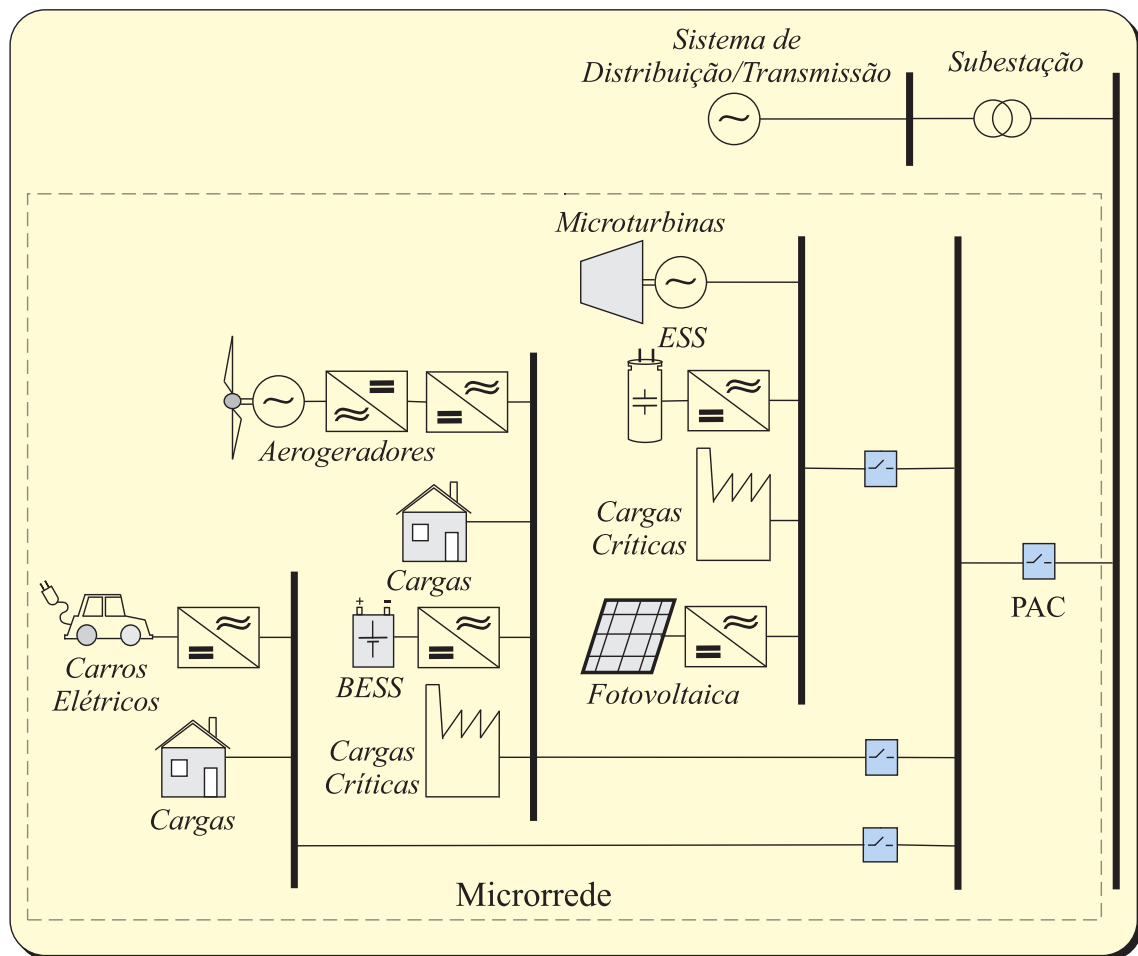


Figura 2.1: Arquitetura de uma microrrede AC.

aumento na confiabilidade da rede principal, como também, para a MR. Também existe MR autônomas (isoladas), em que não estão conectadas à rede [Lede et al. 2017].

Em [Majumder 2013] são definidos três tipos de MR:

- *Microrredes Remotas*: Nunca são conectados à rede, com método de controle descentralizados e não levam muito em consideração a qualidade da energia gerada em comparação com os outros tipos de microrredes. Exemplos disso são as comunidades remotas, as microrredes militares, os navios e as ilhas;
- *Microrredes Públicas*: A concessionária detém o monopólio sobre o serviço, ambiente regulado, conectada a um único ponto de acoplamento comum e podendo

operar no modo ilhado;

- *Microrredes de Instalação*: Pode ser utilizado tanto no ambiente industrial como no institucional. Exemplo disso são os campos universitários e as indústrias;

Porém, com o modo de controle que vem sendo utilizado nas GD-FRE, jamais poderá acontecer uma MR se manter apenas com GD-FRE. Isso acontece devido ao fato de as GD-FRE utilizarem um conversor de potência na interface com a rede. Esses conversores de potência são controlados pela técnica de controle chamada seguidor de rede (*grid-following*). Essa técnica utiliza um PLL para estimar o ângulo instantâneo das tensões senoidais nos terminais do conversor. Em seguida, os conversores de potência são controlados para injetarem correntes controladas que acompanham as tensões senoidais dos terminais. Em essência, um conversor seguidor de rede atua como uma fonte de corrente senoidal que "segue" a tensão dos seus terminais [Kroposki & Johnson 2017].

Sendo assim, os conversores seguidores de rede funcionam sob a presunção de que a rede terá uma tensão CA "rígida" com amplitude e desvios de frequência mínimos mantida em seus terminais, de forma que ele possa simplesmente seguir sua tensão local e injetar uma corrente controlada. Na prática, isso se traduz na suposição de que a rede terá geradores síncronos e outros equipamentos que sejam capazes de realizar serviços ancilares capazes de garantir uma frequência e tensão suficientemente rígida em qualquer ponto da rede [Kroposki & Johnson 2017].

Historicamente, esse modo de controlar os conversores se manteve relativamente bem porque a quantidade acumulativa GD-FRE foi relativamente pequena em comparação com GS convencionais que regulam a frequência e as tensões da rede. Porém, para a manutenção da estabilidade da MR no cenário de maior integração GD-FRE ou 100% seria inviável.

### 2.1.1 Principais Tipos de GD-FRE

Em seguida, é apresentado o princípio de funcionamento das principais GD-FRE conectadas à rede. No entanto, todas elas têm em comum, o fato de os seus conversores utilizarem a técnica seguidor de rede.

#### Fotovoltaica

Um sistema fotovoltaico conectado à rede pode ser representado como observado na Figura 2.2, cujo conjunto de módulos arrançados em série ou em paralelo é conectado a um conversor CC/CC (*Boost*). O conversor CC/CC impõe valores de tensões nos terminais do painel, buscando sempre extrair a maior potência. A tensão imposta ao painel é definida pelo MPPT (do inglês *Maximum Power Point Tracking*) [Cai et al. 2011]. O algoritmo de MPPT é responsável pela máxima potência ativa a ser injetada na rede.

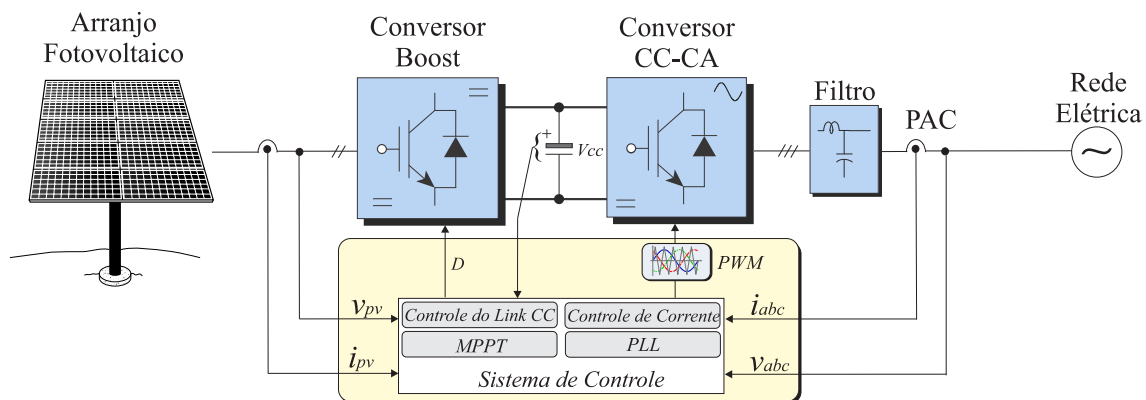


Figura 2.2: Esquema de controle do Sistema fotovoltaico.

Dependendo da potência gerada pelo conversor CC/CC haverá um distúrbio da tensão do barramento CC que será corrigida pelo controle da tensão do barramento CC, o qual gerará a referência de controle de corrente, que está relacionada à potência ativa. Em seguida, as tensões de referência nos terminais do conversor são geradas, processadas e, ato contínuo, serão enviados os sinais de controle para as chaves do conversor por meio da técnica de PWM (do inglês *Pulse-Width Modulation*). O uso do PLL garante que as

tensões geradas pelo conversor estarão em sincronismo com as tensões da rede.

O conversor CC/CA introduz harmônicos de ordem elevada nas correntes e tensões de saída. Estes conteúdos harmônicos são decorrentes do processo de comutação das chaves do conversor. Logo, utilizam-se filtros de linha para atenuar os harmônicos e se adequar às normas vigentes [Ruan et al. 2018].

Por meio de técnicas de controle vetorial, o sistema fotovoltaico é capaz de injetar potência ativa e reativa na rede, mais detalhes em [Teodorescu et al. 2011].

### **Eólica**

Há aerogeradores de velocidade fixa e variável. Atualmente, os aerogeradores de velocidade variável são os mais utilizados, por otimizarem a captação de vento e, conseqüentemente, a geração de energia numa ampla faixa de variação da velocidade do vento. Entre as principais estão o PMSG (do inglês *Permanent Magnet Synchronous Generators*) e o DFIG.

O aerogerador síncrono PMSG não necessita de um sistema de excitação, pois ele possui ímãs permanentes no seu rotor que o autoexcitam. Trata-se de uma tecnologia bastante utilizada principalmente na situação *off-shore*, por não apresentar caixas de engrenagens e escovas, logo, requer uma menor intervenção da manutenção, de bastante interesse para este tipo de tecnologia pelo difícil acesso aos aerogeradores [Shah et al. 2018].

A conexão com a rede é realizada por meio de dois conversores em configuração *back-to-back* compartilhando o mesmo barramento CC, sendo um conversor do lado da rede e outro do lado do gerador, como apresentado na Figura 2.3. Esse desacoplamento entre os terminais do estator do gerador e a rede via conversor garante que, independentemente das amplitudes e frequências das tensões geradas nos terminais da máquina, as tensões fornecidas pelo conversor do lado da rede terão as mesmas amplitudes e frequência da rede.

Em [Barros & Barros 2017], é demonstrado que, por meio de técnicas de controle

vetorial, pode-se controlar a potência ativa e reativa injetada na rede, a referência de potência ativa injetada na rede vai ser definida pelo algoritmo de MPPT que tem, como sinal de entrada, a velocidade do eixo da máquina  $\Omega_m$ .

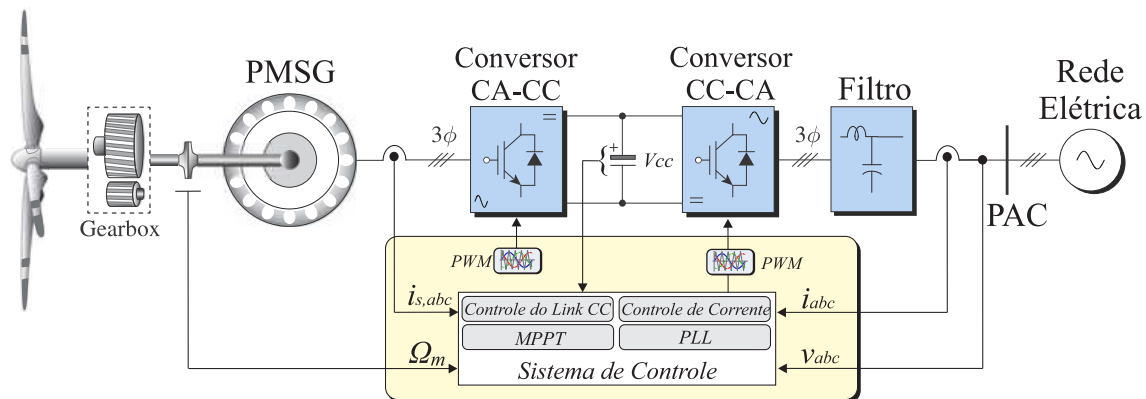


Figura 2.3: Esquema de controle do PMSG.

Tem como vantagens a ausência de circuitos externos de excitação, possibilidade de operação em baixas velocidades devido à não necessidade de caixas de engrenagens, menor custo de manutenção, como também um desacoplamento elétrico total entre o aerogerador e o sistema elétrico, devido ao fato de utilizar um conversor pleno. Como desvantagens há os custos do conversor (plena potência), custo dos ímãs permanentes e os filtros dos harmônicos necessários na saída para evitar os distúrbios na rede através dos harmônicos provenientes do conversor [Wu 2011].

Como um dos parâmetros que elevam o custo do parque eólico *off-shore*, tem-se o peso dos aerogeradores; neste contexto, uma possível solução almejada é utilizar aerogeradores que não necessitem de caixas de engrenagem (como os aerogeradores síncronos de rotor bobinado ou a ímã permanente), diminuindo o peso e, conseqüentemente, os custos. Para isso, entretanto, é imprescindível a utilização de geradores de multipolos para que seja possível trabalhar em baixas velocidades. Esta opção, contudo, pode não resolver o problema, por se tratarem de máquinas muito pesadas.

A busca pela solução do problema decorre do desenvolvimento de materiais Super-

condutores a Alta Temperatura (SAT), haja vista que os condutores construídos por esses materiais têm, como principal característica, o fato de terem resistência praticamente nula (perdas por efeito Joule aproximadamente nulas), com isso, é possível a condução de blocos de energia em um condutor de pequena seção transversal [Khalil 2015], consequentemente, menor o peso [Kalsi et al. 2004]. Empresas e centros de pesquisa vêm discutindo a aplicação desses materiais na fabricação dos aerogeradores. Comparando com os aerogeradores convencionais, será possível obter campos magnéticos mais intensos devido às altas densidades de corrente possibilitadas pelos supercondutores, não necessitando de grandes núcleos. Terá, como grande vantagem, uma melhor correlação da potência nominal com o peso e o volume [Buckel & Kleiner 2004], como também maior rendimento [Kawamura & Jones 2017]. As principais desvantagens na utilização de SAT na construção de aerogeradores são: sistemas de resfriamentos complexos (para que seja possível haver a supercondução, a temperatura de funcionamento deve ser mantida sob a temperatura crítica do material); altos custos dos materiais; baixo momento de inércia e dificuldade na construção dos aerogeradores devido ao fato de o SAT se dar através de fitas finas – frágeis e rígidas.

Outra opção tecnológica empregada são os geradores de indução duplamente alimentados, ou DFIG, cujo estator é conectado diretamente à rede elétrica e o rotor é alimentado através de um conversor *back-to-back* (com potência nominal de 30% da potência nominal do gerador) [Rigatos 2016]. O conversor ligado ao rotor opera com diferentes frequências de acordo com a velocidade do aerogerador, de modo que correntes na frequência do escorregamento são injetadas ou absorvidas pelos enrolamentos rotóricos da máquina elétrica a partir de estratégias de controle de potência ativa e reativa [Abad et al. 2011]. No DFIG, assim como no PMSG, o algoritmo de MPPT recebe valor da velocidade do eixo da máquina, em seguida, o MPPT informa o valor de referência de potência (ou torque) a ser gerada. O esquema geral de controle pode ser visto na Figura 2.4. Mais detalhes sobre o sistema de controle podem ser vistos no Capítulo 4.

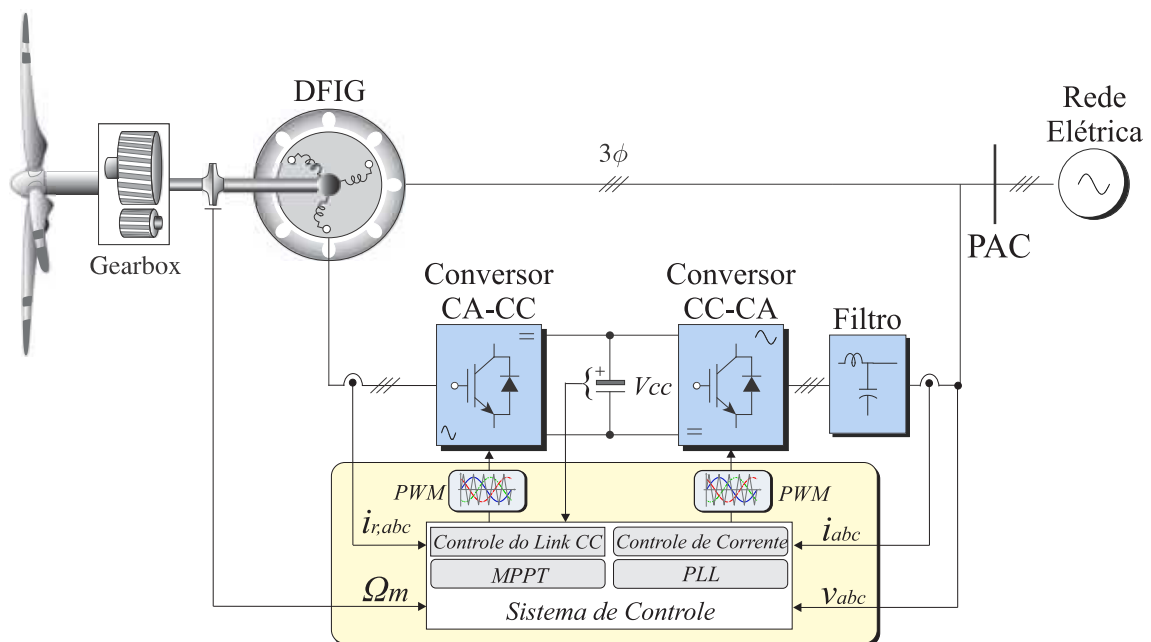


Figura 2.4: Esquema de controle do DFIG.

Entre os tipos de aerogerador, o DFIG é o mais utilizado no mundo [Pingping et al. 2010], pois permite uma ampla faixa de regulação de velocidade da ordem de  $\pm 30\%$  em torno de sua rotação síncrona. A faixa de regulação da velocidade é diretamente proporcional à relação entre a potência nominal do conversor com a potência nominal do aerogerador, a potência nominal do conversor será 30% da nominal do aerogerador [Beainy et al. 2016], correspondendo às limitações térmicas dos enrolamentos do rotor das correntes nos enrolamentos do rotor. Devido a esta característica de regulação de velocidade, o DFIG vem sendo muito utilizado em regiões onde a velocidade dos ventos é bastante variável.

## 2.2 Impacto da GD-FRE

Como observado na seção anterior, as principais fontes de GD-FRE não têm controle sobre a produção da potência ativa, além de serem dependentes do algoritmo de MPPT que busca extrair a máxima potência para uma certa velocidade do vento ou irra-

dição solar. Esses parâmetros não têm como ser controlados e previstos com exatidão, haja vista serem de natureza estocástica. A ausência de controle da energia despachada pela GD-FRE é um dos problemas mais preocupantes para a operação da microrrede, devido ao fato de que variações bruscas de carga causam um desequilíbrio entre geração e carga, afetando a estabilidade de frequência da rede. Mais detalhes sobre a estabilidade de frequência podem ser vistos em [Kundur 1994].

Uma outra análise é que todas as GD-FRE utilizam conversores de potência para conectar-se à rede, logo, as GD-FREs possuem uma dinâmica de potência muito rápida, com pouca ou nenhuma inércia [Rahman et al. 2017], como ilustrado na Figura 2.5.

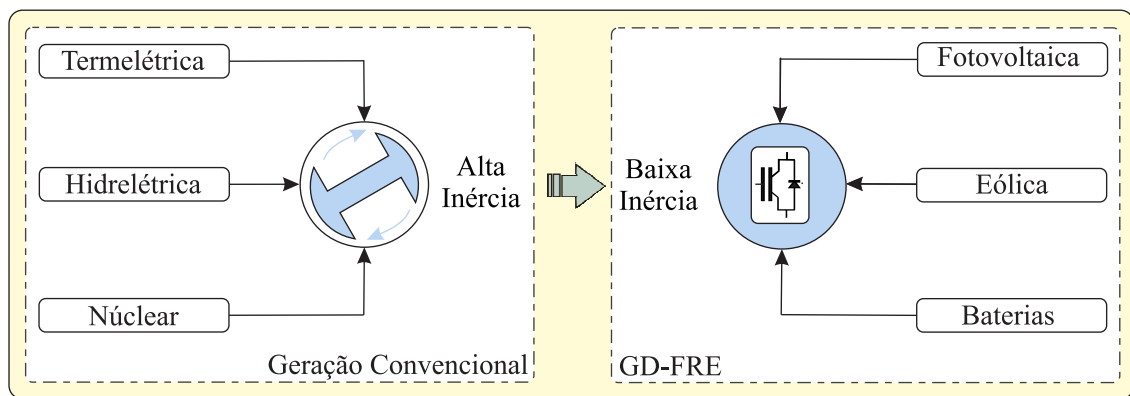


Figura 2.5: Diminuição da inércia com integração da geração distribuída.

Com a predominância de geradores síncronos na rede e diante da ocorrência de uma contingência as variações de frequência são mais amortecidas devido à alta energia cinética contida no rotor dos geradores síncronos; com a menor participação deles, as variações de frequência serão mais acentuadas, de modo que a alta integração da GD-FRE será tarefa cada vez mais desafiadora para o setor operacional [Wang et al. 2012]. A melhor ilustração para entender este fenômeno é apresentado na Figura 2.6, sistemas com alta inércia tendem a sofrer pequenas variações de frequência quando não houver um perfeito equilíbrio entre geração e carga elétrica. Por outro lado, sistemas com baixa inércia estarão mais vulneráveis.

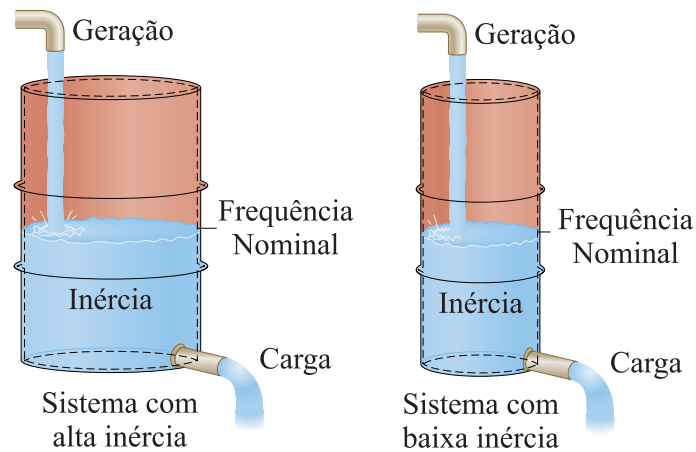


Figura 2.6: Ilustração para a problemática da diminuição da inércia com integração da GD-FRE.

Para avaliar os impactos causados pela GD-FRE, em [Liu et al. 2016] analisaram o impacto causado pela integração da geração eólica utilizando o aerogerador DFIG ao sistema de 9 barras mantido pela geração convencional, a ideia básica era analisar o comportamento dos geradores síncronos para diferentes níveis de integração da geração eólica. Os resultados obtidos mostram que a dinâmica dos geradores síncronos é afetada, sendo diretamente proporcional ao nível de carregamento da geração eólica.

Em [Meegahapola & Flynn 2010] também analisaram o impacto causado pela geração eólica utilizando o aerogerador DFIG. O propósito era analisar as estabilidades angular e de frequência com base em diferentes cenários de carregamento da integração eólica em um sistema de 39 barras mantido pela geração convencional. Para a análise, foram emuladas faltas em diferentes barras e, neste contexto, concluiu-se que a estabilidade angular foi diretamente afetada, principalmente se considerar que a falta foi localizada em barras com alta penetração de geração eólica. Quanto à análise da estabilidade de frequência, observa-se que ela também mostrou que, em áreas com menor inércia, são mais afetadas do que em áreas com alta predominância de geração convencional. Essa mesma análise pode ser vista em [Eftekharnjad et al. 2013] para a geração fotovoltaica, obtendo resultados semelhantes.

E, por fim, em [Datta et al. 2018], foi examinado o impacto na geração convencional com a integração híbrida de DFIG e fotovoltaica, de modo que também foi verificado impacto na estabilidade da frequência com a integração das GD-FREs e que a localização de instalação das GDs teve influência nos níveis de impacto.

Limitação da geração de potência reativa, alta predominância de cargas indutivas e comutação de *tap* em transformadores serão os maiores problemas de estabilidade de tensão em microrrede [Majumder 2013]. Outra análise está relacionada à amplitude da tensão com integração da GD-FRE à rede, foi observado em [Quiroga et al. 2016] que, quanto maiores os níveis de penetração da GD-FRE à rede, maior será a amplitude da tensão da rede.

A estabilidade de tensão se refere à capacidade da rede de manter a tensão em níveis toleráveis após ocorrer um distúrbio, e está diretamente relacionada ao controle da potência reativa (para rede com predominância indutiva), assim sendo, por meio de técnicas de controle vetorial, as GD-FRE são capazes de injetar ou consumir potência reativa. No entanto, devido à limitação imposta pelos conversores sua capacidade de geração de potência reativa é muito reduzida quando comparada à geração convencional [Liu et al. 2016]. Mais detalhes sobre estabilidade de tensão podem ser vistos em [Kundur 1994].

Em [Yaghoobi et al. 2015] foi investigada a estabilidade dinâmica da tensão de um sistema de 37 barras com alta penetração de fotovoltaica, em seguida, é emulada uma falta em uma das barras; neste momento, então, observou-se que, durante a falta, houve uma alta instabilidade de tensão em todas as barras nas quais estavam conectados os sistemas fotovoltaicos. Observou-se, também, que foi afetado o comportamento dinâmico dos motores que estavam conectados ao sistema. Por fim, concluiu-se que, com injeção de energia reativa no momento da falta, poder-se-iam atenuar os distúrbios na rede.

Logo, conclui-se que, com a integração significativa de GD-FRE, a resposta dinâmica dos sistemas de potência tornou-se progressivamente mais dependente dos conversores de potência, que têm, como características, o fato de possuírem resposta rápida, fato que

altera o comportamento dinâmico do sistema de potência. [Kundur 1994] classificou a estabilidade do sistema potência levando em consideração que o seu comportamento dinâmico era predominante determinado pelo desempenho dos geradores síncronos e seus controladores, bem como pelo desempenho dinâmico das cargas. Lidando principalmente com fenômenos eletromecânicos bastante lentos, negligenciados os fenômenos mais rápido.

Hoje, considerando o crescimento exponencial da GD-FRE, o comportamento dinâmico do sistema é mais rápido, havendo uma necessidade de estender a largura de banda dos fenômenos a serem examinados, incluindo, na análise a escala de tempo dos fenômenos eletromagnéticos que possuem uma dinâmica mais rápida quando comparada aos fenômenos eletromecânicos. Com isso, surge a necessidade de se fazer uma nova classificação da estabilidade do sistema de potência [IEEE 2020], como apresentado na Figura 2.7.

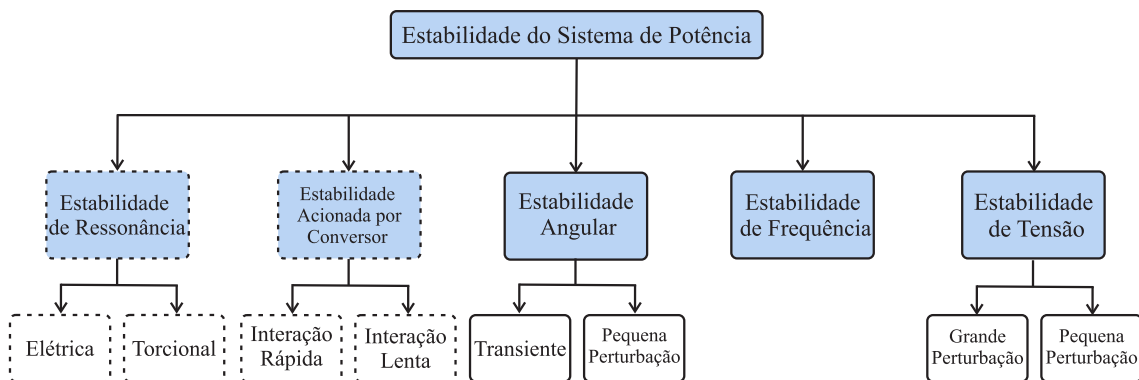


Figura 2.7: Nova classificação da estabilidade do sistema de potência.

### 2.3 Mitigação do Impacto utilizando o DFIG

Um dos indicadores para o funcionamento estável da rede elétrica, é garantir que sua frequência seja mantida dentro de uma determinada faixa após um evento. Que está relacionada com a equação de oscilação, que terá mais detalhe no Capítulo 4. Quando ocorre

um distúrbio de frequência na rede, a energia cinética contida nas massas rotativas dos GS é intrinsecamente liberada como uma resposta inercial; então, a frequência continua diminuindo até que o desequilíbrio de potência entre a geração e a carga desapareça. Se a frequência diminuir além da banda de operação normal dos geradores síncronos, o controle de frequência primário (CPF) é ativado para interromper o declínio da frequência. O decaimento da frequência é interrompido quando o desequilíbrio entre a geração e a carga desaparece; a frequência interrompida é chamada de nadir de frequência ( $f_{nadir}$ ).

Posteriormente, a frequência é recuperada e estabilizada; isso é chamado de frequência de estabilização ( $f_{est}$ ). Ela, entretanto, é menor que a frequência nominal porque o CPF é baseado no controle proporcional. Para restaurar a frequência de estabilização para frequência nominal, um esquema de controle de frequência secundária (CSF), controle automático de geração (CAG), é ativado [Machowski 2008]. Além disso, podendo ativar o controle terciário de frequência (CTF). Como ilustrado na Figura 2.8.

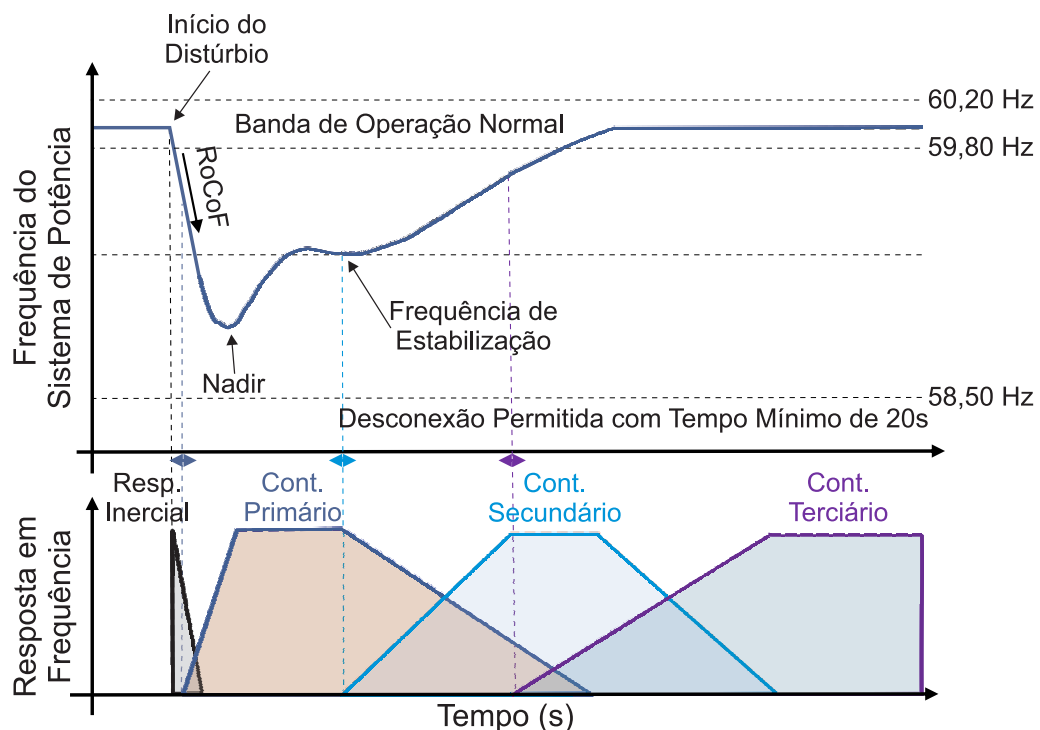


Figura 2.8: Atuação dos controles de frequência durante um distúrbio na rede.

Logo, podem-se classificar os tipos de controle de frequência como:

- Resposta inercial (RI) - Uma entrega rápida e automática de energia para suprimir desvios de frequência rápidos, diminuindo a taxa de mudança de frequência (do inglês *Rate of Change of Frequency* - RoCoF);
- Controle primário de frequência (CPF) - Está relacionada à ação do controle de velocidade da máquina (governador), resposta primária lenta – alguns segundos a partir do incidente – buscando manter o equilíbrio entre geração e demanda. Sua ação está associada com o RoCoF;
- Controle secundário de frequência (CSF) - Atua para restaurar a frequência para o valor nominal e aliviar a ação CPF pelo GS, buscando manter o equilíbrio entre geração e demanda dentro de uma área/região de controle. Sendo poucas unidades geradoras aptas a realizarem este controle. O controle secundário deve ser mais lento do que o controle primário;
- Controle terciário de frequência (CTF) - O controle terciário é mais lento do que o controle de frequência primário e secundário. Está relacionado com otimização de despacho e intercâmbios de energia.

Para uma rede elétrica com alta integração de GD-FRE, a estabilidade da frequência pode ser comprometida devido à ausência de inércia e se o GD-FRE mantiver a operação do MPPT após um distúrbio. Isso ocorre porque o RoCoF,  $f_{nadir}$  e  $f_{est}$  serão mais acentuadas [Yoo et al. 2020]. Para garantir a estabilidade de frequência, pesquisadores buscam desenvolver técnicas para atenuarem os baixos valores de RoCoF,  $f_{nadir}$  e  $f_{est}$ . A Figura 2.9 apresenta o que vem sendo implementado ao DFIG com o objetivo de reduzir este problema [Dreidy et al. 2017].

Ao contrário dos geradores síncronos convencionais, que podem liberar automaticamente a energia cinética armazenada em sua massa rotativa, o DFIG não tem a mesma capacidade de liberar a energia cinética armazenada das suas pás rotativas. Por esta razão,

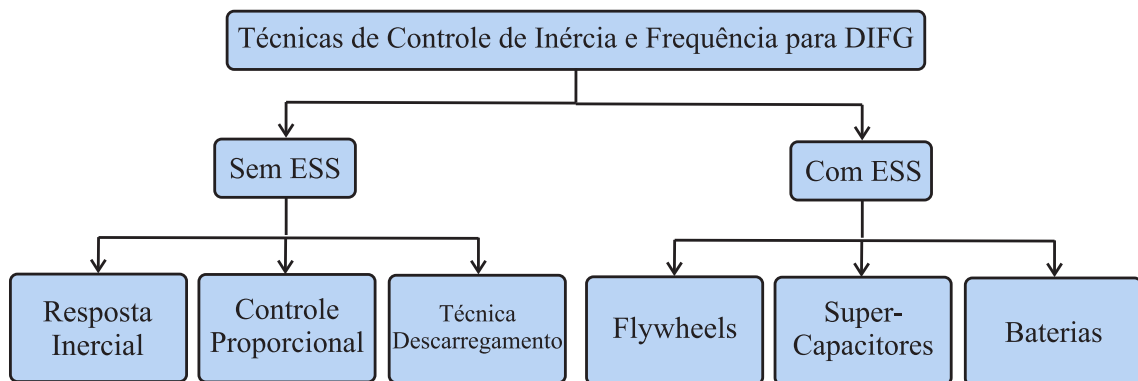


Figura 2.9: Técnicas de controle de inércia e frequência para o DFIG.

a turbina eólica precisa de um controlador adequado para fornecer resposta inercial sem utilizar um sistema de armazenamento de energia (ESS) acoplado ao DFIG. Em [Nguyen et al. 2017], é demonstrado que, após um distúrbio de frequência na rede, uma certa quantidade de potência ( $P_{in}$ ) baseada no valor de ROCOF e na constante de inércia virtual ( $H_v$ ) será adicionada a potência de referência definida pelo MPPT. Devido ao incremento de potência, o gerador irá desacelerar e a energia cinética armazenada nas pás rotativas do DFIG será liberada. Tendo, como desvantagem, as elevadas perdas aerodinâmicas devido ao fato de a velocidade do rotor reduzir-se bruscamente, e que necessita de um elevado tempo para restabelecer o controle [Dreidy et al. 2017].

Por razões econômicas, o DFIG não participa da regulação de frequência, pois foi projetado para operar na curva de potência de máxima extração [Dreidy et al. 2017]. No entanto, o DFIG pode fornecer capacidade de suporte de frequência e, conseqüentemente, para obter energia de reserva, é necessário que opere no modo descarregamento [Yang et al. 2020]. Isso significa que o DFIG desvia da operação do MPPT usando controle de ângulo de *pitch* [Yang et al. 2020] ou controle de velocidade do rotor [Vidyanandan & Senroy 2013], resultando em perda significativa de energia eólica.

No entanto, essas técnicas apresentam alguns problemas em termos de confiabilidade, pois a natureza da energia eólica depende de fatores variáveis. Portanto, os ESSs são necessários para atuarem conectados ao DFIG para aumentar a confiabilidade da regulação

da frequência [Dreidy et al. 2017]. Para acoplar a unidade BESS ao DFIG, é necessário o uso de um conversor DC-DC [Gomez et al. 2020], aumentando o custo e a complexidade do controle.

## 2.4 Estudos de Máquinas Síncronas Virtuais

Para superar estas dificuldades apresentadas pelas GD-FREs é necessário substituir o modo de controle dos seus conversores para a técnica formadores de rede (*grid-forming*). Desta forma, os conversores utilizados pelas GD-FREs serão capazes de gerar sua própria referência de tensão e frequência – logo, não necessitam de um PLL para estimar a fase da tensão gerada – podendo atuar na regulação da tensão e a frequência da rede por meio do controle local descentralizado e autônomo, também devem ser compatíveis com a arquitetura da rede existente e serem capazes de operar na completa ausência de máquinas síncronas, se necessário [Kroposki & Johnson 2017]. Além disto, as GD-FRE formadoras de rede podem atuar interligado às GD-FRE seguidoras de rede, porém, para manter a integridade da rede, os formadores de rede devem ser maioria, a Figura 2.10 ilustra este problema [Kenyon et al. 2020].

Com isso, surge o conceito de máquina síncrona virtual (VSM) que tem, como ideia básica, emular o comportamento de uma máquina síncrona real no funcionamento do conversor de potência. Com este conceito, será possível fazer com que a GD-FRE auxilie na manutenção da estabilidade [Zhong 2016], atuando no serviço ancilar da rede. Mas, para que isso ocorra, será necessário conectar, ao seu barramento CC, um banco de baterias. Portanto, a integração de tecnologias de sistemas de armazenamento de energia é uma peça chave para o desenvolvimento de redes elétricas inteligentes do futuro, pois permite o desenvolvimento de estratégias de controle para solucionar muitos dos entraves que impedem a integração em larga-escala da GD-FRE [Pingping et al. 2010].

Atualmente, na literatura, existem três métodos de controle do conversor de potência

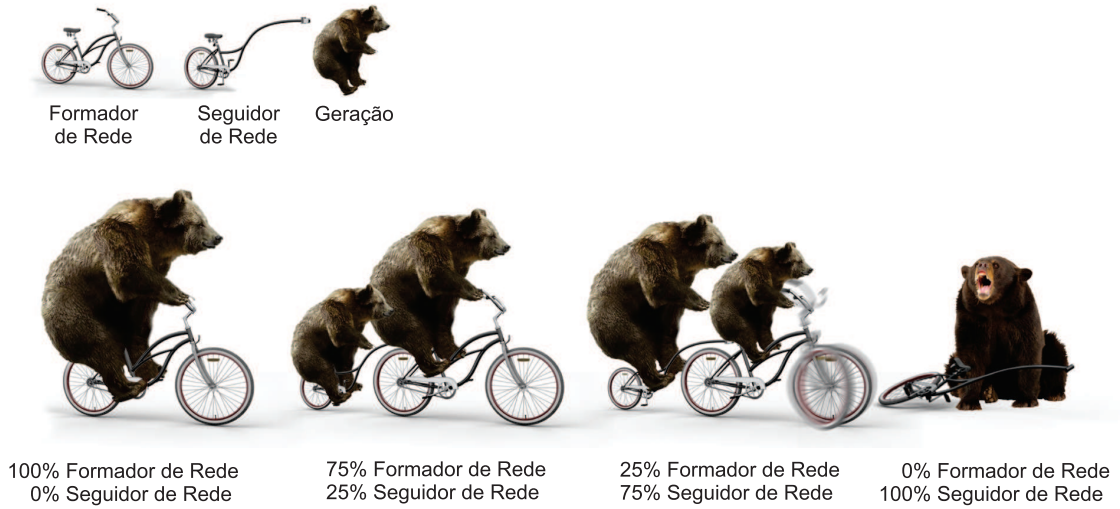


Figura 2.10: Ilustração para a problemática com a interligação entre os conversores formadores e seguidores de rede.

Fonte: [Kenyon et al. 2020]

que emulam o comportamento de uma máquina síncrona real [Bevrani et al. 2014, Tamrakar et al. 2017, Cheema 2020].

### 2.4.1 ISE

O modelo VSM desenvolvido pelo laboratório do ISE na Universidade de Osaka no Japão é apresentado na Figura 2.11 [Sakimoto et al. 2011]. É a maneira mais simples de desenvolver o conceito de MSV, o controle essencialmente baseado na equação de oscilação da máquina síncrona. Definido por:

$$P^* - P_{out} = J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} + D_p \Delta\omega \quad (2.1)$$

$$\Delta\omega = \omega_m - \omega_g, \quad (2.2)$$

onde  $J$  é o momento de inércia virtual,  $D_p$  o fator de amortecimento,  $\omega_m$  a frequência angular virtual e  $\Delta\omega$  é a diferença entre as frequências  $\omega_g$  e  $\omega_m$ .

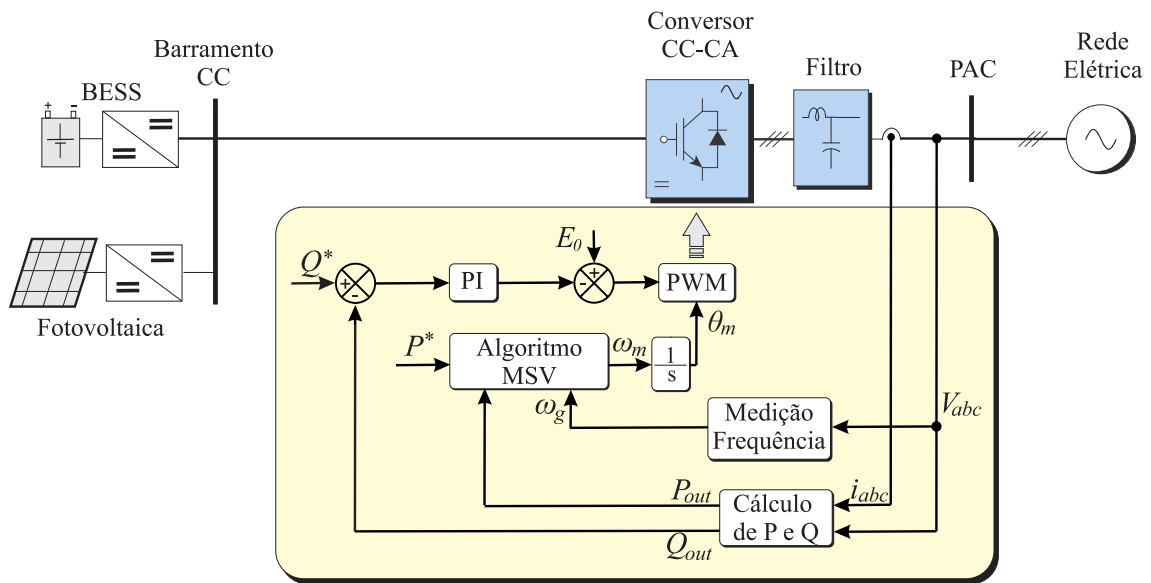


Figura 2.11: Estrutura de controle do MSV-ISE.

Conforme apresentado na Figura 2.11, são medidas as correntes e as tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) da GD-FRE com a rede, em seguida, são calculadas as potências ativa ( $P_{out}$ ) e reativa ( $Q_{out}$ ) e a frequência da rede ( $\omega_g$ ). O algoritmo principal recebe os parâmetros de entrada  $P_{out}$ ,  $\omega_g$  e  $P_{in}$ . Na qual,  $P^*$  e  $Q^*$  são as potências ativa e reativa de referência. Resolvendo (2.1) a cada ciclo de controle, a frequência virtual  $\omega_m$  é calculada e, passando por um integrador, o ângulo de fase mecânico virtual, ( $\theta_m$ ) é produzido para a geração de pulsos PWM.

Em [Sakimoto et al. 2011] foi analisada a robustez dessa técnica de controle diante dos afundamentos de tensão, de 100% e 30% da tensão nominal, originados por faltas simétricas. Os autores constataram que o ISE é capaz de suportar tais distúrbios. Porém, foram observadas elevadas oscilações das correntes geradas durante à falta e altas variações das tensões gerada em regime permanente.

[Liu et al. 2014] apresentaram que é possível controlar as potências ativa e reativa utilizando o governador de velocidade e o regulador de tensão (do inglês *Automatic Voltage Regulator* - AVR) semelhantemente ao GS convencional. [Alipoor et al. 2015] também apresentaram a capacidade de controle das potências, como também a capacidade de ge-

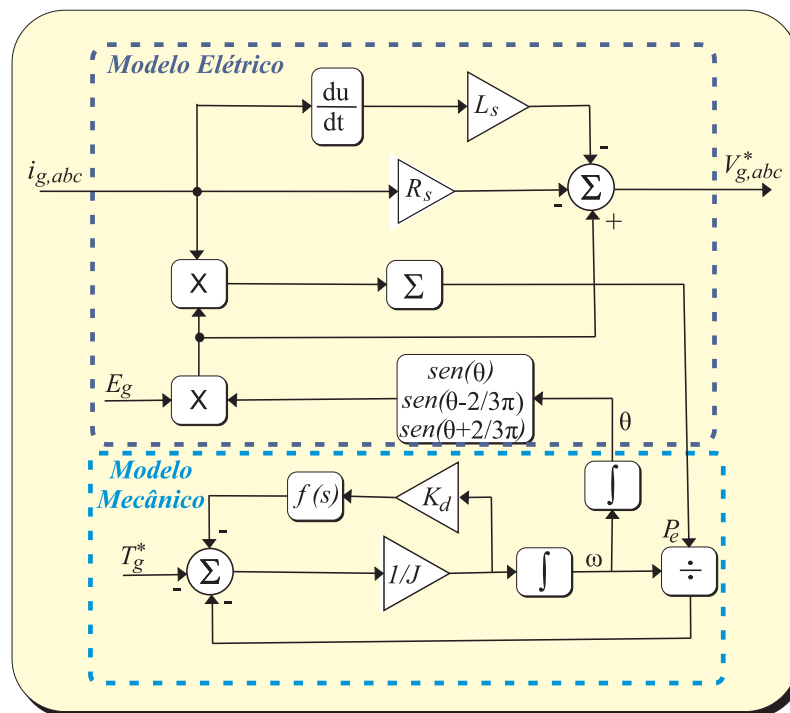


Figura 2.12: Diagrama de blocos do controle VISMA.

rar inércia sintética. Uma limitação desse método são as elevadas oscilações da tensão e da potência geradas. Além disso, necessita um PLL para sincronizar a rede [Tamrakar et al. 2017] e a dificuldade em realizar uma sintonia adequada dos parâmetros  $J$  e  $D_p$ , causando instabilidade no controle [Alipoor et al. 2015].

## 2.4.2 VISMA

Esse método de controle de VSM foi proposto pelo IEPE (do inglês *Institute of Electrical Power Engineering*) da Universidade de Clausthal na Alemanha [Chen et al. 2011a]. A topologia VISMA é baseada no modelo matemático  $dq$  (referencial síncrono) de segunda ordem do GS, no qual é considerada a tensão de excitação constante e são negligenciados os efeitos dos enrolamentos amortecedores. Na Figura 2.12 é apresentado o diagrama de blocos do controle VISMA.

A estrutura de controle é dividida em duas partes, sendo uma elétrica representada

pelo modelo elétrico e a outra mecânica representada pelo modelo mecânico (equação de oscilação) do GS.  $L_s$  e  $R_s$  representam a indutância e resistência dos enrolamentos do estator da MSV. Logo, medições instantâneas das correntes após o filtro de linha ( $i_{g,abc}$ ) são utilizadas para calcular as tensões do estator da máquina virtual ( $V_{g,abc}^*$ ).

Em [Chen et al. 2011a] é comprovada a utilização deste método na melhoria da estabilidade. Foi observado que, por meio do controle do torque mecânico virtual de referência ( $T_g^*$ ), o conversor pode operar no modo gerador ( $T_g^* < 0$ ) e no modo motor ( $T_g^* > 0$ ), como também controlando a tensão de excitação virtual ( $E_g$ ), podendo operar no modo subexcitado e sobexcitado. Além disso, os autores buscaram analisar o comportamento dinâmico do controle alterando os valores de momento de inércia ( $J$ ) e o coeficiente de amortecimento ( $K_d$ ). Foi observado que quanto maior o valor de  $J$  maiores serão as oscilações da potência ativa injetadas na rede e da frequência, após um distúrbio. No entanto, foi demonstrada a necessidade de ajustes de  $K_d$  para possibilitar atenuações destas oscilações. [Chen et al. 2011b] apresentaram a capacidade do VISMA de obter inércia sintética.

[Chena et al. 2012] demonstram outro método que tem, como sinal de entrada, as tensões da rede e, como sinal de saída, as correntes de referência para o controlador por histerese. Os autores buscaram comparar com o método que gera as tensões de referência. Logo, concluíram que o método que gera as tensões de referência possui uma maior qualidade na tensão sintetizada pelo conversor.

### 2.4.3 Synchronverter

Este método de controle de VSM, proposto por [Zhong & Weiss 2009], utilizou o modelo do gerador síncrono no referencial estacionário, conforme observado em [Fitzgerald 2008, Stevenson 1994, Kundur 1994]. Dentre as diversas estratégias de MSV, o Synchronverter vem se destacando por apresentar um comportamento mais próximo do GS. Isto está relacionado como decorrência de se utilizar um modelo matemático mais realístico.

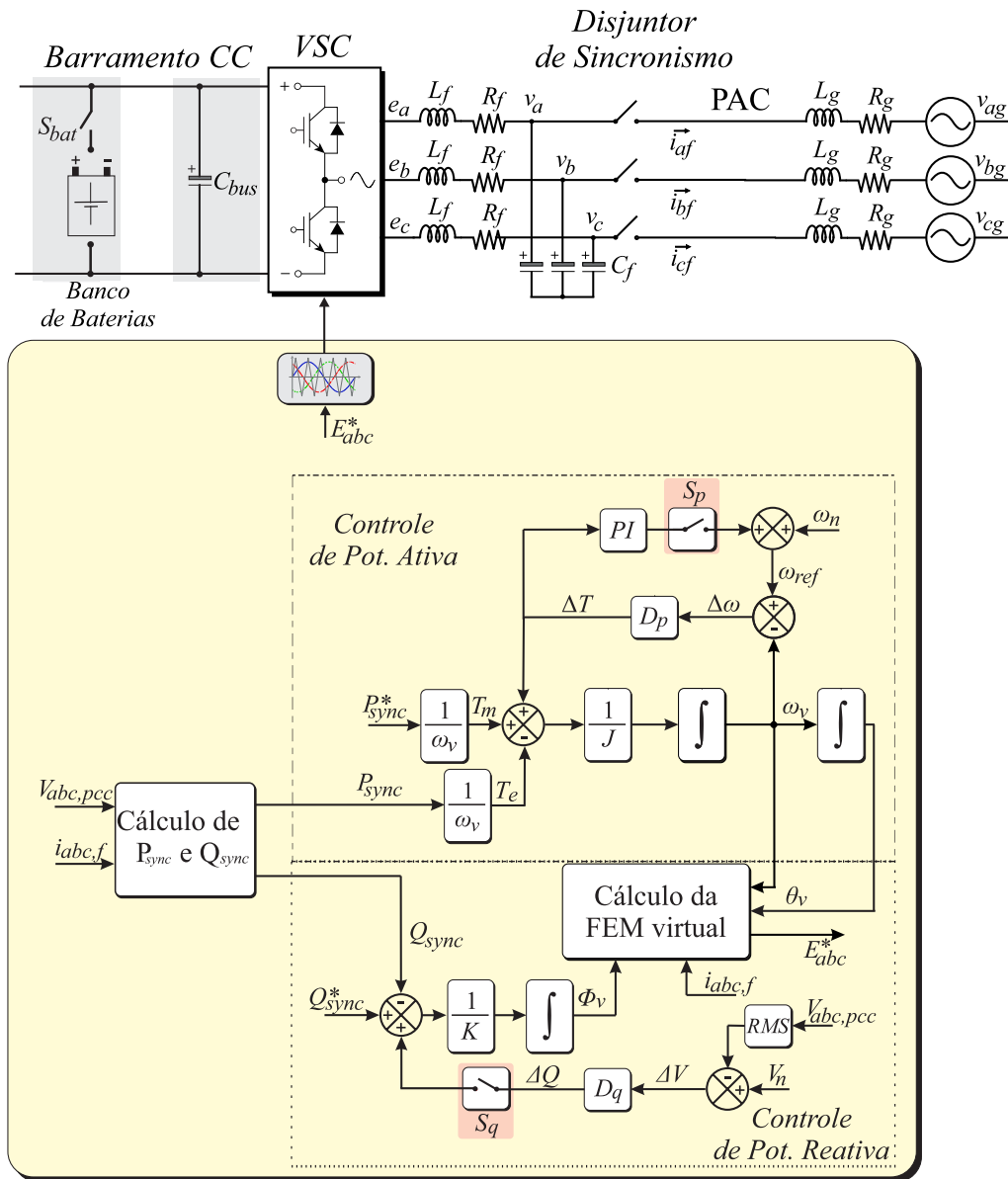


Figura 2.13: Topologia de controle do Synchronverter.

Em [Zhong & Weiss 2011] é demonstrado que o Synchronverter é equivalente a um GS conectado a um banco de baterias em paralelo aos terminais do estator, como apresentado na Figura 2.13. Para reproduzir o comportamento do GS, o modelo empírico foi acrescentado às malhas de controle das potências ativa e reativa, onde as duas malhas de controle possuem estrutura em cascata, sendo as malhas internas responsáveis pelo controle da frequência e da tensão, respectivamente. Como regra geral, as malhas internas

são projetadas para serem capazes de responder mais rapidamente, que as malhas externas para, assim, atingirem a estabilidade operacional em regime permanente. Além disso, o modelo do Synchronverter original foi proposto assumindo uma alta impedância indutiva na conexão com rede, de modo que a relação entre P- $\omega$  e Q-V são válidas [Zhong & Hornik 2013].

Em [Silva Junior & Barros 2019a], os autores demonstraram que o VSC controlado via Synchronverter com um banco de baterias ideal acoplado ao barramento CC, é possível garantir que as potências entregues à rede sejam iguais às suas potências de referência ( $P_{sync}^*$  e  $Q_{sync}^*$ ) para diferentes distúrbios de frequência e de tensão na rede. Para isso, foram desabilitadas as malhas internas por meio das chaves  $S_p$  e  $S_d$ . Por outro lado, [Silva Junior & Barros 2019b] para a mesma topologia de controle, apresentaram a capacidade do Synchronverter de realizar suporte de frequência e de tensão à rede. Portanto, para este trabalho, foram habilitadas as malhas internas e, em seguida, provocaram distúrbios de frequência e tensão à rede. Os resultados obtidos demonstram a eficácia da técnica.

[Silva Junior & Barros 2020] os autores propuseram controlar a potência de referência ( $P_{sync}^*$ ) do Synchronverter similarmente ao modo utilizado pela técnica de controle vetorial convencional. Sendo definida pelos distúrbios de tensão no barramento CC. Para empreender-se a análise, foram utilizados dois conversores na configuração *back-to-back* sem utilizar um banco de baterias acoplado ao barramento CC, cujo conversor conectado à rede é controlado via Synchronverter, e o conversor da outra extremidade com um comportamento semelhante a uma fonte de corrente. Em seguida, foi verificado o comportamento do Synchronverter nos modos de operação PV e PQ, frente aos seguintes distúrbios na rede: afundamentos de tensão simétrico e assimétrico e variação de tensão no PAC. Logo, os autores concluíram a capacidade de definir  $P_{sync}^*$  via controle da tensão do barramento CC e a não necessidade de uma ação combinada com o controle convencional. No entanto, no momento do sincronismo do Synchronverter à rede foi utilizado um PLL.

Referência	Operação	G. Síncrono	Synchronverter
[Silva Junior & Barros 2020] [Zhong et al. 2014]	Sincronização	Método manual e Automático	PLL e impedância virtual
[Silva Junior & Barros 2019a]	Regulação de frequência	Governador	Malha interna de frequência
[Silva Junior & Barros 2019a]	Regulação de tensão	AVR	Malha interna de tensão
[Silva Junior et al. 2021]	Inércia	Fixa	Variável

Tabela 2.1: Comparação entre o gerador síncrono e Synchronverter.

[Silva Junior et al. 2021] também utilizaram dois conversores na configuração *back-to-back*, propuseram controlar um BESS de íons de lítio acoplado ao barramento CC sem a necessidade de se utilizar um conversor CC-CC. Além disto, foi analisado suporte automático de frequência e de tensão à rede. Logo, concluíram que o BESS pode ser controlado sem utilizar o conversor CC-CC; com isso, diminui-se a complexidade de controle e os custos. Por fim, foi analisada a capacidade do Synchronverter gerar inércia sintética, almejando um comportamento semelhante ao GS. No entanto, para este trabalho foi realizado o sincronismo com a rede por meio da impedância virtual, conforme [Zhong et al. 2014]. Os modos de operação que foram idealizados para a modelagem do Synchronverter e sua analogia com GS são apresentados na Tabela 2.1.

[Silva Junior et al. 2020] apresentaram uma revisão da literatura e testes de desempenho para as principais topologias VSM utilizadas em GD-FER: ISE, VISMA e Synchronverter. Os autores demonstraram que, fundamentalmente, o objetivo de todas as topologias é o suporte de frequência e tensão à rede, o que possibilita o controle da estabilidade das MRs. Eles observaram que a escolha da topologia VSM usada depende do nível desejado de similaridade com a dinâmica do gerador síncrono. A topologia Synchronverter tem a dinâmica mais próxima do GS. Além disto, o Synchronverter possui dois modos de operação (modo set e modo droop), com vantagens sobre as outras topologias de VSM testadas. Concluíram que o Synchronverter apresentou vantagens, possibilitando maiores

Topologia	Referência	Modelo	Controle	PLL	Tipo de Instabilidade
Synchronverter	[Zhong et al. 2014]	Modelo $abc$	Tensão	Autos-sincronismo	Instabilidade numérica
ISE	[Liu et al. 2014]	Equação oscilação	Tensão	Apenas no sincronismo	Instab. devido às oscilações de potência
VISMA	[Chen et al. 2011a] [Chena et al. 2012]	Baseado no modelo $dq$ 2° GS	Tensão Corrente	Apenas no sincronismo	Instabilidade numérica

Tabela 2.2: Comparação das técnicas VSM.

injeções de potência ativa na rede e capacidade de regulação automática da potência ativa e reativa via controle de frequência e tensão, atuando na manutenção da estabilidade da rede. Na Tabela 2.2, é possível obter uma melhor comparação entre as técnicas de VSM.

Com base em [Silva Junior & Barros 2019a, Silva Junior & Barros 2019b, Silva Junior & Barros 2020, Silva Junior et al. 2020, Silva Junior et al. 2021], é exequível realizar uma comparação entre a técnica de controle Synchronverter com o controle vetorial  $dq$  convencional, conforme demonstrado na Tabela 2.3.

Em [Zhong et al. 2015] propuseram utilizar a técnica de controle Synchronverter nos conversores do aerogerador PMSG. No qual, o VSC do lado da máquina tem um comportamento semelhante a um motor síncrono virtual, responsável pelo controle da tensão do barramento CC. Por outro lado, o VSC do lado da rede opera similarmente a um gerador síncrono virtual, com referência de potência ativa determinada pelo MPPT do aerogerador. Também foi utilizado a técnica Synchronverter em sistemas fotovoltaicos, como observado em [Yap et al. 2020]. Recentemente, a tecnologia Synchronverter tem sido usada para controlar o carregamento e o descarregamento de baterias de veículos elétricos. Uma estação de carregamento veículo com a rede foi projetada com o VSC controlado via Synchronverter. Foi utilizado um conversor CC-CC para acoplamento do barramento CC com o banco de baterias do veículo [Liu et al. 2018].

Fatores	Synchronverter	Controle vetorial $dq$
Controle	VSC controlado por tensão	VSC controlado por corrente
Sincronismo	Autossincronismo	Necessita do PLL
Resposta inercial	Emula inércia sintética para diferentes constante de tempo	Contribuição limitada
Estabilidade do controle	Instabilidade numérica	Variações nos parâmetros da rede causa instabilidade
Serviço ancilar	Suporte automático de frequência e tensão	Contribuição limitada
Despacho de potência	Controlável	Não controlável
BESS	Não necessita de conversor CC-CC	Necessita de conversor CC-CC

Tabela 2.3: Comparação entre o Synchronverter e controle vetorial  $dq$ .

[Aouini et al. 2017] os autores propuseram utilizar o Synchronverter no controle dos VSC do sistema de corrente contínua em alta tensão ( do inglês *High Voltage Direct Current* - HVDC), com o objetivo de aumentar a capacidade de transferência de energia com o sistema de corrente alternada, conectado a uma barra fraca. Concluíram que o sistema HVDC com o VSC controlado via Synchronverter superou as estratégias de controle vetorial.

[Nguyen et al. 2012] propuseram a estratégia do Synchronverter para controlar a operação do STATCOM (do inglês *Static Synchronous Compensator*), na atuação da compensação de potência reativa e suporte de tensão à rede. Eliminam a necessidade de PLL e mantendo a estabilidade de tensão da rede.

## 2.5 Considerações Finais

Neste capítulo, foi apresentado que, com a alta integração de GD-FRE no sistema de potência convencional surgem diversos problemas de estabilidade. Em seguida, foram

feitas considerações sobre o conceito de MR, além disto, foram apresentados os principais tipos de fontes da geração distribuída e os motivos que afetam a confiabilidade do sistema com a sua integração. Ato contínuo, foi demonstrado o que vem sendo proposto ao controle convencional do DFIG para mitigar os problemas de estabilidade à rede. Por fim, foi apresentada uma revisão bibliográfica referente às diferentes propostas de máquinas síncronas virtuais e suas aplicações no suporte de frequência e tensão à rede.

---

# Capítulo 3

## Fundamentação Matemática

---

Neste capítulo, descreve-se o modelamento matemático dos diversos dispositivos que constituem a microrrede, de modo que os modelos matemáticos sejam compatíveis entre si.

### 3.1 Turbina Eólica

A geração de energia elétrica por meio das turbinas eólicas simplificada ocorre devido aos deslocamentos das massas de ar das regiões de alta pressão para regiões de baixa pressão originando os ventos. Quando os ventos, que têm energia cinética, colidem nas pás da turbina, produzem uma força de sustentação capaz de girar um eixo e transformar a energia cinética em energia mecânica. Como o eixo da turbina está acoplado ao eixo do rotor do gerador, o gerador converte a energia mecânica em energia elétrica.

A energia cinética contida em uma massa de ar em movimento durante um certo intervalo de tempo ( $\Delta t$ ) pode ser calculada através de [Quaschnig 2005]:

$$E_c = \frac{1}{2} m_{ar} V_v^2 \Delta t. \quad (3.1)$$

Esta energia cinética pode ser entendida como a energia relacionada ao fluxo de massa de ar ( $m_{ar}$ ). O fluxo de massa de ar que atravessa uma região circular de raio ( $R$ ), com

certa velocidade ( $V_v$ ), corresponde à área varrida pelas pás ( $A$ ) da turbina. Pela Lei da Conservação das Massas, considerando o fluxo de massa constante, sabe-se que:

$$m_{ar} = \rho_{ar}AV_v, \quad (3.2)$$

substituindo (3.2) em (3.1), obtém-se a potência total do vento para aquela área definida.

$$P_w = \frac{E_c}{\Delta t} = \frac{1}{2}\rho_{ar}AV_v^3. \quad (3.3)$$

Entretanto, não é possível extrair toda a energia cinética do vento, a velocidade do vento após passar pela turbina é menor que a velocidade de incidência. Isso significa que não é possível extrair toda a energia cinética contida na massa de ar que flui pelas pás da turbina. Conseqüentemente, a potência mecânica extraída é reduzida por um fator denominado coeficiente de potência ( $C_p$ ) [Ackermann 2005].

$$P_t = \frac{1}{2}\rho AC_p(\beta, \lambda)V_v^3, \quad (3.4)$$

no qual  $\lambda$  é a razão entre a velocidade angular do eixo da turbina ( $\Omega_t$ ) e a velocidade do vento ( $V_v$ ), tem-se que:

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{V_v}. \quad (3.5)$$

E  $\beta$  o ângulo de *pitch*, também chamado de controle de ângulo de passo das pás, este controle aerodinâmico é utilizado tipicamente em aerogeradores de velocidade variável. Este sistema de controle possui mecanismos, de natureza eletromecânica ou hidráulica,

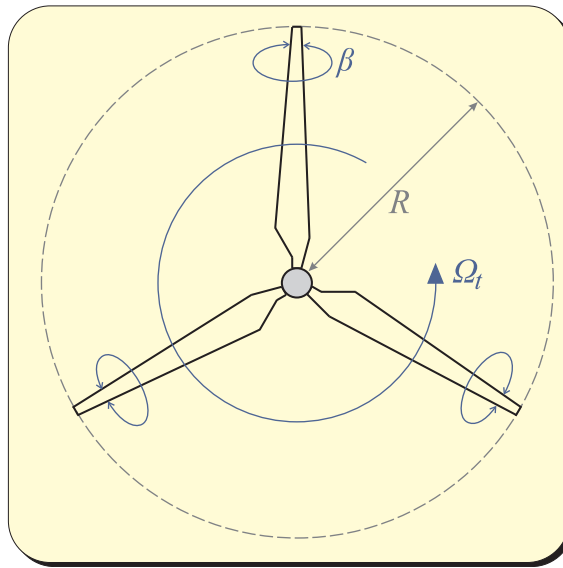


Figura 3.1: Vista frontal de uma turbina eólica com controle aerodinâmico do ângulo de *pitch*.

capazes de movimentar as pás e alterar o ângulo de incidência do vento sobre elas, como representado na Figura 3.1.

Ao variar o ângulo de *pitch* das pás, será possível obter um controle sobre a velocidade das pás e, conseqüentemente, da potência – o que se observa na Figura 3.2. Para ventos com velocidades inferiores ao nominal, o ângulo de *pitch* é fixado num valor próximo de  $0^\circ$ , o que garante a máxima extração de potência pelo rotor eólico, ao passo que, para velocidades de ventos acima da nominal, o sistema de controle de velocidade atua de forma a alterar o ângulo de *pitch*, por conseqüência, há alteração da potência mecânica produzida pela turbina. Para o  $\beta = 90^\circ$  a velocidade da turbina será igual a zero logo, não haverá produção de energia mecânica.

O físico alemão Albert Betz provou que a máxima potência extraída por uma turbina eólica ideal, sob condições ideais de vento, é de 59,26% da potência disponível nos ventos [Burton et al. 2001]. Na prática, turbinas modernas possuem um coeficiente de potência máxima de, aproximadamente, 55%, o coeficiente de potência pode ser definido por [Ackermann 2005]:

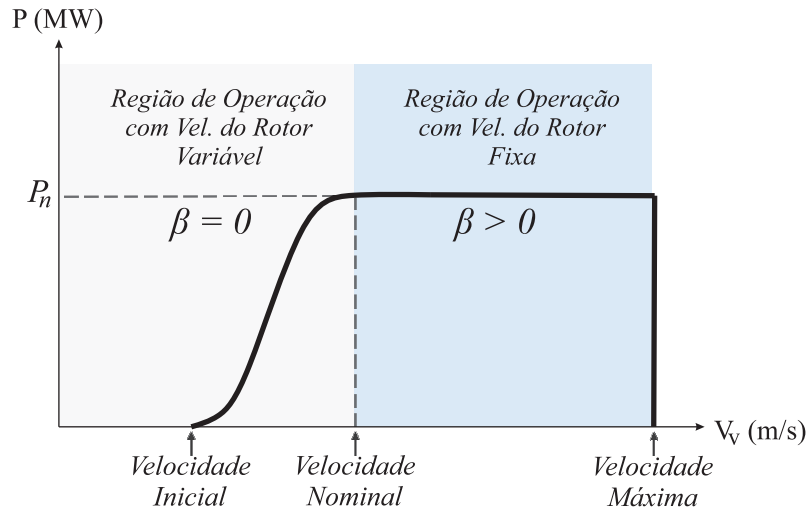


Figura 3.2: Curva de potência para uma turbina eólica com controle de ângulo de *pitch*.

$$C_P(\lambda, \beta) = 0,73 \left( \frac{151}{\lambda_i} - 0,58\beta - 0,02\beta^{2,14} - 13,2 \right) e^{-18,4\lambda_i^{-1}}, \quad (3.6)$$

no qual,

$$\lambda_i = \left( \frac{1}{\lambda + 0,02\beta} + \frac{0,003}{\beta^3 + 1} \right)^{-1}. \quad (3.7)$$

Com base em (3.4) e (3.5), o torque mecânico da turbina ( $T_t$ ) é dado por:

$$T_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 V_v^2 \frac{C_P(\beta, \lambda)}{\lambda}. \quad (3.8)$$

## 3.2 DFIG

Entre os tipos de aerogeradores, o DFIG é o mais utilizado no mundo [Pingping et al. 2010], cujos terminais estatores são conectados diretamente à rede elétrica e o rotor é

alimentado através de um conversor de menor potência (no máximo 30% da potência nominal da máquina) [Beainy et al. 2016]. O conversor utilizado para este aerogerador tem configuração CA-CC-CA (conhecido como *back-to-back*) e é bidirecional, o qual está interligado entre os enrolamentos do rotor e a rede. Com o objetivo principal de desacoplar a tensão da rede com a tensão nos terminais do rotor da máquina.

O VSC conectado ao rotor produz tensões com amplitudes e frequências variáveis de acordo com a velocidade do aerogerador, correntes na frequência do escorregamento são injetadas no rotor da máquina elétrica a partir de estratégias de controle de potências ativas e reativas. Mais detalhes podem ser observados na Figura 3.3. Já o VSC, conectado à rede, produz tensões com amplitudes e frequências iguais à da rede.

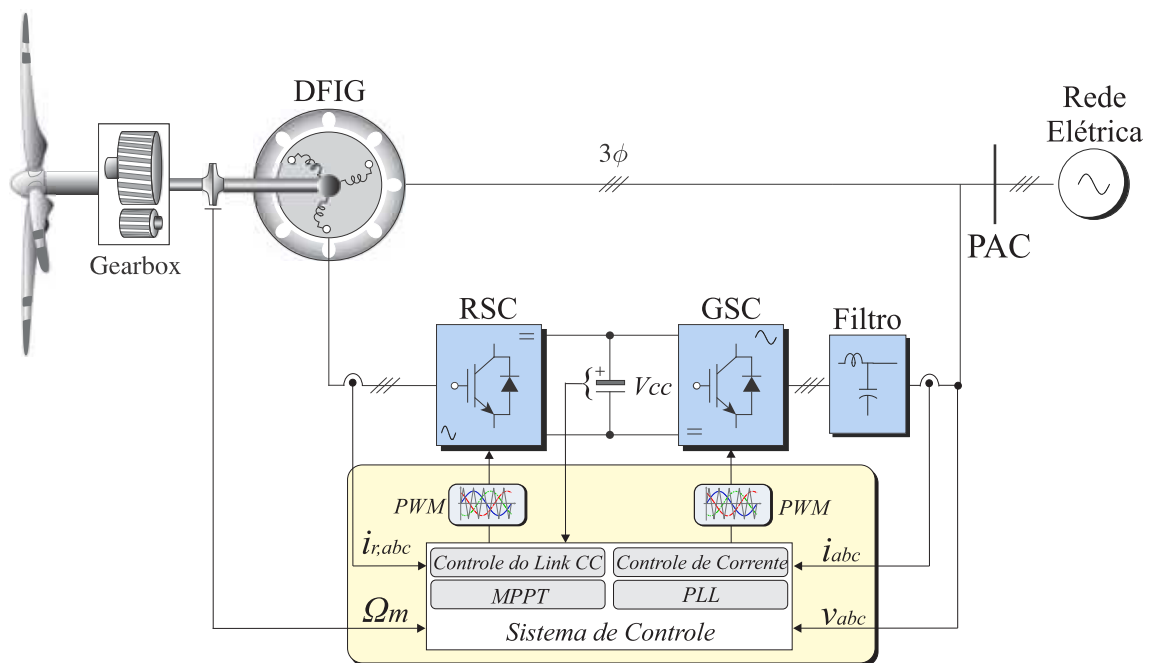


Figura 3.3: Esquemático de controle do DFIG.

Este aerogerador permite uma ampla faixa de regulação de velocidade da ordem de  $\pm 30\%$  em torno de sua rotação síncrona, a faixa de regulação da velocidade é diretamente proporcional à relação entre a potência nominal do conversor com a potência nominal do aerogerador, logo, a potência nominal do conversor será 30% da nominal do aerogerador,

correspondendo às limitações térmicas dos enrolamentos do rotor das correntes nos enrolamentos do rotor. Devido a esta característica de regulação de velocidade, vem sendo muito utilizado em regiões onde a velocidade dos ventos é bastante variável [Quang & Dittrich 2008]. Para velocidades do rotor inferiores à nominal (escorregamento positivo), o estator fornece potência ativa à rede enquanto o rotor consome. Por outro lado, quando o rotor possui velocidades superiores à nominal (escorregamento negativo), tanto o estator quanto o rotor fornecem potência à rede, conforme Figura 3.4.

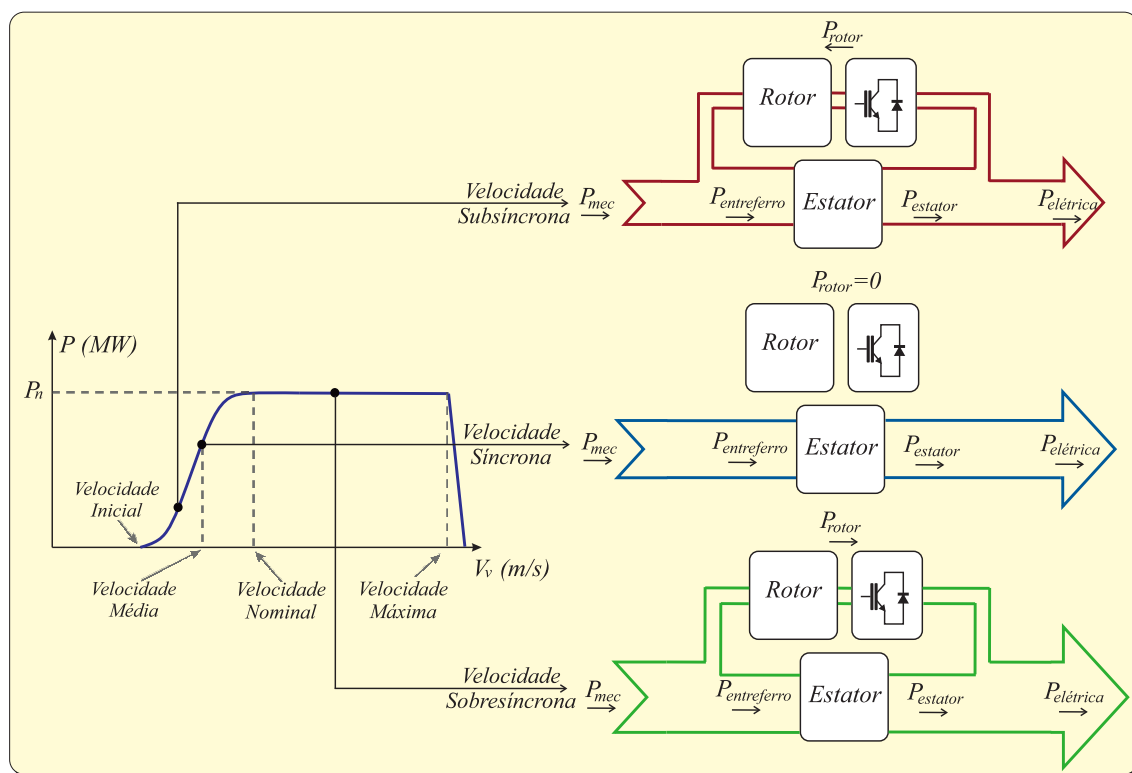


Figura 3.4: Modos de operação do DFIG.

As vantagens de utilizar este aerogerador decorrem da utilização de um conversor com menor potência – de 25% a 30% da capacidade nominal da máquina –, consequentemente, há uma redução dos filtros harmônicos utilizados [Liu et al. 2016]. Como desvantagens, há a necessidade de utilizar um multiplicador de velocidade (*gearbox*) para adaptar a velocidade de rotação, o que implica maiores custos de investimento e manutenção, re-

duzindo a eficiência mecânica, como também o parcial desacoplamento elétrico entre o aerogerador e a rede.

### 3.2.1 Modelo Matemático no Referencial Estacionário

Na Figura 3.5, o esquema simplificado do DFIG com dois polos, com a configuração dos seus enrolamentos do estator e rotor conectados em estrela (Y). Os enrolamentos do estator são idênticos e separados uns dos outros de um deslocamento de  $120^\circ$ , com  $N_s$  voltas e resistência  $R_s$ . O rotor gira com uma velocidade de  $\Omega_m$  gerando um deslocamento angular de  $\Theta_m$  em relação à fase  $a$  do estator. Os enrolamentos do rotor também são considerados idênticos e deslocados de  $120^\circ$  um do outro, com  $N_r$  voltas e resistência  $R_r$ .

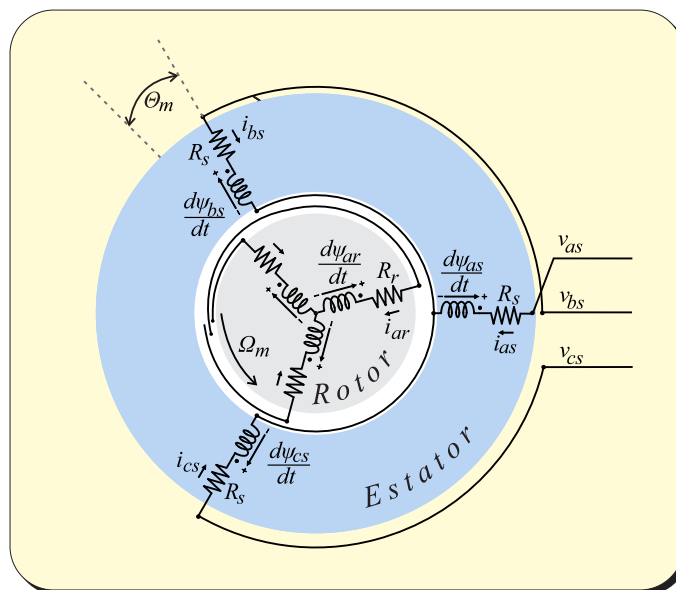


Figura 3.5: Representação dos enrolamentos do DFIG.

Desconsiderando os efeitos não-lineares de saturação magnética, as equações das tensões no estator do DFIG para as três fases são descritas a seguir:

$$v_{as}(t) = R_s i_{as}(t) + \frac{d\psi_{as}(t)}{dt} \quad (3.9)$$

$$v_{bs}(t) = R_s i_{bs}(t) + \frac{d\psi_{bs}(t)}{dt} \quad (3.10)$$

$$v_{cs}(t) = R_s i_{cs}(t) + \frac{d\psi_{cs}(t)}{dt}. \quad (3.11)$$

Analogamente, obtendo-se as tensões no rotor, tem-se:

$$v_{ar}(t) = R_r i_{ar}(t) + \frac{d\psi_{ar}(t)}{dt} \quad (3.12)$$

$$v_{br}(t) = R_r i_{br}(t) + \frac{d\psi_{br}(t)}{dt} \quad (3.13)$$

$$v_{cr}(t) = R_r i_{cr}(t) + \frac{d\psi_{cr}(t)}{dt}. \quad (3.14)$$

Assim, para a máquina trifásica pode-se escrever na forma matricial:

$$v_{s,abc} = R_s i_{s,abc} + \frac{d\psi_{s,abc}}{dt} \quad (3.15)$$

$$v_{r,abc} = R_r i_{r,abc} + \frac{d\psi_{r,abc}}{dt}. \quad (3.16)$$

As grandezas elétricas do rotor podem ser referidas para o estator utilizando a razão apropriada de espiras [Abad et al. 2011]:

$$X_r' = \frac{N_r}{N_s} X_r. \quad (3.17)$$

Em que  $X_r'$  representa uma grandeza rotórica (tensão, corrente ou fluxo magnético) referido ao estator. Para fins de simplicidade, neste trabalho foi considerada uma máquina cujo número de voltas dos enrolamentos do estator é igual ao número de voltas dos enrolamentos do rotor.

Ao conectar o DFIG à rede elétrica, a corrente conduzida nos enrolamentos do estator produz um campo magnético girante, cuja velocidade angular síncrona igual à  $\omega_s = 2\pi f_s$ , sendo  $f_s$  a frequência da rede. Assim, do ponto de vista estacionário, as tensões e correntes induzidas no rotor dependem da relação entre a velocidade angular síncrona  $\omega_s$  e a velocidade angular elétrica do rotor  $\omega_m$ , que é dada por:

$$\omega_m = p\Omega_m. \quad (3.18)$$

sendo  $p$  o número de pares de pólos da máquina. Consequentemente, o deslocamento angular elétrico do rotor  $\theta_m$  é dado por

$$\theta_m = p\Theta_m. \quad (3.19)$$

Se o rotor gira com uma velocidade angular elétrica  $\omega_m$  – diferentemente da velocidade do campo magnético girante –, então as tensões de frequência  $f_r$ , diretamente proporcionais à velocidade relativa  $\omega_r = \omega_s - \omega_m$ , são induzidas nos enrolamentos do rotor, que produzem correntes induzidas nos enrolamentos do rotor.

A frequência da tensão induzida do rotor – e, portanto, das correntes do rotor – é diretamente proporcional ao escorregamento ( $s$ ) da máquina. O escorregamento pode ser expresso como:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} \quad (3.20)$$

Assim, as correntes induzidas no rotor produzirão um campo magnético, a interação entre o campo magnético estático e o campo magnético rotórico produzirá um torque constante que mantém a rotação da máquina [Fitzgerald 2008].

As equações que representam as variações dos fluxos concatenados podem ser escritas como função do movimento do rotor com base na teoria de circuitos magnéticos lineares acoplados [Barbi 1985]. Logo, as expressões para os fluxos estáticos são:

$$\Psi_{as} = L_s i_{sa} + M_s i_{sb} + M_s i_{sc} \quad (3.21)$$

$$+ M_{sr} \cos(\theta_m) i_{ar} + M_{sr} \cos(\theta_m + 2\pi/3) i_{br} + M_{sr} \cos(\theta_m + 4\pi/3) i_{cr}$$

$$\Psi_{bs} = M_s i_{sa} + L_s i_{sb} + M_s i_{sc} \quad (3.22)$$

$$+ M_{sr} \cos(\theta_m + 4\pi/3) i_{ar} + M_{sr} \cos(\theta_m) i_{br} + M_{sr} \cos(\theta_m + 2\pi/3) i_{cr}$$

$$\Psi_{cs} = M_s i_{sa} + M_s i_{sb} + L_s i_{sc} \quad (3.23)$$

$$+ M_{sr} \cos(\theta_m + 2\pi/3) i_{ar} + M_{sr} \cos(\theta_m + 4\pi/3) i_{br} + M_{sr} \cos(\theta_m) i_{cr},$$

analogamente às expressões para os fluxos rotóricos, tem-se:

$$\Psi_{ar} = L_r i_{ar} + M_r i_{br} + M_r i_{cr} \quad (3.24)$$

$$+ M_{rs} \cos(\theta_m) i_{as} + M_{rs} \cos(\theta_m + 4\pi/3) i_{bs} + M_{rs} \cos(\theta_m + 2\pi/3) i_{cs}$$

$$\Psi_{br} = M_r i_{ar} + L_r i_{br} + M_r i_{cr} \quad (3.25)$$

$$+ M_{rs} \cos(\theta_m + 2\pi/3) i_{as} + M_{rs} \cos(\theta_m) i_{bs} + M_{rs} \cos(\theta_m + 4\pi/3) i_{cs}$$

$$\Psi_{cr} = M_r i_{ar} + M_r i_{br} + L_r i_{cr} \quad (3.26)$$

$$+ M_{rs} \cos(\theta_m + 4\pi/3) i_{as} + M_{rs} \cos(\theta_m + 2\pi/3) i_{bs} + M_{rs} \cos(\theta_m) i_{cs}.$$

Reescrevendo no formato matricial, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Psi_{s,abc} \\ \Psi_{r,abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{s,abc} & L_{sr,abc} \\ L_{sr,abc}^t & L_{r,abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s,abc} \\ i_{r,abc} \end{bmatrix}. \quad (3.27)$$

No qual,

$$L_{s,abc} = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix}, \quad (3.28)$$

sendo:  $L_s$  é a indutância própria do estator, é responsável pela parcela de fluxo produzida pela corrente que circula nesta fase. Contudo, nem todo o fluxo produzido pela corrente é concatenado por esta, a parcela deste fluxo que é disperso é chamado de fluxo de dispersão. Logo,

$$L_s = L_{ss} + L_{sp}, \quad (3.29)$$

em que  $L_{ss}$  e  $L_{sp}$  são, respectivamente, as indutâncias de dispersão das fases do estator e as indutâncias próprias das fases do estator. E  $M_s$  é a indutância mútua entre duas fases do estator, que pode ser obtida da relação entre o fluxo produzido por um enrolamento de uma das fases que atravessa outro enrolamento do estator. Calculada como segue

$$M_s = -\frac{1}{2}L_{sp}. \quad (3.30)$$

Analogamente para os parâmetros do rotor, tem-se:

$$L_{r,abc} = \begin{bmatrix} L_r & M_r & M_r \\ M_r & L_r & M_r \\ M_r & M_r & L_r \end{bmatrix}. \quad (3.31)$$

As indutâncias mútuas entre as fases do estator e rotor podem ser obtidas pela relação entre o fluxo produzido nos enrolamentos do estator que atravessam os enrolamentos do rotor, logo:

$$L_{sr,abc} = M_{sr} \begin{bmatrix} \cos(\theta_m) & \cos(\theta_m + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_m - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_m - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_m) & \cos(\theta_m + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_m + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_m - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_m) \end{bmatrix}. \quad (3.32)$$

O torque eletromagnético produzido pelo DFIG é dado por:

$$T_{em} = p [i_{s,abc}]^t \left[ \frac{dL_{sr,abc}}{d\theta_m} \right] [i_{r,abc}]. \quad (3.33)$$

### 3.2.2 Modelo Matemático no Referencial Girante

As indutâncias mútuas  $L_{sr,abc}$  do DFIG são funções do ângulo elétrico rotórico  $\theta_m$ , o que torna variantes, no tempo, os coeficientes das equações diferenciais (3.15) e (3.16), que reproduzem o comportamento dinâmico do DFIG. Logo, para atenuar a complexidade destas equações diferenciais, é imprescindível que haja uma mudança de variável.

Aplicando-se a Transformada de Park ao modelo estacionário, eliminam-se todas as indutâncias variantes no tempo referindo as variáveis do estator e rotor a um novo referencial genérico que gira a uma velocidade  $\omega_g$ . Com isso, tem-se:

$$x_{s,abc} = P(\delta_g) x_{s,odq} \quad (3.34)$$

$$x_{r,abc} = P(\delta_g - \theta_m) x_{s,odq}, \quad (3.35)$$

em que  $x_{s,abc}$  e  $x_{r,abc}$  representam, genericamente, as variáveis estatóricas e rotóricas trifásicas (corrente, tensão ou fluxo).  $P(\delta_g)$  e  $P(\delta_g - \theta_m)$  são as matrizes de transformação para o estator e rotor, e  $\delta_g$  é um ângulo transformação genérico. Portanto, as matrizes na forma conservativa em tensão são dadas por:

$$P_s = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\delta_g) & -\text{sen}(\delta_g) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\delta_g - \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\delta_g - \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\delta_g + \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\delta_g + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}, \quad (3.36)$$

$$P_r = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\delta_g - \theta_m) & -\text{sen}(\delta_g - \theta_m) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\delta_g - \theta_m - \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\delta_g - \theta_m - \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\delta_g - \theta_m + \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\delta_g - \theta_m + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}. \quad (3.37)$$

Aplicando a transformada de Park em (3.15), (3.16), (3.32) e (3.33), tem-se:

$$v_{s,dq}^g = R_s i_{s,dq}^g + \frac{d\Psi_{s,dq}^g}{dt} + \omega_g \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \Psi_{s,dq}^g, \quad (3.38)$$

$$v_{r,dq}^g = R_r i_{r,dq}^g + \frac{d\Psi_{r,dq}^g}{dt} + (\omega_g - \omega_m) \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \Psi_{r,dq}^g. \quad (3.39)$$

Para as equações dos fluxos, tem-se:

$$\begin{aligned} \Psi_{s,dq}^g &= L_{cs} i_{s,dq}^g + L_{cm} i_{r,dq}^g \\ \Psi_{r,dq}^g &= L_{cr} i_{r,dq}^g + L_{cm} i_{s,dq}^g, \end{aligned} \quad (3.40)$$

em que  $L_{cs}$  ( $L_{cs} = L_{ss} + L_{cm}$ ) e  $L_{cr}$  ( $L_{cr} = L_{rr} + L_{cm}$ ) são as indutâncias cíclicas do estator e rotor, e  $L_{cm}$  ( $L_{cm} = \frac{3}{2}L_m$ ) é a indutância cíclica magnética.

Logo, as equações para o torque eletromagnético, as potências ativa e reativa para o estator e as potências ativas e reativas para o rotor são dadas por:

$$T_{em} = pL_{cm}(i_{s,q}^g i_{r,d}^g - i_{s,d}^g i_{r,q}^g) \quad (3.41)$$

$$P_s = \frac{3}{2}(v_{s,d}^g i_{s,d}^g + v_{s,q}^g i_{s,q}^g) \quad (3.42)$$

$$P_r = \frac{3}{2}(v_{r,d}^g i_{r,d}^g + v_{r,q}^g i_{r,q}^g) \quad (3.43)$$

$$Q_s = \frac{3}{2}(v_{s,q}^g i_{s,d}^g - v_{s,d}^g i_{s,q}^g) \quad (3.44)$$

$$Q_r = \frac{3}{2}(v_{r,q}^g i_{r,d}^g - v_{r,d}^g i_{r,q}^g). \quad (3.45)$$

### 3.2.3 Modelo Mecânico do Acoplamento Turbina e DFIG

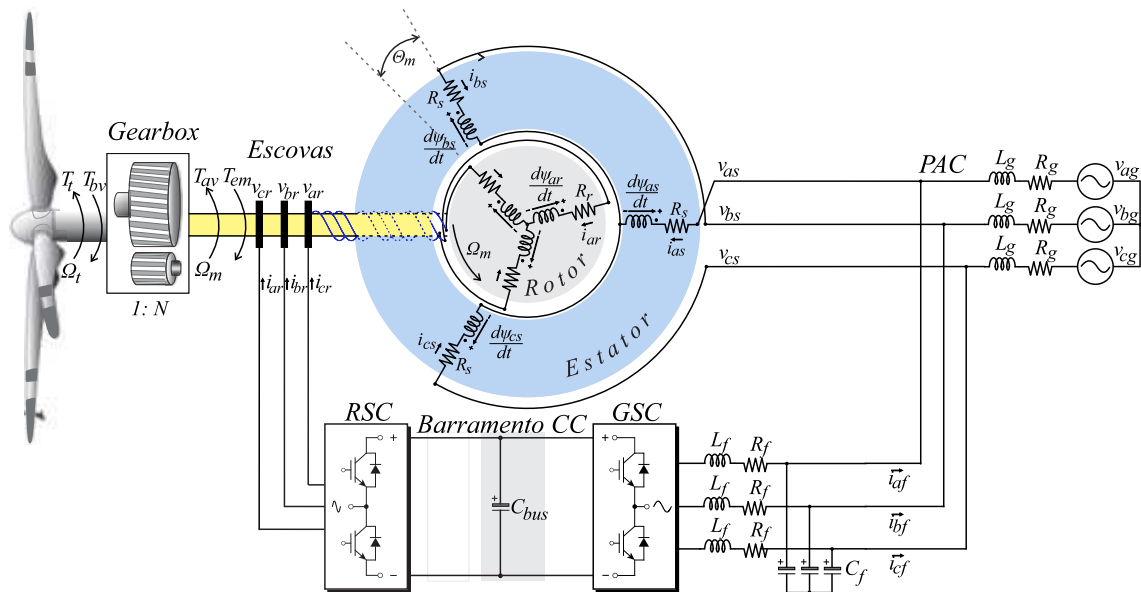


Figura 3.6: Acoplamento mecânico entre DFIG e turbina.

A partir da Figura 3.6, e aplicando a segunda lei de Newton, os modelos mecânicos que descrevem o comportamento do sistema mecânico são dados por:

$$J_t \frac{d\Omega_t}{dt} = T_t - T_{bv} - D_t \Omega_t \quad (3.46)$$

$$J_m \frac{d\Omega_m}{dt} = T_{av} - T_{em} - D_m \Omega_m, \quad (3.47)$$

em que  $J_t$  e  $J_m$  são, respectivamente, os momentos de inércia da turbina e DFIG, e  $D_t$  e  $D_m$  são os coeficientes de atrito. Na modelagem desse sistema, o multiplicador de velocidade é considerado ideal; desta forma, as perdas são desprezadas, logo:

$$P_t = P_m \quad (3.48)$$

$$T_t \Omega_t = T_m \Omega_m. \quad (3.49)$$

A relação entre as velocidades é dada pela relação  $N$ , logo, pode-se considerar que:

$$\Omega_m = N \Omega_t \quad (3.50)$$

$$T_m = \frac{T_t}{N}. \quad (3.51)$$

Quanto a aerogeradores de velocidade variável, o modelo mecânico do acoplamento entre a turbina e o aerogerador pode-se considerar que detém uma única massa [Eremia & Mohammad 2013]. Devido ao comportamento do eixo da máquina, raramente é refletido à rede, por ação do desacoplamento proporcionado pelos VSCs [Slootweg et al. 2003]. Referenciando tudo para o lado da alta velocidade, representado por ( $\cdot$ ). Tem-se:

$$(J'_t + J_m) \frac{d\Omega_m}{dt} = T'_t - T_{em} - (D'_t + D_m) \Omega_m. \quad (3.52)$$

### 3.3 Modelo de Cargas e Transformadores

A modelagem da carga é um quesito difícil para estudos da dinâmica em sistemas elétricos de potência, devido ao fato de estar agregada a componentes com diferentes características. Neste trabalho, as cargas são modeladas estaticamente, ou seja, embora elas possam depender da tensão, nenhuma dinâmica é representada.

A carga elétrica é modelada com uma impedância constante ( $Z$ ). Portanto, conhecendo a potência aparente ( $S$ ) que a carga elétrica absorve do sistema e a tensão da barra onde ela está conectada, a sua impedância pode ser calculada por meio da seguinte expressão:

$$Z_a = \frac{|V_{an}|}{S_a^*} \quad (3.53)$$

$$Z_b = \frac{|V_{bn}|}{S_b^*} \quad (3.54)$$

$$Z_c = \frac{|V_{cn}|}{S_c^*}. \quad (3.55)$$

A necessidade da utilização dos transformadores de potência no sistema elétrico ocorre por motivos técnicos e econômicos. Como o nível de tensão nos terminais dos geradores é em baixa/média tensão, devido à limitação térmica e isolamento elétrico no entreferro da máquina limitado pela rigidez dielétrica do ar, para que possa escoar grandes blocos de energia do sistema de geração aos centros consumidores, há a necessidade de se utilizar transformadores elevadores próximos da geração para elevar o nível de tensão, como

também dispor de transformadores abaixadores próximos das cargas para reduzir o nível de tensão para assim suprir as demandas dos consumidores.

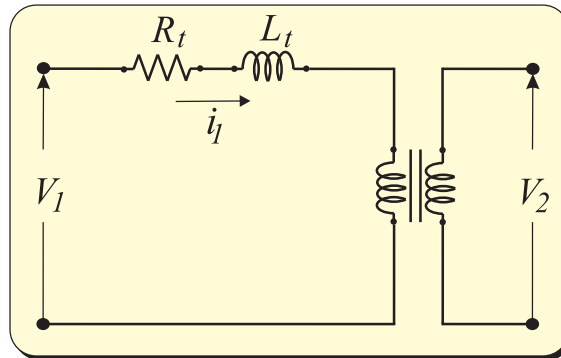


Figura 3.7: Representação do transformador.

O modelo dos transformadores de potência é descrito na Figura 3.7. Neste modelo, como é desprezada a reatância de magnetização e a relação de transformação ( $tap$ ) encontra-se ajustado para o valor nominal, permitindo que o modelo do transformador seja representado apenas pela sua impedância série [Saadat 2002].

### 3.4 Modelo de Linhas de Transmissão

O modelo da rede é apresentado em sequência  $abc$ . Muitas vezes os únicos dados disponíveis para um segmento de linha serão as impedâncias de sequência positiva e zero. Em [Kersting 2002], demonstra-se como o modelo de linha de transmissão pode ser desenvolvido através da aplicação da transformação de impedância reversa da teoria de componente simétrica.

A Figura 3.8 ilustra o modelo de linha trata-se de um circuito equivalente simples para o segmento de linha, o circuito equivalente só pode ser usado quando a transposição do segmento de linha for assumida.

Logo, as equações que representam o modelo são dadas por:

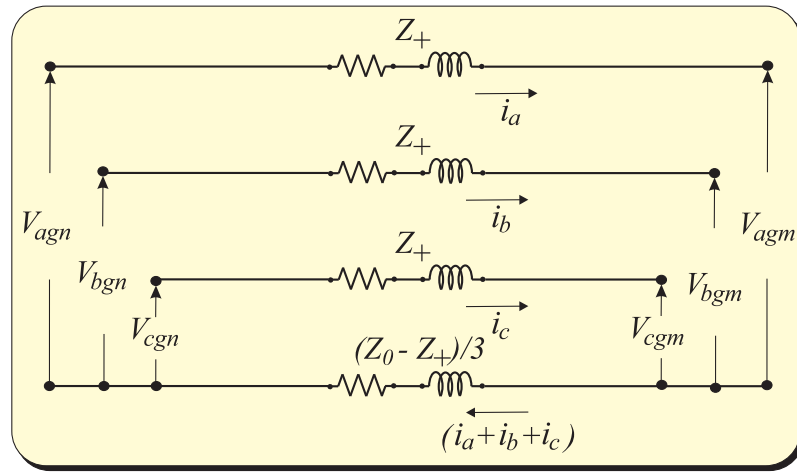


Figura 3.8: Representação do modelo de linha de transmissão.

$$V_{agn} = V_{agm} + Z_+ i_a + \frac{(Z_0 - Z_+)}{3} (i_a + i_b + i_c) \quad (3.56)$$

$$V_{bgn} = V_{bgm} + Z_+ i_b + \frac{(Z_0 - Z_+)}{3} (i_a + i_b + i_c) \quad (3.57)$$

$$V_{cgn} = V_{cgm} + Z_+ i_c + \frac{(Z_0 - Z_+)}{3} (i_a + i_b + i_c), \quad (3.58)$$

em que  $Z_+$  e  $Z_0$  são as impedâncias de sequência positiva e zero da linha.

### 3.5 Turbina Hidráulica

Quatro tipos de turbinas hidráulicas mais utilizadas são Kaplan, Francis, Deriaz e Pelton, logo o tipo de turbina a ser utilizado tem como principais fatores a altura da queda d'água e a vazão do rio [Freris & Infield 2008].

A elaboração do modelamento matemático simplificado de uma turbina hidráulica, deve-se considerar que, nesse modelo, o conduto forçado será inelástico, de comprimento pequeno e sem válvula de alívio. A turbina hidráulica é representada por um modelo linearizado, e que correlaciona o fator proporcional à abertura do distribuidor e o torque

mecânico entregue pela turbina hidráulica [Kundur 1994][Machowski 2008][Anderson 2003][Eremia & Mohammad 2013].

$$\frac{dT_{mh}}{dt} = -\frac{1}{0,5T_w}T_{mh} + \frac{1}{0,5T_w}\Delta_d - \frac{1}{0,5}\frac{d\Delta_d}{dt}. \quad (3.59)$$

Sendo:

$T_{mh}$  - Torque mecânico turbina hidráulica [N];

$T_w$  - Constante de tempo do modelo linearizado da turbina hidráulica[s];

$\Delta_d$  - Variação da passagem d'água pelo distribuidor.

### 3.6 Gerador Síncrono

O gerador síncrono é representado pelo modelo de 5° ordem, evidenciando o seu comportamento dinâmico diante de distúrbios na MR. Neste modelo matemático, foram considerados três enrolamentos rotóricos da máquina: um enrolamento de campo e um enrolamento amortecedor correlacionado ao eixo direto ( $d$ ), associados aos efeitos transitórios e subtransitórios sobre este eixo; e um enrolamento amortecedor relacionado ao eixo em quadratura ( $q$ ) de modo a considerar os fenômenos subtransitórios neste eixo. As tensões no estator são representadas por:

$$V_{ds} = E_d'' - r_s i_{ds} - X_q'' i_{qs} \quad (3.60)$$

$$V_{qs} = E_q'' - r_s i_{qs} - X_d'' i_{ds}. \quad (3.61)$$

Sendo:

$V_{ds}$  e  $V_{qs}$  as tensões do estator do gerador síncrono nas coordenadas de eixo direto ( $d$ ) e em quadratura ( $q$ );

$E_d''$  e  $E_q''$  as tensão induzida subtransitória do gerador síncrono nas coordenadas de eixo direto ( $d$ ) e em quadratura ( $q$ );

$X_d''$  e  $X_q''$  as reatância subtransitória do gerador síncrono nas coordenadas de eixo direto ( $d$ ) e em quadratura ( $q$ );

$r_s$  é a resistência do estator do gerador síncrono;

$i_{ds}$  e  $i_{qs}$  são as correntes do estator do gerador síncrono nas coordenadas de eixo direto ( $d$ ) e em quadratura ( $q$ ).

Neste modelo o efeito da blindagem das correntes parasitas no rotor no eixo  $q$  é desprezado de forma que  $X_q'' = X_q$  e  $E_d' = 0$  [Machowski 2008]. As equações diferenciais associadas aos fenômenos transitórios e subtransitórios do rotor. São apresentadas a seguir:

$$\frac{dE_d''}{dt} = -\frac{1}{T_{q0}''} [E_d'' + i_{qs}(X_q' - X_q'')] \quad (3.62)$$

$$\frac{dE_q''}{dt} = -\frac{1}{T_{d0}''} [E_q'' - E_q' + i_{ds}(X_d' - X_d'')] \quad (3.63)$$

$$\frac{dE_q'}{dt} = -\frac{1}{T_{d0}'} [E_q' - E_f + i_{ds}(X_d - X_d')] \quad (3.64)$$

Sendo:

$X_d'$  e  $X_q'$  as reatâncias transitórias do gerador síncrono nas coordenadas de eixo direto ( $d$ ) e em quadratura ( $q$ );

$X_d$  e  $X_q$  as reatâncias do gerador síncrono nas coordenadas de eixo direto ( $d$ ) e em quadratura ( $q$ );

$E'_d$  e  $E'_q$  as tensões induzidas transitórias do gerador síncrono nas coordenadas de eixo direto ( $d$ ) e em quadratura ( $q$ );

$E_f$  tensão de excitação do gerador síncrono;

$T'_{d0}$  e  $T''_{d0}$  são as constantes de tempo transitória e subtransitória de circuito aberto do gerador síncrono em coordenada de eixo direto ( $d$ );

$T'_{q0}$  é a constante de tempo transitória de circuito aberto do gerador síncrono em coordenada de eixo em quadratura ( $q$ );

A equação de oscilação mecânica é dada por:

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{2H}(T_{mh} - T_{emg} - D_g\Delta\omega). \quad (3.65)$$

Sendo:

$T_{emg}$  torque eletromagnético gerador síncrono;

$D_g$  coeficiente de amortecimento;

$H$  constante de inércia.

Equação do ângulo elétrico do rotor, em radianos:

$$\frac{d\delta_g}{dt} = \omega_g. \quad (3.66)$$

Por fim, a equação do torque eletromagnético.

$$T_{emg} = E''_q i_{qs} + E''_d i_{ds} + (X''_d - X''_q) i_{ds} i_{qs}. \quad (3.67)$$

### 3.7 BESS

A bateria de íon-lítio foi usada neste trabalho devido à alta densidade de energia e seu uso massivo por GD. Existem vários modelos para representar uma bateria de íon de lítio. Em [Baronti et al. 2013], foram realizados testes experimentais em uma célula  $\text{LiFePO}_4$  de 20Ah completamente nova, com o objetivo de obter um modelo matemático analítico baseado na interpolação de dados.

Os testes foram divididos em dois cenários, no primeiro cenário a célula completamente descarregada, utilizando uma fonte de corrente controlada, injetou uma corrente de amplitude constante. Com a medição do tempo e da amplitude da corrente é possível calcular a energia armazenada, em seguida, foi plotado um gráfico que correlaciona a tensão de circuito aberto da bateria ( $V_{oc}$ ) com a energia armazenada para cada janela de tempo definida. O mesmo procedimento foi realizado para o segundo cenário em que a célula estava completamente carregada.

Com os dados obtidos, interpolou-se, o que gerou uma curva que relaciona a  $V_{oc}$  com a energia armazenada e, em seguida, correlacionou-se a energia armazenada com o estado de carga (do inglês *State-of-Charge* - SoC) da bateria. Foi observado que as curvas geradas nos dois cenários não eram semelhantes, e tinham o formato da curva de histerese magnética.

Portanto, com o conjunto de células obtido neste modelo, é possível analisar o comportamento não linear da tensão durante a carga e descarga do banco de baterias. Neste trabalho, o efeito da histerese foi negligenciado, foi considerada uma curva intermediária às curvas de carregamento e descarregamento da célula.

Para uma integração com o ambiente simulado, o banco de baterias é representado como um modelo de circuito equivalente, que consiste em uma fonte de tensão ideal ( $V_{bat}$ ), conforme apresentado na Figura 3.9 (nesta figura o banco de bateria está representado por uma célula para facilitar o entendimento). A estimativa do SoC do banco de baterias foi

estimado conforme [Mégel et al. 2013].

$$SoC(k+1) = SoC(k) - \frac{\Delta k \begin{cases} \frac{1}{\eta_d} p(k) & \text{if } p(k) > 0, \\ \eta_c p(k) & \text{caso contrario} \end{cases}}{E_{bat}}. \quad (3.68)$$

Sendo:  $E_{bat}$ , a capacidade de energia,  $\eta_c$  e  $\eta_d$ , as eficiências dos modos de operação de carregamento e descarregamento do banco de bateria, respectivamente. A cada período de tempo ( $\Delta k$ ), é calculado o valor da potência do banco de baterias ( $p(k)$ ) – podendo ser entregue ( $p(k)$  positivo) ou consumida ( $p(k)$  negativo) pelo banco de baterias no momento específico –, em seguida, de (3.68) é possível estimar o SoC, ato contínuo, pela curva não linear do modelo analítico, obter-se a tensão do banco de baterias.

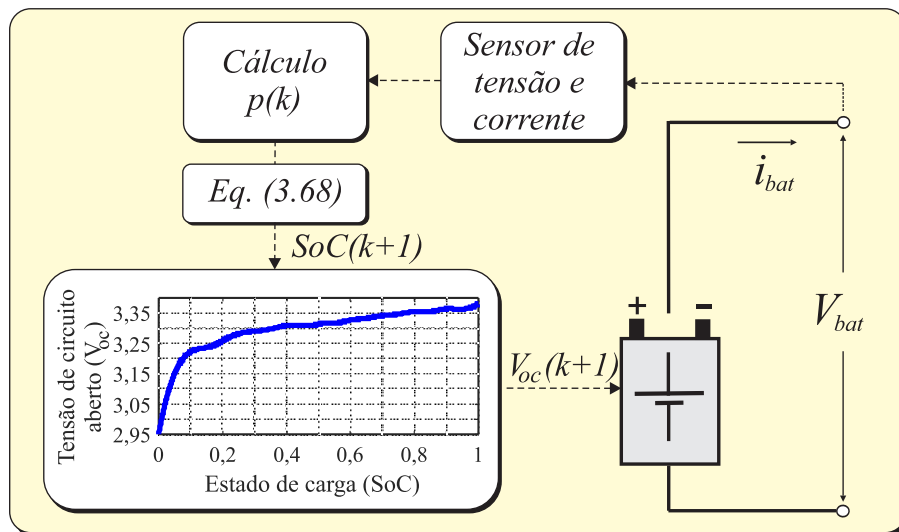


Figura 3.9: Modelo analítico da bateria de íon de lítio.

### **3.8 Considerações Finais**

Este capítulo descreveu e apresentou as deduções dos modelos matemáticos dos diversos dispositivos encontrados na microrrede. Todos os aspectos aos modelos matemáticos foram desenvolvidos para que pudesse haver uma integração entre todos os modelos.

---

# Capítulo 4

## Sistema de Controle do DFIG e UHE

---

No capítulo 3, foi explicado o princípio de funcionamento do DFIG; como dispõe de dois VSCs configurados em *back-to-back* conectados entre os terminais do rotor e a rede, isso permite a aplicação de uma grande diversidade de estratégias de controle, sendo possível um desacoplamento parcial das suas grandezas elétricas. Como se sabe, a grande vantagem de utilizar este aerogerador é a sua capacidade de fornecer potência ativa com a tensão e frequência nos terminais do estator constantes, mesmo com variações de velocidade no rotor. Neste capítulo, são apresentadas as estratégias de controle dos VSCs utilizados no DFIG, sobretudo no controle da potência ativa e reativa gerada pelos terminais do estator e rotor da máquina. Além disso, os controles de velocidade (governador) e de tensão (AVR) da UHE.

### 4.1 Controle DFIG

#### 4.1.1 Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT)

O controle de uma turbina eólica de velocidade variável, abaixo da sua velocidade nominal de vento, é obtido mediante o controle do aerogerador. Para uma determinada velocidade do vento ( $V_v$ ) existe uma respectiva curva de potência  $P_t$ , no qual há um ponto de potência máxima (MPP) [Wu 2011]. O MPP é garantido quando é alcançado uma razão ideal entre a velocidade linear das pontas das pás da hélice e a velocidade do vento

$(\lambda_{opt})$ .

Portanto, para obter a potência máxima disponível em diferentes velocidades de vento, a velocidade da turbina ( $\Omega_t$ ) deve ser ajustada para garantir seu funcionamento em todos os MPPs. O valor  $\lambda_{opt}$  é informado pelo fabricante.

As relações entre a potência mecânica ( $P_t$ ), velocidade ( $\Omega_t$ ) e torque ( $T_t$ ) da turbina eólica podem ser usados para determinar a velocidade ideal ou referência de torque para controlar o gerador e atingir a operação MPP. Vários esquemas de controle foram desenvolvidos para executar o rastreamento do ponto de potência máxima (MPPT) [Wu 2011].

O princípio de operação do esquema de MPPT com torque eletromagnético ideal implementado neste trabalho está ilustrado na Figura 4.1, no qual a velocidade no eixo da máquina ( $\Omega_m$ ) é medida e utilizada para calcular o torque eletromagnético de referência do gerador ( $T_{em}^*$ ) [Liu et al. 2016]. Percebe-se que não há necessidade de usar os sensores de velocidade do vento neste esquema de controle. Em seguida, é apresentado o cálculo de  $T_{em}^*$ . Como:

$$\lambda_{opt} = \frac{R\Omega_t}{V_v}, \text{ onde } \Omega_t = \frac{\Omega_m}{N} \quad (4.1)$$

$$C_p = C_{p_{max}}. \quad (4.2)$$

Logo, de acordo com (3.8) e (4.1), tem-se:

$$T_t^* = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 \frac{R^2 \Omega_m^2}{\lambda_{opt}^2 N^2} \frac{C_{p_{max}}}{\lambda_{opt}}. \quad (4.3)$$

O objetivo é correlacionar a velocidade mecânica da máquina com o seu torque eletromagnético. De (3.46) e (3.47) em regime permanente e levando em consideração as relações de velocidade e torque (3.50). tem-se:

$$T_{em}^* = -K_{opt}\Omega_m^2 + \Omega_m(D_t' + D_m). \quad (4.4)$$

O coeficiente para o torque ótimo ( $K_{opt}$ ) pode ser calculado de acordo com os parâmetros nominais do gerador, calculado por:

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi \frac{R^5}{\lambda_{opt}^3 N^3} C_{pmax}. \quad (4.5)$$

#### 4.1.2 Controle do Conversor do Lado do Rotor - RSC

O VSC do lado do rotor é controlado pelas correntes rotóricas utilizando a técnica de controle  $dq$ . Toda a proposta de controle foi desenvolvida através do modelo matemático da máquina no referencial girante. O objetivo do controle é fornecer tensões aos terminais rotóricos garantindo, assim, o controle das potências nos terminais estatóricos da máquina. Para isso, as tensões fornecidas pelo VSC possuem amplitudes variáveis e frequências iguais à frequência de escorregamento da máquina. Com base nas equações diferenciais que regem o comportamento dinâmico do DFIG obtido no Capítulo 3, pode-se estabelecer a estratégia de controle a ser implementado no VSC.

De acordo com [Abad et al. 2011], utilizando técnicas de controle vetorial, pode-se controlar as potências no estator do DFIG por meio das correntes rotóricas, onde  $i_{r,d}^a$  está relacionado à potência reativa e  $i_{r,q}^a$  à potência ativa. Mas, pra isso, deve-se escolher a referência da transformada de Park o vetor fluxo estatórico da máquina [Eremia & Mohammad 2013](o referencial fluxo estatórico é representado pelo sobrescrito  $a$ ). Logo:

$$\Phi_{s,dq}^a = \begin{bmatrix} \Phi_{s,d}^a \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (4.6)$$

Na prática, por motivos econômicos, e dificuldade de medição, não há a medição dos fluxos estatóricos nas três fases do estator, para solucionar, é realizada a estimação da posição do vetor tensão estatórico. A velocidade do vetor fluxo ( $\omega_a$ ) é igual à velocidade do vetor tensão estatórica ( $\omega_s$ ), de (3.38) negligenciando as resistências nos enrolamentos do estator; em regime permanente, pode-se concluir que a posição do vetor fluxo estatórico está defasado de  $90^\circ$  do vetor tensão estatórica.

Reescrevendo as equações do fluxo estatórico no seu referencial, tem-se:

$$\begin{aligned}\Psi_{s,d}^a &= \Psi_s^a = L_s i_{s,d}^a + L_m i_{r,d}^a \\ \Psi_{s,q}^a &= 0 = L_s i_{s,q}^a + L_m i_{r,q}^a.\end{aligned}\quad (4.7)$$

Colocando em evidência as correntes estatóricas em (4.7), tem-se que:

$$i_{s,d}^a = \frac{\Phi_s^a}{L_s} - \frac{L_m i_{r,d}^a}{L_s}\quad (4.8)$$

$$i_{s,q}^a = -\frac{L_m i_{r,q}^a}{L_s}.\quad (4.9)$$

A equação da tensão estatórica (3.38) no referencial girante fluxo estator é dado por:

$$v_{s,dq}^a = R_s i_{s,dq}^a + \frac{d\Psi_{s,dq}^a}{dt} + \omega_a \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \Psi_{s,dq}^a.\quad (4.10)$$

Negligenciando  $R_s$  e  $\omega_a = \omega_s$ , de (4.10) em regime permanente, tem-se:

$$\begin{bmatrix} v_{s,d}^a \\ v_{s,q}^a \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} 0 \\ \omega_s \Psi_{s,d}^a \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} 0 \\ \omega_s \Psi_s^a \end{bmatrix}.\quad (4.11)$$

Portanto, quando o eixo direto da transformada Park é alinhado com o vetor fluxo estático, a tensão do estator se alinha com o eixo em quadratura. As potências no estator do DFIG (3.41) podem ser escritas como:

$$\begin{aligned} P_s &= \frac{3}{2}(v_{s,d}^a i_{s,d}^a + v_{s,q}^a i_{s,q}^a) = \frac{3}{2}(v_{s,q}^a i_{s,q}^a) \\ Q_s &= \frac{3}{2}(v_{s,q}^a i_{s,d}^a - v_{s,d}^a i_{s,q}^a) = \frac{3}{2}(v_{s,q}^a i_{s,d}^a), \end{aligned} \quad (4.12)$$

substituindo (4.8) e (4.9) em (4.12), tem-se:

$$\begin{aligned} P_s &= \frac{3}{2}v_{s,q}^a \left(-\frac{L_m i_{r,q}^a}{L_s}\right) = -\frac{3}{2}v_s^a \frac{L_m}{L_s} i_{r,q}^a \\ Q_s &= \frac{3}{2}v_{s,q}^a \left(\frac{\Psi_s^a}{L_s} - \frac{L_m i_{r,d}^a}{L_s}\right) = \frac{3}{2}v_s^a \frac{\Psi_s^a}{L_s} - \frac{3}{2}v_s^a \frac{L_m}{L_s} i_{r,d}^a. \end{aligned} \quad (4.13)$$

De acordo com as equações (4.13), no referencial fluxo estático, as potências ativa e reativa no estator do DFIG são desacopladas e podem ser controladas por meio das correntes do rotor. A partir da corrente de eixo direto, pode-se controlar a potência reativa e, a partir da corrente de eixo em quadratura, pode-se controlar a potência ativa. As correntes de referência podem ser calculadas a partir das potências de referência (4.13), logo:

$$i_{r,q}^{a*} = \frac{1}{(-1,5)} \frac{1}{(\Psi_s^a)} \frac{1}{(L_m/L_s)} T_{em}^* \quad (4.14)$$

$$i_{r,d}^{a*} = \frac{1}{(-1,5)} \frac{1}{(v_s^a)} \frac{1}{(L_m/L_s)} Q_s^* + \frac{v_s^a}{\omega_s L_m}. \quad (4.15)$$

A referência da corrente rotórica de eixo em quadratura no referencial fluxo estático

foi obtida em relação ao torque eletromagnético (dividindo  $P_s$  por  $\omega_s$ ). Na Figura 4.1 está representado todo o diagrama de controle do VSC do lado do rotor.

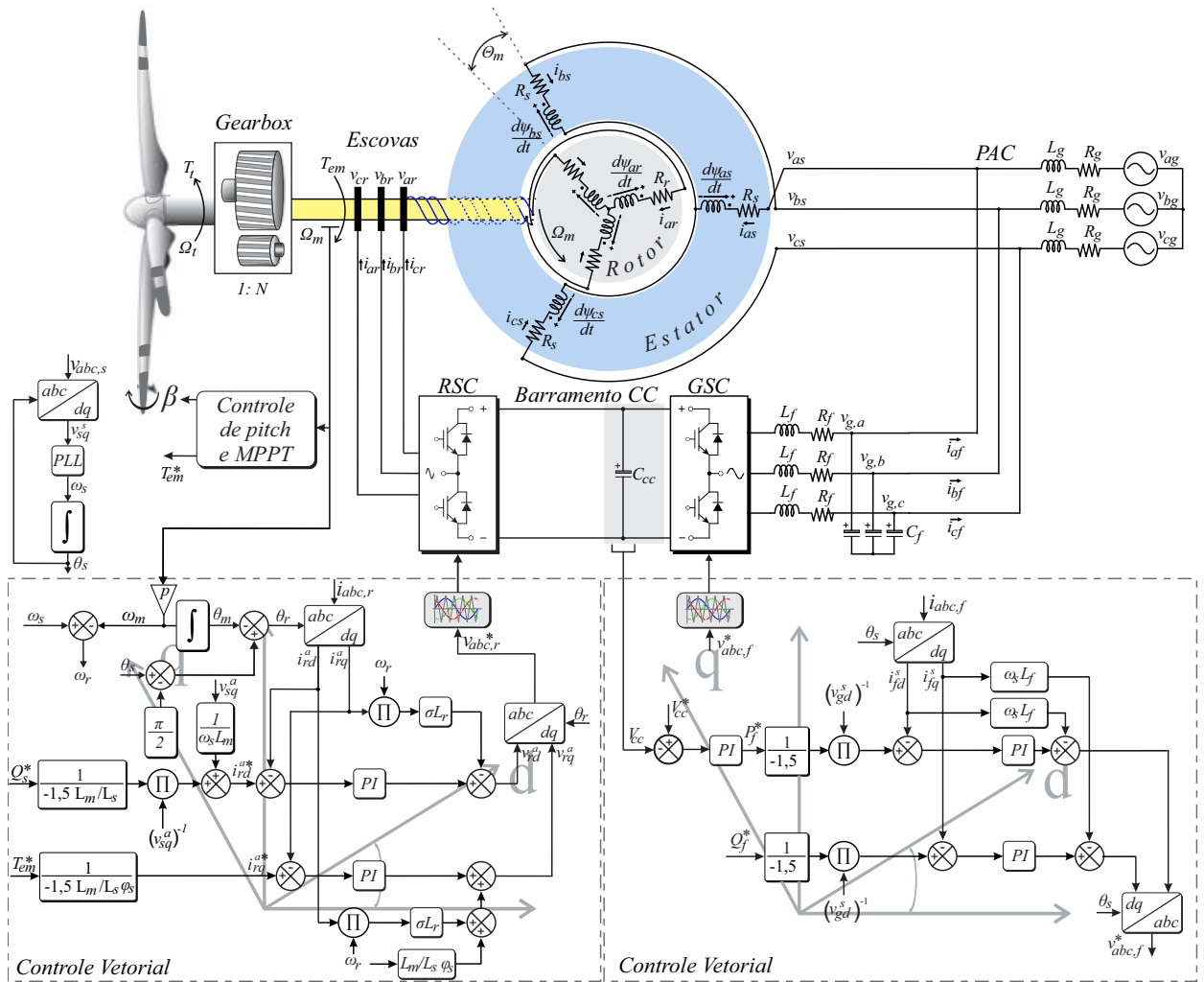


Figura 4.1: Esquemático de controle convencional do DFIG.

### Projeto dos Controladores

Após as correntes de referência do rotor serem calculadas, o VSC do lado do rotor deve garantir que as correntes rotóricas sigam suas referências. Portanto, malhas de controle de corrente são implementadas ao sistema para que, impondo tensão nos enro-

lamentos do rotor por meio do VSC, as correntes de eixo direto e de eixo em quadratura sigam as referências. A ideia é desenvolver uma função de transferência que represente a dinâmica da máquina tendo, como sinal de entrada as tensões rotóricas e como sinal de saída, as correntes rotóricas. Para isso, de (3.39) no referencial fluxo estático, tem-se:

$$\begin{aligned} v_{r,d}^a &= R_r i_{r,d}^a + \frac{d\psi_{r,d}^a}{dt} - (\omega_{sr}) \psi_{r,q}^a \\ v_{r,q}^a &= R_r i_{r,q}^a + \frac{d\psi_{r,q}^a}{dt} + (\omega_{sr}) \psi_{r,d}^a, \end{aligned} \quad (4.16)$$

substituindo (4.8) e (4.9) na equação do fluxo rotórico (3.40) no referencial fluxo estático, tem-se:

$$\begin{aligned} \psi_{r,d}^a &= \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s}\right) i_{r,d}^a + \frac{L_m}{L_s} \psi_{s,d}^a \\ \psi_{r,q}^a &= \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s}\right) i_{r,q}^a, \end{aligned} \quad (4.17)$$

em que  $\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r}$ , substituindo (4.16) em 4.17, logo:

$$v_{r,d}^a = R_r i_{r,d}^a + \sigma L_r \frac{d i_{r,d}^a}{dt} - \omega_{sr} \sigma L_r i_{r,q}^a + \frac{L_m}{L_s} \frac{d \psi_{s,d}^a}{dt} \quad (4.18)$$

$$v_{r,q}^a = R_r i_{r,q}^a + \sigma L_r \frac{d i_{r,q}^a}{dt} + \omega_{sr} \sigma L_r i_{r,d}^a + \omega_{sr} \frac{L_m}{L_s} \psi_{s,d}^a. \quad (4.19)$$

Os termos  $-\omega_{sr} \sigma L_r i_{r,q}^a$  e  $\omega_{sr} \sigma L_r i_{r,d}^a$  são considerados como perturbações, logo, serão compensados. Como o  $\psi_{s,d}^a$  é muito pequeno, não necessita ser compensado. Com isso, aplicando a Transformada de Laplace, tem-se:

$$\frac{i_{r,d}^a(s)}{v_{r,d}^a(s)} = \frac{1}{(R_r + \sigma L_r s)}. \quad (4.20)$$

A função de transferência do controlador PI é dada por:

$$G_{pi}(s) = k_p + \frac{k_i}{s}. \quad (4.21)$$

Sendo  $k_i$  e  $k_p$  os ganhos do controlador. Em malha fechada com realimentação negativa, a partir (4.20) e (4.21), a função de transferência resultante é dada por:

$$G_{mf}(s) = \frac{\left(\frac{sk_p+k_i}{s}\right)\left(\frac{1}{R_r+\sigma L_r s}\right)}{\frac{s(R_r+\sigma L_r s)+(sk_p+k_i)}{s(R_r+\sigma L_r s)}}. \quad (4.22)$$

O critério de projeto empregado para dimensionar os ganhos  $k_p$  e  $k_i$  do controlador PI é baseado no método de alocação de polos obtidos a partir da solução da equação Diofantina. O método de alocação de polos consiste em determinar os parâmetros do controlador, nos quais se tentam satisfazer todas as especificações de desempenho, de tal forma que os polos de malha fechada  $G_{mf}(s)$  estejam em uma posição previamente especificada.

Os polos escolhidos para  $G_{mf}(s)$  são determinados a partir de um polinômio característico desejado, em malha fechada. A partir do polinômio desejado são obtidos os ganhos do controlador utilizando a Equação Diofantina. Os polinômios característicos da função de transferência  $G_{mf}(s)$  e o desejado são dados por:

$$s^2 + \frac{(R_r + k_p)s}{\sigma L_r} + \frac{k_i}{\sigma L_r} = 0 \quad (4.23)$$

$$s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2 = 0, \quad (4.24)$$

em que  $\xi$  é o fator de amortecimento e  $\omega_n$  a frequência natural, que são as especificações de desempenho transitório. Logo, os ganhos do controlador são definidos por:

$$k_p = 2\xi\omega_n\sigma L_r - R_r \quad (4.25)$$

$$k_i = \omega_n^2\sigma L_r. \quad (4.26)$$

### 4.1.3 Controle do Conversor do Lado da Rede - GSC

O objetivo do VSC do lado da rede é controlar a tensão do barramento CC do conversor *back-to-back*, que deve ser mantida constante, com isso, regula o balanço de potência ativa entre os VSCs. Tem como objetivo, também, controlar a potência reativa que flui pelo filtro de linha, de modo que este atenua os harmônicos de correntes de ordem elevada [Abad et al. 2011]. O circuito simplificado do VSC conectado à rede está representado na Figura 4.2.

Em que  $v_{abc,f}$  são as tensões nos terminais do VSC e  $v_{abc,g}$  as tensões da rede;  $R_l$  e  $R_f$  são os parâmetros dos filtros de linha. Logo, as tensões entre os terminais do filtro de linha [Eremia & Mohammad 2013], são dadas por:

$$v_{f,d}^s - v_{g,d}^s = R_f i_{f,d}^s + L_f \frac{di_{f,d}^s}{dt} - \omega_g L_f i_{f,q}^s \quad (4.27)$$

$$v_{f,q}^s - v_{g,q}^s = R_f i_{f,q}^s + L_f \frac{di_{f,q}^s}{dt} + \omega_g L_f i_{f,d}^s.$$

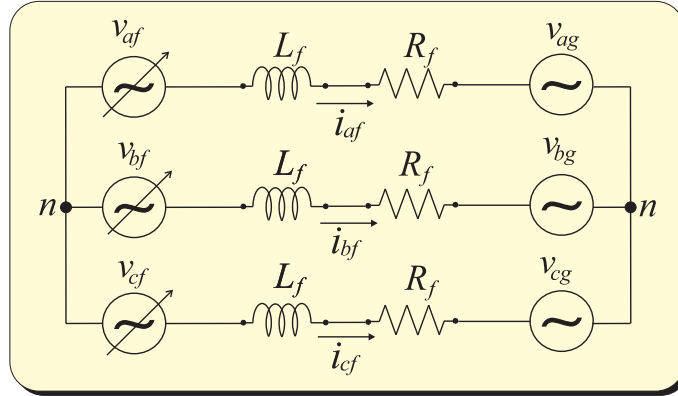


Figura 4.2: Circuito simplificado do VSC conectado à rede.

Sendo  $\omega_g = 2\pi f_g$  a frequência angular da rede e  $f_g$  a frequência da rede. Para facilitar, assume-se que o referencial síncrono  $dq$ , da técnica de controle vetorial utilizada pelo conversor do lado da rede, é tal que o eixo direto coincide com o vetor tensão da rede. Como consequência, têm-se:

$$\begin{bmatrix} v_{g,d}^s \\ v_{g,q}^s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_g \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (4.28)$$

As potências ativa e reativa são dadas por:

$$\begin{aligned} P_f &= \frac{3}{2}(v_{g,d}^s i_{f,d}^s + v_{g,q}^s i_{f,q}^s) = \frac{3}{2}(v_{g,d}^s i_{f,d}^s) \\ Q_f &= \frac{3}{2}(v_{g,q}^s i_{f,d}^s - v_{g,d}^s i_{f,q}^s) = \frac{3}{2}(-v_{g,d}^s i_{f,q}^s). \end{aligned} \quad (4.29)$$

De acordo com (4.29), no referencial tensão da rede, as potências ativa e reativa geradas pelo VSC do lado da rede são desacopladas e podem ser controladas por meio das correntes do filtro de linha. Desta forma, a corrente de eixo direto, pode-se controlar a potência ativa e, a corrente de eixo em quadratura, pode-se controlar a potência reativa. As correntes de referência podem ser calculadas a partir das potências de referência.

Calculada como segue:

$$i_{f,d}^{s*} = \frac{1}{1,5} \frac{1}{v_{g,d}^s} P_f^* \quad (4.30)$$

$$i_{f,q}^{s*} = \frac{1}{-1,5} \frac{1}{v_{g,d}^s} Q_f^*. \quad (4.31)$$

### Projeto dos Controladores

Como no VSC do lado da rede o controle da tensão gerada se dá pelo valor da corrente que percorre o filtro de linha, após as correntes de referência serem calculadas, o VSC deve garantir que as correntes no filtro sigam suas referências. Portanto, malhas de controle de corrente são implementadas ao sistema controle para que, impondo tensão nos terminais do VSC, as correntes de eixo direto e de eixo em quadratura sigam as referências. A ideia é desenvolver uma função de transferência que represente a dinâmica do filtro, tendo, como sinal de entrada, as tensões de saída do VSC e, como sinal de saída, as correntes no filtro.

Pra isso, de (4.27) pode-se calcular a função de transferência considerando os termos  $-\omega_g L_f i_{f,q}^s$ ,  $\omega_g L_f i_{f,d}^s$  (devido a essas perturbações, este controle é parcialmente desacoplado) e  $v_{g,d}^s$  como perturbações, logo, serão compensados. Aplicando a transformada de Laplace, tem-se:

$$\frac{i_{f,d}^s(s)}{v_{f,d}^s(s)} = \frac{1}{(R_f + L_f s)}. \quad (4.32)$$

Utilizando um controlador PI clássico, utilizando o mesmo método visto em 4.1.2, os ganhos do controlador são:

$$k_p = 2\xi\omega_n L_f - R_f \quad (4.33)$$

$$k_i = \omega_n^2 L_f. \quad (4.34)$$

#### 4.1.4 Controle do Barramento CC

Na configuração *back-to-back* o barramento CC proporciona uma interconexão entre os VSCs para que haja a interconexão, o controle deve assegurar a estabilidade da tensão do barramento CC e considerar os VSC ideais para, com isso, garantir o balanço de potência entre os VSCs.

Portanto, para qualquer variação da tensão do barramento CC, haverá um escoamento do fluxo de potência [Yifan Tang & Longya Xu 1995]. Logo, de acordo com a Figura 4.3, tem-se:

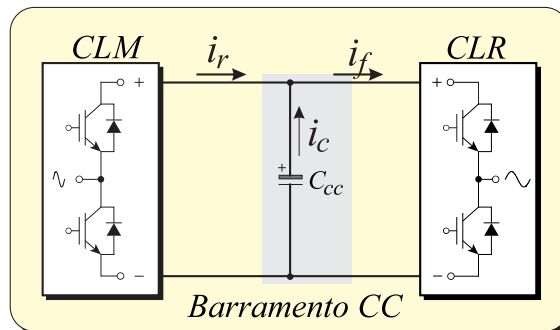


Figura 4.3: Barramento CC entre os VSCs.

$$i_c = i_f - i_r = C_{cc} \frac{dV_{cc}}{dt}. \quad (4.35)$$

Como a potência em corrente contínua é dado por  $P = Vi$ , reescrevendo (4.35), tem-se:

$$i_c = C_{cc} \frac{dV_{cc}}{dt} = \frac{P_f - P_r}{V_{cc}}. \quad (4.36)$$

Assim, o controle de tensão do barramento CC deverá impor uma corrente  $i_{f,d}^*$ , que será regulada pelos controladores de corrente. Em equilíbrio, a tensão  $V_{cc}$  tem valor médio constante.

Na Figura 4.1 está representado todo o diagrama de controle do VSC do lado da rede.

#### 4.1.5 PLL - Phase Locked Loop

O PLL (*Phase Locked Loop*) é de suma importância para que possa haver o sincronismo entre o VSC e a rede, tendo como objetivo estimar o ângulo de fase da tensão da rede [Hadjidemetriou et al. 2012].

Neste trabalho, foi utilizado o PLL do tipo SRF-PLL (do inglês *Synchronously Rotating Reference Frame*) representado na Figura 4.4. O SRF-PLL utiliza o vetor tensão  $V_{abc} = [v_a v_b v_c]^T$ , em seguida, aplica as transformadas de Clarke e, posteriormente, a de Park, para obter o vetor  $[v_d v_q]^T$  na referência síncrona, em que:

$$V_{abc} = \begin{bmatrix} V \cos(\theta_g) \\ V \cos(\theta_g - \frac{2\pi}{3}) \\ V \cos(\theta_g + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (4.37)$$

$$\begin{bmatrix} v_d^s \\ v_q^s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V \cos(\theta_g - \bar{\theta}_g) \\ V \sin(\theta_g - \bar{\theta}_g) \end{bmatrix}. \quad (4.38)$$

Observando a Figura 4.5, a estratégia para estimar a fase do vetor tensão é fazer com que o eixo em quadratura do referencial síncrono esteja em fase com o vetor tensão da rede, logo  $\theta_g = \bar{\theta}_g$ , com isso, de (4.38) basta garantir que  $v_q^s = 0$  [Zhong & Hornik 2013]. Para isso, utiliza-se um controlador PI que tem, como estratégia de controle, zerar a tensão no eixo em quadratura do vetor tensão no referencial síncrono.

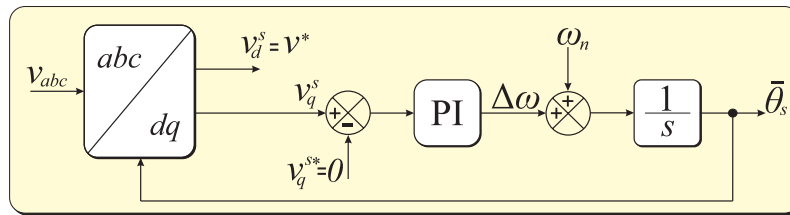


Figura 4.4: Diagrama de blocos do PLL.

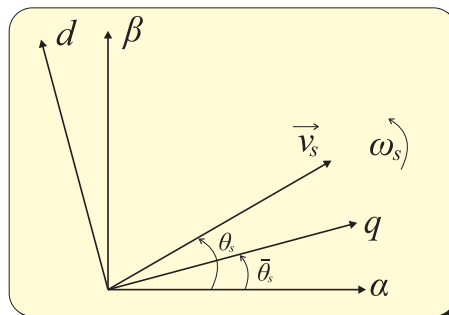


Figura 4.5: Estimação do ângulo de fase da rede com o PLL.

### 4.1.6 VSC - Voltage Source Converter

A configuração *back-to-back* consiste em dois VSCs controlados de forma independentes, interconectados através de um acoplamento capacitivo, o qual proporciona um desacoplamento entre os VSCs.

Neste trabalho, os VSC são modelados baseados na topologia denominada conversores de dois níveis. Esta topologia é formada por 6 chaves (o tipo das chaves utilizadas permite o fluxo de potência bidirecional) controladas pelos sinais  $S_1, \bar{S}_1, S_2, \bar{S}_2, S_3$  e  $\bar{S}_3$ , e os pares  $S_1 - \bar{S}_1, S_2 - \bar{S}_2$  e  $S_3 - \bar{S}_3$  funcionam de maneira complementar. Os estados de condução das chaves podem ser representados por (1,0), onde 1 representa a chave fechada e 0 a chave aberta. A abertura e fechamento das chaves é controlada pelo SPWM (do inglês *Scalar Pulse Width Modulation*) [Fernandes et al. 2013], o qual permite obter, na saída do VSC, tensões com amplitudes e frequências controladas.

Na Figura 4.6, é apresentado o VSC proposto, composto de uma fonte contínua de alimentação, um conversor de tensão trifásico e uma carga. A carga é ligada em  $Y$  com

$S_1$	$S_2$	$S_3$	$v_{ao}$	$v_{bo}$	$v_{co}$	$v_{an}$	$v_{bn}$	$v_{cn}$
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	1	0	0	$V_{cc}$	$-\frac{V_{cc}}{3}$	$-\frac{V_{cc}}{3}$	$\frac{2V_{cc}}{3}$
0	1	0	0	$V_{cc}$	0	$-\frac{V_{cc}}{3}$	$\frac{2V_{cc}}{3}$	$-\frac{V_{cc}}{3}$
0	1	1	0	$V_{cc}$	$V_{cc}$	$-\frac{2V_{cc}}{3}$	$\frac{V_{cc}}{3}$	$\frac{V_{cc}}{3}$
1	0	0	$V_{cc}$	0	0	$\frac{2V_{cc}}{3}$	$-\frac{V_{cc}}{3}$	$-\frac{V_{cc}}{3}$
1	0	1	$V_{cc}$	0	$V_{cc}$	$\frac{V_{cc}}{3}$	$-\frac{2V_{cc}}{3}$	$\frac{V_{cc}}{3}$
1	1	0	$V_{cc}$	$V_{cc}$	0	$\frac{V_{cc}}{3}$	$\frac{V_{cc}}{3}$	$-\frac{2V_{cc}}{3}$
1	1	1	$V_{cc}$	$V_{cc}$	$V_{cc}$	0	0	0

Tabela 4.1: Tensões de saída do conversor de potência.

neutro não interligado  $n$ .

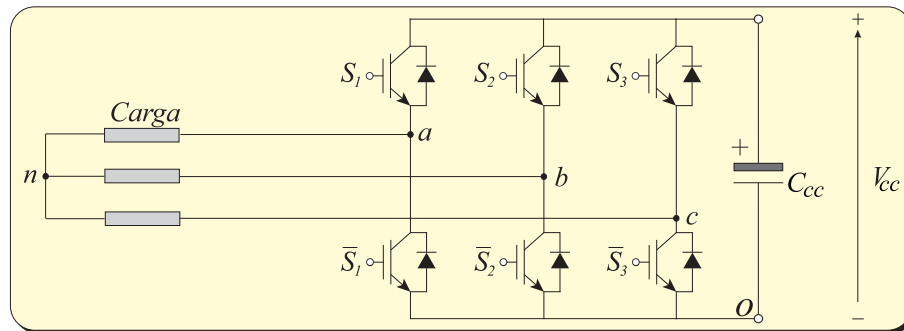


Figura 4.6: VSC de dois níveis.

As tensões aplicadas à carga dependem do modo de operação das chaves, as quais podem assumir valores binários 0 ou 1. Logo, existem oito combinações possíveis como representadas na Tabela 4.1.

#### 4.1.7 Resultados Simulados - Controle DFIG Convencional

Nesta seção, serão apresentados os resultados de simulação do DFIG com controle convencional conectado à rede. Foi desenvolvido um ambiente simulado utilizando o software MatLab®/Simulink, na qual se pode comprovar a eficácia das estratégias de

controle utilizado no DFIG. Ressalte-se que foi utilizado, no ambiente simulado, o modelo matemático da máquina no referencial estacionário, o motivo de usá-lo está relacionado à riqueza de detalhes das grandezas elétricas e a possibilidade de operar em uma rede com as tensões desequilibradas.

Para verificar os desempenhos dos controladores, foi alterada a velocidade do vento, fazendo com que o DFIG opere na velocidade sobressíncrona e subssíncrona. Os parâmetros da turbina e do DFIG podem ser observados nas Tabelas 4.2 e 4.3 [Abad et al. 2011].

Parâmetros	Valor
Raio	42 m
Velocidade nominal do vento	12 m/s
Relação de velocidade ótima ( $\lambda_{opt}$ )	7,2
Coefficiente de potência máximo ( $C_{max}$ )	0,44
Densidade do ar ( $\rho$ )	1,1225 kg/m <sup>2</sup>
Momento de inércia ( $J_t$ )	800 kgm <sup>2</sup>
Coefficiente de atrito ( $D_t$ )	0,1 Nms/rad
$\Omega_m/\Omega_t$	100
Ângulo de <i>pitch</i> ( $\beta$ )	0°

Tabela 4.2: Parâmetros da turbina eólica.

Para analisar o comportamento do DFIG para variações bruscas de vento, parte-se do pressuposto de que a máquina esteja operando na sua velocidade síncrona de 1.500rpm (157 rad/s); logo, o primeiro caso de estudo acontece aos 5 segundos da simulação, quando há um aumento súbito na velocidade do vento, aumentando a velocidade da máquina em 30%, apresentada na Figura 4.7(A). Diante disto, ocorre a atuação do MPPT alterando o torque eletromagnético de referência ( $T_{em}^*$ ), conforme ilustrado na Figura 4.7(B), conseqüentemente, o torque eletromagnético do DFIG aumenta seguindo a referência. Observa-se, nas Figuras 4.7(C)-(D), as correntes rotóricas de eixo direto e em quadratura seguem as suas referências, demonstrando a eficácia do projeto dos controladores. Na Figura 4.7(E) é possível observar a frequência da corrente rotórica praticamente nula quando a máquina está na sua velocidade síncrona e frequência de 15 Hz para velocidade

Parâmetros	Valor
Frequência	50 Hz
Velocidade nominal ( $\Omega_m$ )	1500 rpm
Pares de polos	2
Potência nominal	2 MW
Tensão nominal	690 V <sub>rms</sub>
Corrente nominal	1.760 A
Torque nominal	12.700 Nm
Conexão estator	Estrela
Tensão nominal do rotor	2.070 V
$N_s/N_r$	0,34
$R_s$	2,6 m $\Omega$
$L_{\sigma s}$	87 $\mu$ H
$L_m$	2,5 mH
$R_r$	2,9 m $\Omega$
$L_{\sigma r}$	87 $\mu$ H
$L_s = L_r$	2,587 mH
Momento de inércia ( $J_m$ )	90 kgm <sup>2</sup>
Coefficiente de atrito ( $D_t$ )	0,1 Nms/rad

Tabela 4.3: Parâmetros do DFIG.

sobressíncrona.

Neste cenário, no momento da elevação da velocidade da máquina, uma parcela da potência ativa do DFIG é entregue pelos enrolamentos rotóricos e, por isso, há um aumento da tensão do barramento CC (conforme observado na Figura 4.8(A)-(B)). Logo, a ação de controle das correntes de eixo direto busca manter a tensão do barramento CC no seu valor nominal, apresentado em Figura 4.8(D) e, por isso, o GSC injeta potência ativa na rede.

De modo geral, na Figura 4.9, é possível observar que uma parcela maior de potência ativa é entregue à rede pelo estator e uma parcela menos significativa é entregue pelo rotor.

Em seguida, o segundo cenário de estudo tem como objetivo analisar o comporta-

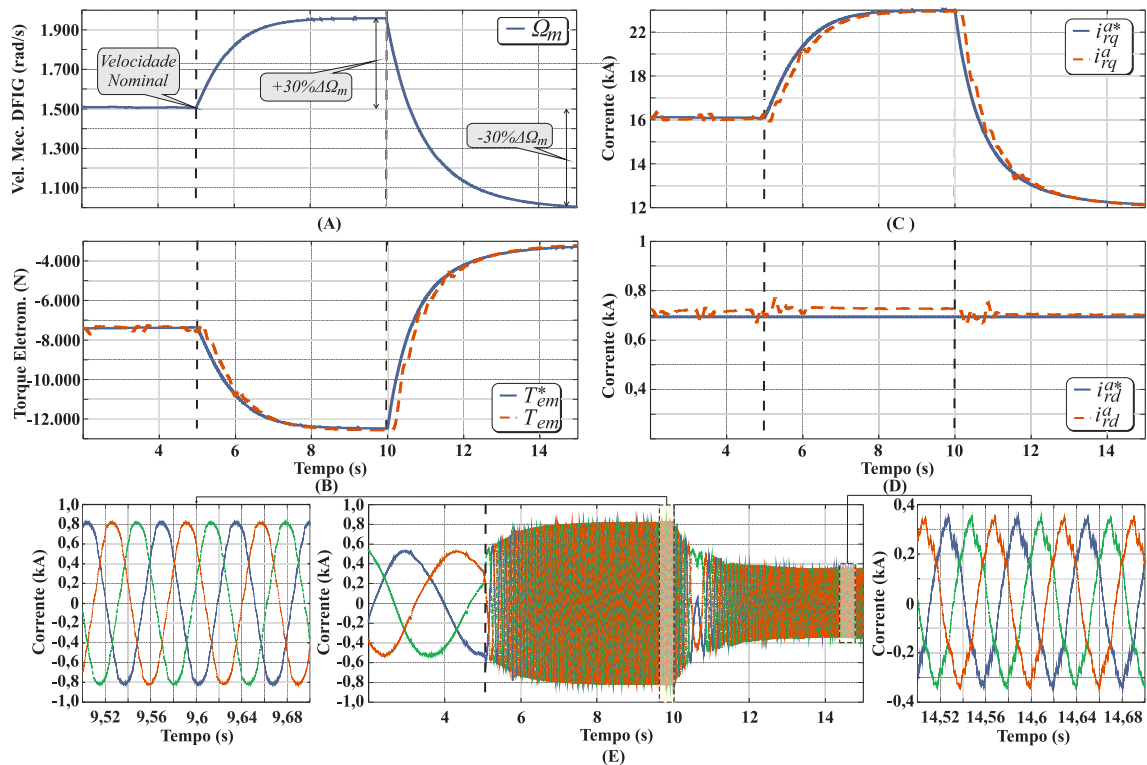


Figura 4.7: (A) Velocidade mecânica do DFIG ( $\Omega_m$ ); (B) Torque eletromagnético ( $T_{em}$ ); (C) Componente de eixo em quadratura da corrente do rotor e (D) Componente de eixo direto da corrente do rotor.

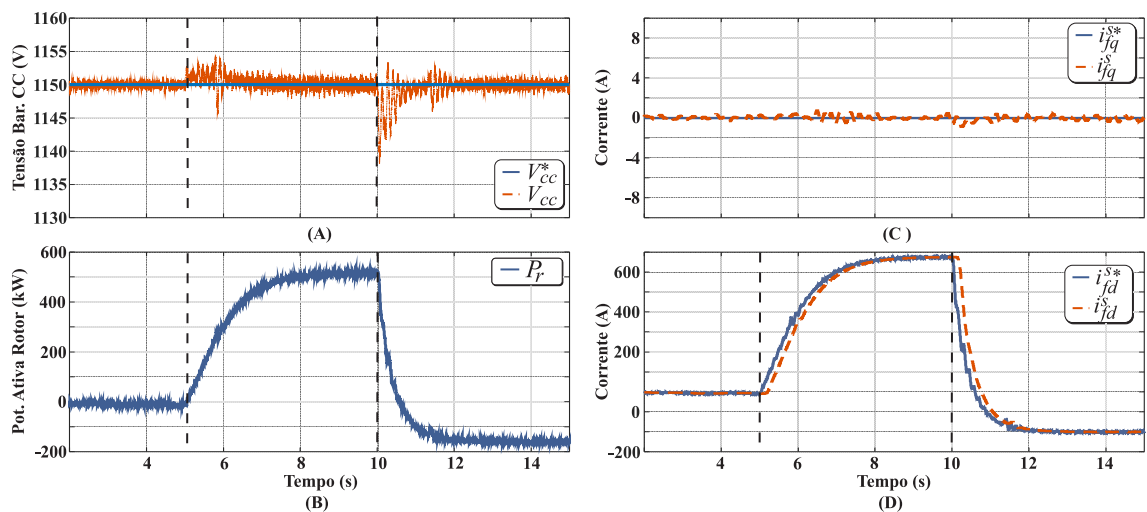


Figura 4.8: (A) Tensão do barramento CC ( $V_{cc}$ ); (B) Potência rotor ( $P_r$ ); (C) Componente de eixo em quadratura da corrente no filtro de linha; (D) Componente de eixo direto da corrente no filtro de linha e (E) Correntes rotóricas.

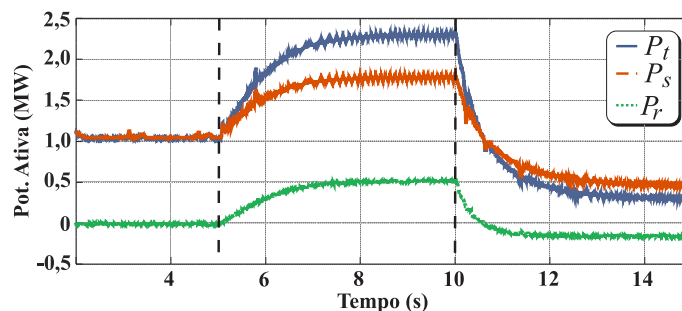


Figura 4.9: Potência total ( $P_t$ ); Potência estator ( $P_s$ ) e Potência rotor ( $P_r$ ).

mento do DFIG operando na velocidade subsíncrona, no qual se reduz a velocidade do vento até a máquina atingir uma velocidade 30% abaixo da velocidade nominal, conforme apresentado na Figura 4.7(A). Na Figura 4.7(B), o torque eletromagnético do DFIG diminui em conformidade com a referência ( $T_{em}^*$ ), consequentemente, diminui a potência ativa nos terminais estáticos, observado na Figura 4.9. No modo de operação subsíncrona, para garantir a frequência da corrente do estator igual à da rede, tem-se, a corrente rotórica com frequência igual a de escorregamento (15 Hz), conforme apresentado na Figura 4.7(E).

Quando o DFIG opera abaixo da velocidade síncrona, o rotor necessita suprir potência ativa da rede, o que causa uma redução da tensão do barramento CC, conforme observado na Figura 4.8(A). A atuação de controle mantém a tensão do barramento CC em níveis tolerados, via controle da componente de corrente em eixo direto do filtro de linha (Figura 4.8(D)). Na Figura 4.9, é possível observar o comportamento da potência ativa para este cenário.

Em nenhum cenário foi injetada/consumida potência reativa à rede, mantendo inalteradas as correntes que estão correlacionadas ao controle, conforme apresentado nas Figuras 4.7(D) e 4.8(C). Os valores das grandezas elétricas obtidos nos resultados simulados estão conforme [Abad et al. 2011], o que demonstra a eficácia do modelo matemático da máquina e do sistema de controle.

## 4.2 Controle UHE

O diagrama de blocos de controle de uma unidade geradora é apresentado na Figura 4.10. A energia elétrica é produzida pelo gerador síncrono acionado por uma turbina hidráulica. A turbina é equipada com um regulador de velocidade (governador) que controla a velocidade ou a potência de saída de acordo com uma característica de potência-frequência predefinida. A energia gerada é entregue a rede de transmissão por meio de um transformador elevador. A corrente de excitação (ou campo), necessária para produzir o campo magnético dentro do gerador, é fornecida pela excitatriz. A corrente de excitação e, conseqüentemente, a tensão terminal do gerador, é controlada por um regulador automático de tensão (do inglês *automatic voltage regulator* - AVR). Um transformador abaixador pode ser conectado ao barramento entre o gerador e o transformador elevador, a fim de fornecer os serviços auxiliares dos diversos equipamentos que compõem a subestação.

### 4.2.1 Regulador de Velocidade (Governador)

Para manter estável a frequência do sistema elétrico, é necessário garantir o equilíbrio entre geração e a carga elétrica; para isso, os geradores síncronos, utilizados nas UHEs, possuem os reguladores de velocidade que por meio do controle do fluxo d'água (distribuidor) controla a velocidade da turbina e, conseqüentemente, mantém a frequência do sistema no seu valor nominal.

Como foi demonstrado em (3.65), se a velocidade da turbina é mantida constante, nesse caso o gerador está funcionando em equilíbrio, logo o torque mecânico entregue pela turbina é exatamente igual ao torque eletromagnético necessário para alimentar as cargas elétricas, com isso, o torque líquido é nulo. Não haverá qualquer aceleração ou desaceleração pela turbina.

Presuma que a carga elétrica seja bruscamente aumentada, o que significa que o torque

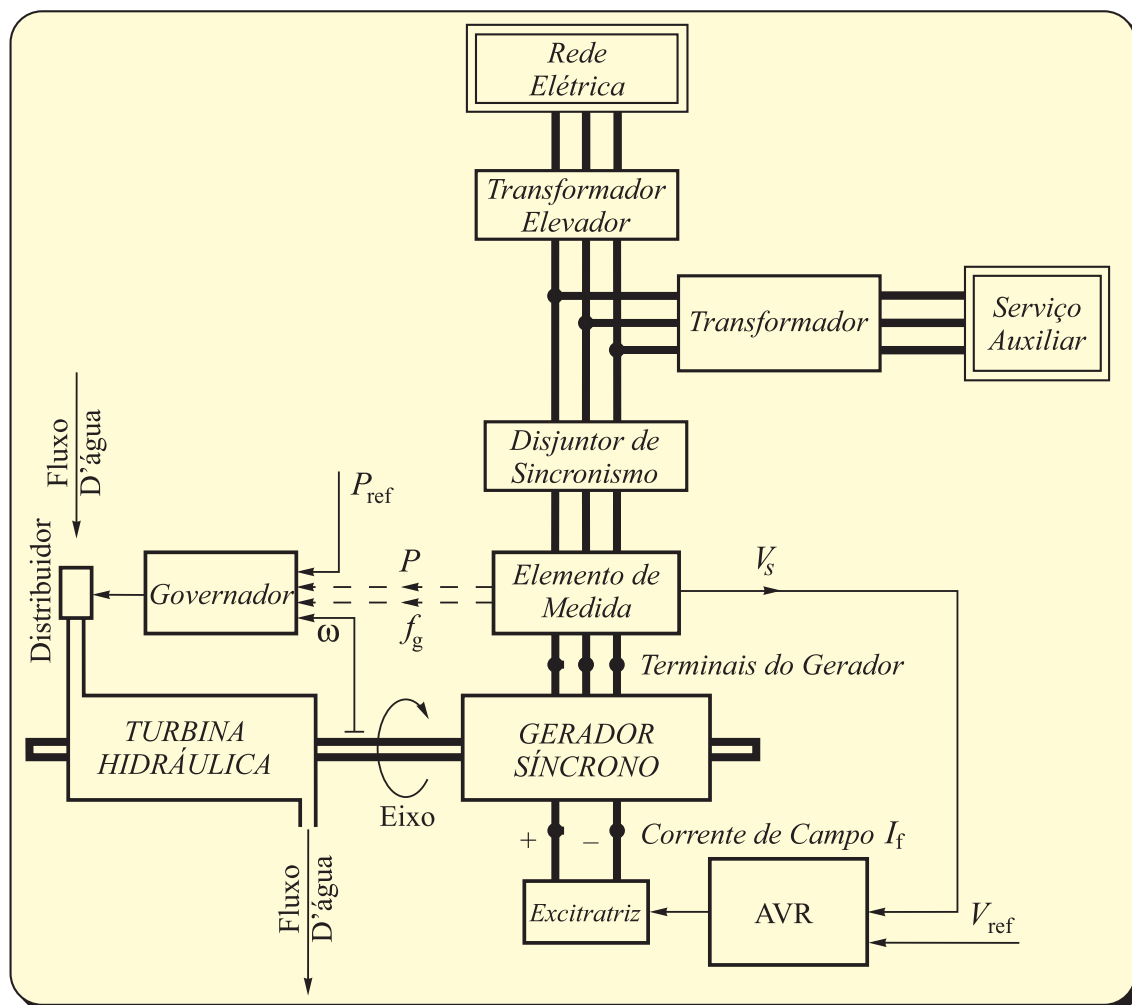


Figura 4.10: Esquemático do sistema de controle do gerador síncrono convencional.

elétrico requerido também é subitamente aumentado. Nessa situação, devido à inércia da turbina, o torque mecânico disponível na turbina permanecerá momentaneamente sem variação, logo, o torque líquido será negativo, fato que promove uma desaceleração imediata da velocidade da turbina, o que se reflete, ato contínuo, na diminuição da frequência.

Do contrário, caso a carga elétrica seja bruscamente diminuída, haverá uma aceleração da turbina, logo, aumentará a velocidade e, conseqüentemente, a frequência do sistema. Com isso, a função do regulador de velocidade é controlar, automaticamente, esse fluxo de água de modo a restabelecer o balanceamento dos torques.

Neste trabalho, o regulador de velocidade adotado na UHE é constituído de controle

primário (controle proporcional) e controle secundário (representado por um ganho integral), conforme apresentado na Figura 4.11 [Padiyar 2008, Anderson 2003, Boldea 2006]. O regulador de velocidade é constituído basicamente por um sensor de velocidade, um controlador e um servomotor, cuja função é variar a posição do distribuidor da turbina hidráulica ( $\Delta_d$  definido em (3.59)).

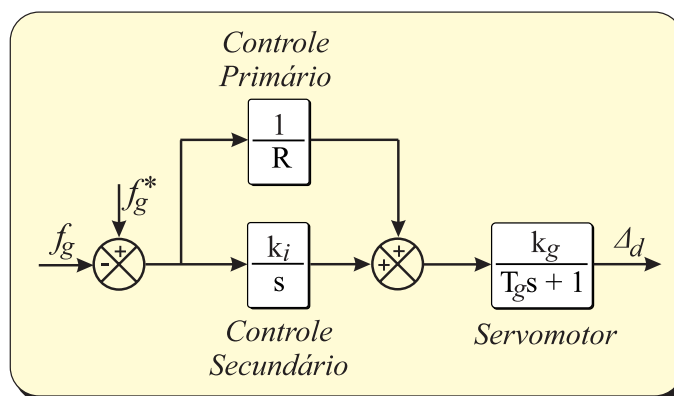


Figura 4.11: Regulador de velocidade.

Sendo:  $R$  denominador de estatismo;  $k_g$  o ganho do servomotor que regula a passagem do fluxo d'água;  $T_g$  a constante de tempo do servomotor;  $k_i$  o ganho do controle integral utilizado para anular o erro de frequência.

#### 4.2.2 Regulador de Tensão (AVR)

A função do AVR é controlar a tensão nos terminais do estator no gerador síncrono, o controle se dará pela variação da tensão de excitação. O controle de tensão está diretamente ligado ao balanço de energia reativa; com isso, é possível manter-se a tensão e o fornecimento de energia reativa em níveis desejados.

Outrora, a excitatriz do gerador síncrono se dava por meio de um gerador de corrente contínua montado no eixo do gerador, onde o operador atuava como controlador, observando a tensão de saída e ajustava o reostato do campo da excitatriz de modo a obter as condições de saída desejadas.

Com o avanço da eletrônica de potência, sistemas de controle com respostas mais rápidas e que necessitam de menos manutenção foram desenvolvidos. O regulador de tensão possui um sistema de controle que verifica a tensão no barramento onde o gerador está conectado e, então, inicia a ação corretiva da tensão de saída através da variação do controle da tensão de excitação ( $E_f$  de (3.62)). Na Figura 4.12, tem-se o diagrama esquemático deste regulador [Anderson 2003] [Machowski 2008].

Quando o gerador síncrono está sobrecitado, injeta potência reativa na barra onde ele está conectado à rede, em outras palavras, a corrente de campo ( $I_f$ ) acima do seu valor nominal, irá produzir um fluxo magnético acima do necessário para o funcionamento do gerador, devido a esse excesso de fluxo magnético, produzirá uma corrente adiantada de  $90^\circ$  da tensão.

Caso contrário, o gerador síncrono esteja subexcitado, necessitará de energia reativa, devido a corrente de campo ( $I_f$ ) está abaixo do seu valor nominal, conseqüentemente, menor geração do fluxo magnético.

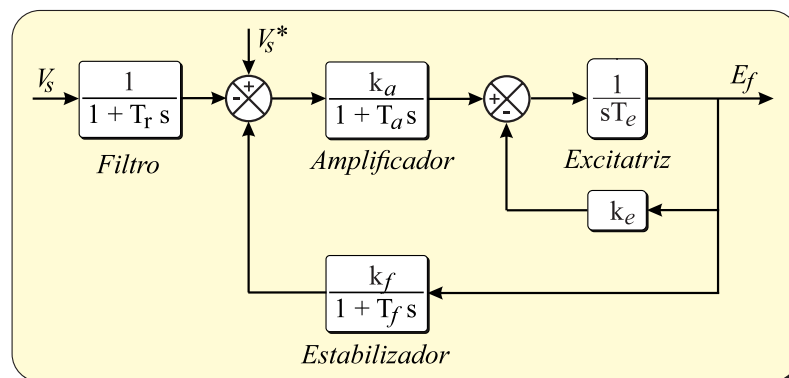


Figura 4.12: Regulador de tensão.

Sendo:  $T_f$  a constante de tempo do filtro;  $T_a$ , a constante de tempo do amplificador (o qual constitui o regulador de tensão);  $k_a$  o ganho do amplificador;  $T_e$  a constante de tempo da excitatriz;  $k_e$  o ganho da excitatriz;  $T_f$  a constante de tempo do estabilizador e  $k_f$  o ganho do estabilizador.

Este trabalho não teve a preocupação de amortecer as oscilações de tensão utilizando um subsistema do AVR, o PSS (do inglês *Power System Stabilizer*).

### **4.3 Considerações Finais**

Neste capítulo, foram descritas as estratégias de controle dos conversores utilizados no DFIG, de modo que as referidas estratégias de controle exploradas foram baseadas em técnicas de controle vetorial. Em seguida, foram apresentados os resultados de simulação utilizando o MatLab/Simulink, para os modos de operação subssíncrono, síncrono e sobressíncrono. Por fim, foram apresentadas as estratégias de controles da planta hidrelétrica.

---

# Capítulo 5

## Synchronverter

---

Neste capítulo, descreve-se a ideia de operar um VSC a partir do conceito de máquina síncrona virtual (do inglês *Virtual Synchronous Machine* - VSM), de modo que sua dinâmica e operação permite afirmar que se assemelha a um gerador síncrono convencional, para isso, utiliza-se o modelo matemático do gerador síncrono para desenvolver um algoritmo a ser implementado no controle do VSC; essa técnica de controle de VSM é chamada de Synchronverter. Portanto, o VSC pode atuar como inversor; sendo, neste caso, um gerador síncrono virtual ou como retificador, sendo assim um motor síncrono virtual. Ele pode ser aplicado a uma gama de aplicações, tanto conectado à rede como no modo ilhado, atuando na manutenção da estabilidade da rede. E, por fim, é capaz de autossincronizar à rede sem utilizar o PLL, portanto, fornece solução ideal para microrredes.

### 5.1 Modelo Elétrico

Este método de controle de VSM foi proposto por [Zhong & Weiss 2009], que utilizou o modelo do gerador síncrono no referencial estacionário conforme observado em [Fitzgerald 2008] [Stevenson 1994] [Kundur 1994]. Para que o Synchronverter opere como um gerador síncrono, é necessário que o seu controle incorpore as características dele. Neste trabalho, foi utilizado o modelo definido em [Zhong & Weiss 2011], considere as seguin-

tes suposições:

- A máquina possui rotor cilíndrico;
- Todas as indutâncias do estator são constantes;
- Há somente um par de polo por fase, o que faz com que a velocidade mecânica seja a mesma da velocidade elétrica do campo magnético;
- Há somente um par de polos no rotor;
- A saturação magnética é negligenciada;
- Os circuitos magnéticos são considerados lineares;
- São desprezadas as correntes induzidas no rotor;
- Correntes de armadura equilibradas;
- O rotor não possui nenhum enrolamento amortecedor.

O gerador síncrono possui três enrolamentos na armadura (estator) e um enrolamento no rotor. O esboço esquemático dos enrolamentos do gerador síncrono de rotor cilíndrico está apresentado na Figura 5.1. Os detalhes da geometria dos enrolamentos podem ser encontrados em [Stevenson 1994].

Os fluxos concatenados das fases de armadura  $a$ ,  $b$  e  $c$  e do enrolamento de campo  $f$  são expressos em termos das indutâncias e correntes como:

$$\Phi_a = L_{aa}i_a - L_{ab}i_b - L_{ac}i_c + L_{af}i_f \quad (5.1)$$

$$\Phi_b = -L_{ba}i_a + L_{bb}i_b - L_{bc}i_c + L_{bf}i_f \quad (5.2)$$

$$\Phi_c = -L_{ca}i_a - L_{cb}i_b + L_{cc}i_c + L_{cf}i_f \quad (5.3)$$

$$\Phi_f = L_{af}i_a + L_{bf}i_b + L_{cf}i_c + L_{ff}i_f. \quad (5.4)$$

Sendo os subscritos com letras iguais ( $L_{xx}$ ) indicam indutâncias próprias dos enrolamentos e como letras diferentes ( $L_{xy}$ ) indicam indutância mútua entre dois enrolamentos.

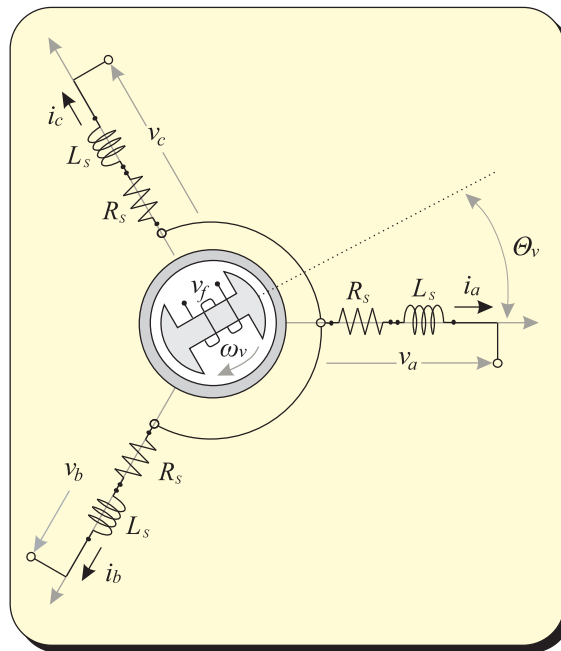


Figura 5.1: Esquemático gerador síncrono (para  $p = 1$ ).

Sendo  $i_a$ ,  $i_b$  e  $i_c$  as correntes de fase do estator e  $i_f$  a corrente de excitação.

As indutâncias mútuas entre estator e rotor variam instantaneamente com  $\Theta_v$ , que é o ângulo mecânico virtual entre o eixo do enrolamento de campo com a fase  $a$ , representado na Figura 5.1. Para cálculo da indutância mútua, há a necessidade de se calcular o ângulo elétrico entre o eixo magnético do enrolamento de campo e da fase  $a$ , que é dado por  $\theta_v = p\Theta_v$ . Sendo,  $\theta_v$  é o ângulo elétrico virtual e  $p$  é o número de pares de polos, logo:

$$L_{af} = M_f \cos(\theta_v) \quad (5.5)$$

$$L_{bf} = M_f \cos\left(\theta_v - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (5.6)$$

$$L_{cf} = M_f \cos\left(\theta_v - \frac{4\pi}{3}\right). \quad (5.7)$$

Para uma máquina síncrona como rotor cilíndrico, as indutâncias próprias dos enrolamentos do estator e do rotor, não dependem de  $\theta_v$ . As indutâncias próprias serão

constantes. Assim:

$$L_{aa} = L_{bb} = L_{cc} = L_{aac} + L_{aad} \quad (5.8)$$

$$L_{ff} = L_{ffc} + L_{ffd}, \quad (5.9)$$

em que,  $L_{aac,ffc}$  são as componentes das indutâncias próprias devido aos fluxos fundamentais dos enrolamentos do estator e de campo e  $L_{aad,ffd}$  são as componentes adicionais devido ao fluxo de dispersão [Fitzgerald 2008].

As indutâncias mútuas dos enrolamentos da armadura estão relacionadas diretamente ao fluxo fundamental. Como os enrolamentos da armadura deslocadas  $120^\circ$  graus elétricos e como  $\cos(120^\circ) = -1/2$ , logo:

$$L_{ab} = L_{ba} = L_{ac} = L_{ca} = L_{bc} = L_{cb} = -\frac{1}{2}L_{aac}. \quad (5.10)$$

Substituindo (5.8) e (5.10), na expressão do fluxo concatenado da fase a em (5.1), tem-se:

$$\Phi_a = (L_{aac} + L_{aad})i_a - \frac{1}{2}L_{aac}(i_b + i_c) + L_{af}i_f. \quad (5.11)$$

Como as correntes de armadura estão equilibradas, logo:

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad (5.12)$$

$$i_b + i_c = -i_a. \quad (5.13)$$

Em seguida substituindo em (5.11), tem-se:

$$\Phi_a = \left(\frac{3}{2}L_{aac} + L_{aad}\right)i_a + L_{af}i_f, \quad (5.14)$$

chamando  $\frac{3}{2}L_{aac} + L_{aad}$  de indutância síncrona  $L_s$ , pode-se concluir que:

$$\Phi_a = L_s i_a + L_{af} i_f. \quad (5.15)$$

Fazendo o mesmo para todas as demais fases do enrolamento de armadura e definindo

$$\vec{\Phi}_{abc} = \begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \end{bmatrix}, \vec{i}_{abc} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}, \widetilde{\cos}(\theta_v) = \begin{bmatrix} \cos(\theta_v) \\ \cos(\theta_v - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_v - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \text{ e } \widetilde{\text{sen}}(\theta_v) = \begin{bmatrix} \text{sen}(\theta_v) \\ \text{sen}(\theta_v - \frac{2\pi}{3}) \\ \text{sen}(\theta_v - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix}, \text{ com}$$

isso, o fluxo concatenado pode ser reescrito como:

$$\vec{\Phi}_{abc} = L_s \vec{i}_{abc} + M_f i_f \widetilde{\cos}(\theta_v). \quad (5.16)$$

O fluxo concatenado no enrolamento de campo pode ser reescrito como:

$$\Phi_f = L_f i_f + M_f \left\langle \vec{i}_{abc}, \widetilde{\cos}(\theta_v) \right\rangle. \quad (5.17)$$

Sendo que  $\langle x, y \rangle$  denota o produto interno entre as variáveis. Como foi considerado que as correntes de armadura  $\vec{i}_{abc}$  sejam senoidais, equilibradas e em função de  $\theta_v$ , então o termo  $M_f \left\langle \vec{i}_{abc}, \widetilde{\cos}(\theta_v) \right\rangle$  será constante.

Assume que as resistências dos enrolamentos do estator é  $R_s$ , então as tensões nos terminais do estator do gerador síncrono (apresentado na Figura 5.2) são dadas por  $\vec{v}_{abc} = \begin{bmatrix} v_a & v_b & v_c \end{bmatrix}^T$  pode ser obtido pela soma das quedas de tensão na resistência  $R_s$  e da tensão induzida. Neste contexto, as tensões induzidas podem ser calculadas pela lei de Faraday utilizando (5.16), tem-se:

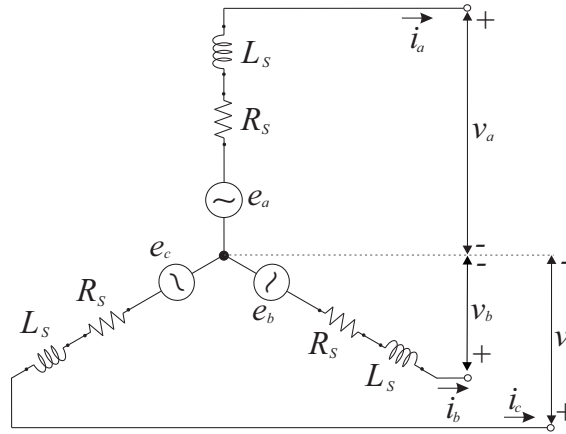


Figura 5.2: Circuito equivalente gerador síncrona.

$$\vec{v}_{abc} = -R_s \vec{i}_{abc} - \frac{d\vec{\Phi}_{abc}}{dt} = -R_s \vec{i}_{abc} - L_s \frac{d\vec{i}_{abc}}{dt} + \vec{e}_{abc}, \quad (5.18)$$

em que  $\vec{e}_{abc} = [e_a \ e_b \ e_c]^T$  representa a força contra eletromotriz (FEM). O vetor  $\vec{e}_{abc}$  é dado por:

$$\vec{e}_{abc} = M_f \frac{d[i_f \widetilde{\cos}(\theta_v)]}{dt} = M_f i_f \omega_v \widetilde{\text{sen}}(\theta_v) + M_f \frac{di_f}{dt} \widetilde{\cos}(\theta_v). \quad (5.19)$$

Considerando a corrente de excitação constante ( $\frac{di_f}{dt} = 0$ ) e  $\Phi_v = M_f i_f$  como fluxo virtual do Synchronverter. Tem-se:

$$\vec{e}_{abc} = \Phi_v \omega_v \widetilde{\text{sen}}(\theta_v). \quad (5.20)$$

Similarmente como ocorrido em (5.18), a tensão nos terminais do enrolamento do campo é calculada da seguinte maneira:

$$v_f = -R_f i_f - \frac{d\Phi_f}{dt}, \quad (5.21)$$

em que  $R_f$  é a resistência dos enrolamentos do rotor. Com isso, conclui a modelagem da parte elétrica do gerador síncrono, a Figura 5.2 apresenta o circuito elétrico do gerador síncrono.

## 5.2 Modelo Mecânico

O modelo mecânico do gerador síncrono está relacionado com a equação de oscilação da máquina síncrona (*swing equation*):

$$J \frac{d\omega_v}{dt} = T_m + T_e - D_p \omega_v, \quad (5.22)$$

em que  $J$  é o momento de inércia virtual de todas as peças girando com o rotor,  $T_m$  é o torque mecânico virtual,  $T_e$  é o torque eletromagnético virtual,  $D_p$  é um fator de amortecimento virtual e  $\omega_v$  a velocidade angular virtual.

## 5.3 Circuito de Potência

No circuito de potência, encontra-se o VSC, que é composto por 6 (seis) IGBTs (do inglês *Insulated Gate Bipolar Transistor*), constituído por três braços sendo duas chaves semicondutoras em cada braço. As chaves em cada braço não podem ser acionadas simultaneamente. Também consiste em um filtro LC trifásico, que é utilizado para atenuar os harmônicos causados pelo chaveamento, em que a impedância do filtro, resistência  $R_s$  e a indutância  $L_s$  associa a impedância dos enrolamentos da armadura do gerador síncrono virtual,  $e_{abc}$  as tensões geradas pelo VSC e  $v_{abc}$  as tensões no banco de capacitor correlacionando com (5.18). E  $L_g$  e  $R_g$  são parâmetros da rede. O circuito de potência está representado na Figura 5.3.

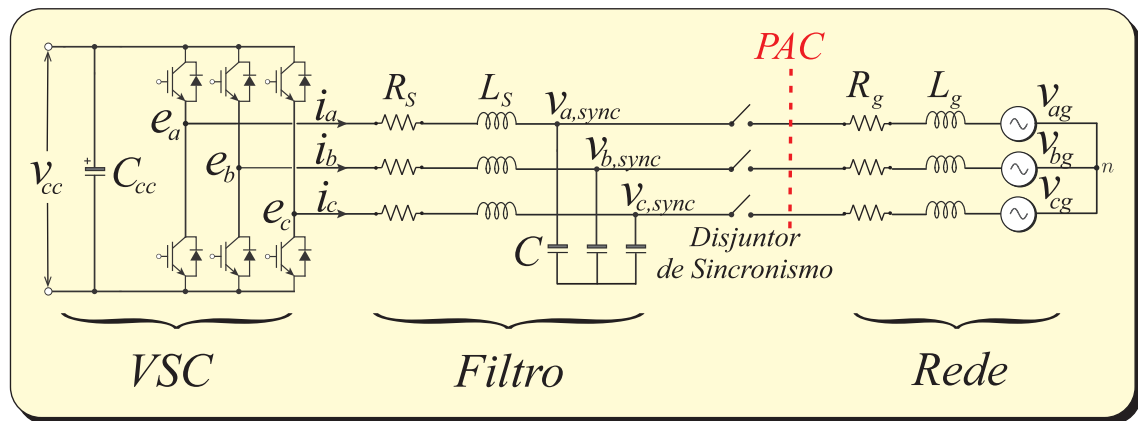


Figura 5.3: Circuito de potência do Synchronverter.

## 5.4 Topologia de Controle

Na Figura 5.4 é apresentado o diagrama de blocos para implementação do Synchronverter via *software*, utilizando as equações desenvolvidas em 5.1 e 5.2. Sendo assim, as variáveis de estado do Synchronverter são as correntes que percorrem o filtro de linha ( $\vec{i}_{abc,f}$ ), o ângulo virtual ( $\theta_v$ ) e a velocidade angular virtual ( $\omega_v$ ). Os sinais de entrada de controle são o fluxo magnético virtual ( $\Phi_v$ ) e o torque mecânico ( $T_m$ ).

Para operar o Synchronverter de maneira estável, precisa-se de controles que gerem os sinais  $T_m$  e  $\Phi_v$  de modo que a estabilidade seja garantida e que os valores esperados de amplitude e frequência da tensão referência ( $\vec{E}_{abc}^*$ ) sejam alcançados. Desta forma,  $\vec{E}_{abc}^*$  é processada, e, posteriormente, são enviados os sinais para comutações das chaves do VSC por meio da modulação PWM, alcançando os valores desejados das tensões  $e_a$ ,  $e_b$  e  $e_c$ .

## 5.5 Analogia ao Gerador Síncrono Convencional

O objetivo de controlar o VSC via Synchronverter é controlá-lo similarmente ao controle de um gerador síncrono (GS) convencional (representado na Figura 4.10 na Seção 4.2), que são sistemas de controles complexos que atuam na regularização da veloci-

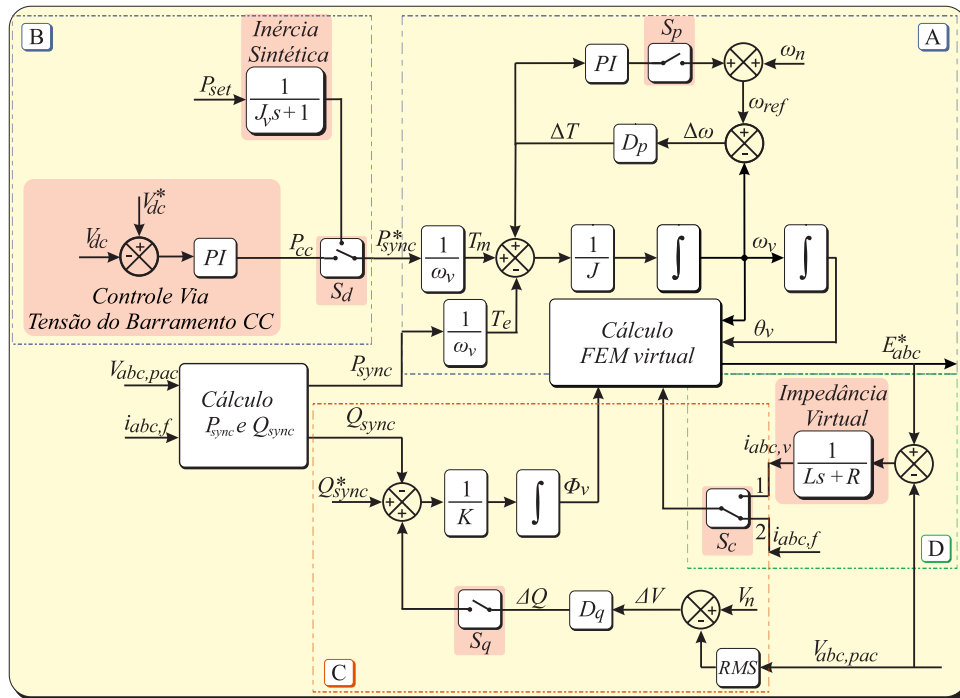


Figura 5.4: Diagrama de blocos do controle de potência ativa e reativa e com sincronização automática.

dade da turbina e das tensões geradas nos estatores dos geradores, limitados pela curva de capacidade da máquina. Estes controles são fundamentais para manter a estabilidade da rede. Porém, vale ressaltar que o GS possui comportamentos que são prejudiciais à estabilidade, logo, estes comportamentos serão substituídos. Mais detalhes na Seção 6.1.3.

## 5.6 Operação do Synchronverter

Como visto na Seção 4.2, os geradores síncronos convencionais têm a capacidade de controlar a potência ativa injetada na rede utilizando a frequência da rede como variável de controle, como também controlar a potência reativa através do controle da amplitude da tensão da rede. O mesmo pode ser realizado no Synchronverter.

Assuma o Synchronverter conectado à rede (considere uma barra infinita) como demonstrado na Figura 5.3, onde  $v_a$ ,  $v_b$  e  $v_c$  são as tensões da rede com frequência  $\omega_g$  e fase

$\theta_g$ . Considerando  $R_s$  desprezível e  $|Z_s| \approx X_s$ , as potências ativa e reativa que fluem entre os dois terminais podem ser calculadas [Stevenson 1994] por:

$$P = \frac{|E||V|}{X_s} \text{sen}\delta \quad (5.23)$$

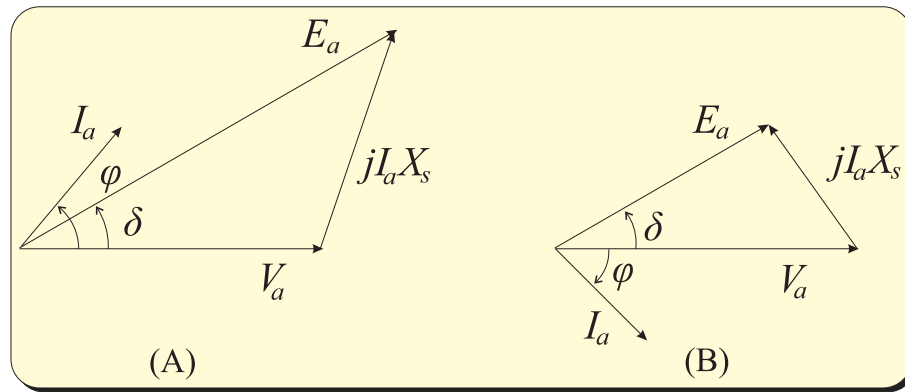
$$Q = \frac{|V|}{X_s} (|E|\cos\delta - |V|) \quad (5.24)$$

Sendo  $\delta = \theta_v - \theta_g$  chamado de ângulo de carga, por meio de (5.23), se  $\delta > 0$ , o Synchronverter entrega potência ativa à rede, entretanto, se  $\delta < 0$ , o Synchronverter absorve potência ativa da rede. Por outro lado, de acordo com (5.24), se as amplitudes das tensões  $e_a$ ,  $e_b$  e  $e_c$  forem maiores que as da rede, o Synchronverter injeta potência reativa na rede, caso contrário, absorve energia reativa da rede. Como é possível controlar as amplitudes das tensões  $e_a$ ,  $e_b$  e  $e_c$  e a frequência angular  $\omega_v$ , logo, o Synchronverter pode operar tanto no modo gerador sobrecitado e subexcitado como motor sobrecitado e subexcitado [Chen et al. 2011a], representado nas Figuras 5.5a e 5.5b (para facilitar o entendimento, foram negligenciadas as resistências  $R_s$ ).

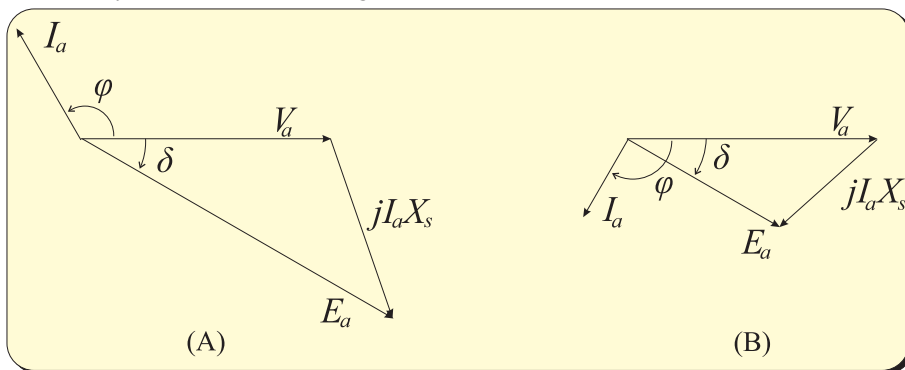
### 5.6.1 Controle de Potência Ativa

A ação do controle de potência ativa no Synchronverter tem uma estrutura de controle em cascata, no qual a malha interna é responsável pelo controle de frequência (velocidade angular) e a malha externa atua no controle da potência ativa [Zhong 2020], e que está relacionado ao modelo mecânico do GS, conforme visto em (5.22).

A atuação do controle de frequência é definida pela posição da chave  $S_p$ . Quando  $S_p$  é desligado o controle é habilitado, o PI é removido da malha e, conseqüentemente, torna o Synchronverter sensível às variações de frequência da rede. Esta malha de controle é do tipo proporcional, o seu modo de operação é implementado comparando a velocidade



(a) Synchronverter modo gerador (A) sobrecitado e (B) subexcitado.



(b) Synchronverter modo motor (A) sobrecitado e (B) subexcitado.

Figura 5.5: Modo de operação Synchronverter.

angular virtual ( $\omega_v$ ) com a frequência angular de referência ( $\omega_{ref}$ ) (geralmente é igual à frequência angular nominal da rede ( $\omega_n$ )). Em seguida, a diferença de frequência ( $\Delta\omega$ ) é multiplicada por um ganho ( $D_p$ ), gerando um  $\Delta T$  que será adicionado ao torque ativo  $T_m$  [Zhong & Weiss 2011], conforme apresentado na Figura 5.4 (A). Quando  $\Delta\omega > 0$ , isto significa que  $\omega_v$  é menor que a  $\omega_{ref}$ , o controle por decaimento impõe um  $\Delta T$  aumentando a potência gerada, caso contrário, quando  $\Delta\omega < 0$  irá incrementar de  $\Delta T$  atenuando a potência gerada, sem alterar  $T_m$ .

Portanto, a potência ativa gerada  $P_{sync}$  será igual à variação  $\Delta P_{sync}$  imposta pelo controle, mais a potência de referência  $P_{sync}^*$ . Sendo capaz de prover suporte de frequência à rede. Para isso, o fator de amortecimento ( $D_p$ ) representa o ganho proporcional de frequência, o qual define, basicamente, que, a partir de uma certa variação de frequência  $\Delta\omega$ , o quanto de  $\Delta T$  será necessária para manter a frequência da rede no seu valor

nominal. Portanto:

$$D_p = \frac{\Delta T}{\Delta \omega}. \quad (5.25)$$

Por outro lado, quando  $S_p$  está ativado, a malha de controle de frequência é desabilitada. Logo, para qualquer variação de frequência da rede  $\Delta T$ , será nulo em regime permanente, por ação do controlador PI [Zhong & Weiss 2011]. Portanto,  $T_e$  será igual a  $T_m$ , o que resulta em  $P_{sync}^* = P_{sync}$ , e  $\omega_v$  é controlado para ser

$$\omega_v = \omega_{ref} = \omega_n + \Delta \omega_{ref}, \quad (5.26)$$

sendo  $\Delta \omega_{ref}$  o sinal entregue pelo controlador PI.

### Inércia Sintética

Na característica física do GS convencional, é possível observar dois aspectos em relação à sua inércia: a constante de tempo de inércia está relacionada à velocidade de resposta em frequência e a constante de inércia que é definida como a energia cinética armazenada dentro de suas massas rotativas. Para o GS, esses dois aspectos são acoplados [Zhong 2020].

No Synchronverter, esses dois aspectos são desacoplados e podem ser projetados separadamente. A constante de inércia está relacionada à quantidade de energia armazenada que pode ser fornecida por um sistema de armazenamento de energia acoplado ao barramento CC e a constante de tempo inercial é configurável, por intermédio de um filtro passa-baixa, conforme Figura 5.4 (B). A ação do filtro retarda o valor da potência ativa de referência ( $P_{set}$ ), sendo  $J_v$  a constante de tempo de inércia sintética necessária, e que, elevando  $J_v$  acentua o retardo da resposta de frequência [Zhong 2020]. Deve ficar claro que o momento de inércia ( $J$ ) no Synchronverter não está associado à inércia, mas a um parâmetro de controle.

### Controle via Tensão do Barramento CC

A potência ativa de referência pode ser definida controlando a tensão do barramento CC, um conceito que é semelhante ao controle vetorial  $dq$  [Silva Junior & Barros 2020], em que o erro entre a tensão medida ( $V_{cc}$ ) e sua referência ( $V_{cc}^*$ ) é inserida no controlador PI para gerar  $P_{cc}$ . Neste modo de controle, conforme apresentado na Figura 5.4 (B), o controle da potência ativa dar-se-á por meio de três malhas de controle em cascata.

Para este modo de operação o Synchronverter não tem capacidade de realizar suporte de frequência à rede. Portanto,  $S_p$  está ativado.

### 5.6.2 Controle de Potência Reativa

A ideia do regulador de tensão Synchronverter é semelhante à utilizada pelo GS convencional, visto na Seção 4.2, sendo relacionada à amplitude da tensão gerada. O controle da potência reativa também possui duas malhas em cascata, na qual a malha interna é responsável pelo controle da tensão.

Para a chave ( $S_q$ ) fechada, a malha de controle de tensão estará habilitada. Logo, o controle da potência reativa ocorre a partir da comparação da magnitude da tensão medida nos terminais do Synchronverter  $V_{abc,pac}$  e da tensão de referência ( $V_n$ ) – valores em RMS. Em seguida,  $\Delta v$  é multiplicado pela constante  $D_q$  gerando uma variação de potência reativa  $\Delta Q_{sync}$ , que é adicionada à soma da potência gerada  $Q_{sync}$  com a potência de referência  $Q_{sync}^*$ . O sinal resultante é então alimentado em um integrador com um ganho de  $1/K$  para gerar fluxo virtual ( $\phi_v$ ), calculando FEM virtual de referência [Zhong & Weiss 2011], conforme apresentado na Figura 5.4 (C).

Quando  $\Delta V > 0$ , significa que a tensão da rede é menor que a tensão nominal. Logo, o controle por decaimento impõe um  $\Delta Q_{sync}$  que incrementa a potência reativa  $Q_{sync}$ , caso contrário, quando  $\Delta V < 0$  irá decrementar de  $\Delta Q_{sync}$ . Com isso, a potência reativa gerada  $Q_{sync}$  vai ser igual à variação  $\Delta Q_{sync}$  imposta pelo controle, mais a potência de referência

$Q_{sync}^*$ . Diante disto, é possível observar que o Synchronverter é capaz de realizar suporte de tensão à rede.

Definindo o coeficiente de decaimento de tensão  $D_q$  como a razão da mudança requerida de potência reativa  $\Delta Q_{sync}$  para a mudança de tensão  $\Delta v$ , ou seja,

$$D_q = \frac{\Delta Q_{sync}}{\Delta v}. \quad (5.27)$$

Para a malha de tensão desabilitada, em que  $S_q$  é desligada. O  $\phi_v$  é gerado a partir do erro de rastreamento entre  $Q_{sync}^*$  e  $Q_{sync}$ . Portanto, a potência reativa gerada  $Q_{sync}$  segue o valor de referência  $Q_{sync}^*$  sem qualquer erro no estado estacionário, independentemente da diferença de tensão entre  $V_n$  e  $V_{abc,pac}$  [Zhong 2020].

### 5.6.3 Sincronismo

Para haver a conexão do Synchronverter com a rede, suas tensões  $v_{a,sync}$ ,  $v_{b,sync}$  e  $v_{c,sync}$  devem ser sincronizadas com as tensões  $v_{a,pac}$ ,  $v_{b,pac}$  e  $v_{c,pac}$  da rede, conforme apresentado na Figura 5.3. Diante disto, deve-se garantir que as amplitudes, as frequências e as sequências de fase entre as tensões sejam semelhantes. Como o disjuntor de sincronismo não reage instantaneamente, alguns transientes sempre ocorrerão, no entanto, eles precisam ser limitados [Boldea 2006].

Para um gerador síncrono convencional, um sincronoscópio é normalmente utilizado para medir a diferença de fase entre  $v_{a,sync}$  e  $v_{a,pac}$ , ajustando o torque mecânico, consequentemente, ajustando a velocidade do eixo da máquina sendo possível zerar a defasagem. Por outro lado, a regulação da amplitude da tensão gerada é garantida pelo AVR. Para inversores conectados à rede (*grid-following*), são utilizados PLL para estimar a fase da tensão da rede, essa fase é utilizada no controle da tensão gerada do inversor, fazendo com que as tensões geradas estejam em sincronismo.

Para realizar o sincronismo do Synchronverter à rede não há necessidade de se utilizar um PLL [Zhong et al. 2014], o esquemático do controle utilizado é apresentado na Figura 5.4 (D). Para isso, é preciso que a chave  $S_p$  esteja fechada e  $S_q$  esteja aberta, e que ambas as potências de referências ( $P_{sync}^*$  e  $Q_{sync}^*$ ) sejam nulas [Zhong et al. 2014]. No entanto, as correntes  $i_{a,f}$ ,  $i_{b,f}$  e  $i_{c,f}$  são nulas até o fechamento do disjuntor de sincronismo, nenhum processo de controle pode acontecer. Para assemelhar-se ao processo de conexão do gerador síncrono convencional com a rede, uma impedância virtual ( $L_s + R$ ) por fase é inserida para conectar o Synchronverter com a rede, como apresentado na Figura 5.4 (D), quando a chave  $S_c$  estiver na posição 1, a diferença de potência ( $E_{abc}^* - v_{abc,pac}$ ) resulta em uma corrente virtual ( $i_{abc,v}$ ), tem-se:

$$i_{abc,v} = \frac{1}{L_s + R} (E_{abc}^* - v_{abc,pac}) \quad (5.28)$$

Quando  $i_{abc,v} = 0$  e com  $S_p$  fechada, é garantido que as tensões  $v_{sync,abc}$  estejam em sincronismo com  $v_{abc,pac}$ , em seguida, fecha-se o disjuntor de sincronismo, posteriormente, a chave  $S_c$  vai para a posição 2, com isso, a corrente  $i_{abc,f}$  torna a variável de estado do controle.

$S_c$	$S_p$	$S_q$	Modos de Operação	
			Pot. Ativa	Pot. Reativa
1	Fechada	Fechada	Não Disponível	Não Disponível
1	Fechada	Aberta	$P_{sync} = 0$ Sincronismo	$Q_{sync} = 0$ Sincronismo
1	Aberta	Fechada	Não Disponível	Não Disponível
1	Aberta	Aberta	Não Disponível	Não Disponível
2	Fechada	Fechada	$P_{sync} = P_{sync}^*$	$Q_{sync} = Q_{sync}^* \pm \Delta Q_{sync}$
2	Fechada	Aberta	$P_{sync} = P_{sync}^*$	$Q_{sync} = Q_{sync}^*$
2	Aberta	Fechada	$P_{sync} = P_{sync}^* \pm \Delta P_{sync}$	$Q_{sync} = Q_{sync}^* \pm \Delta Q_{sync}$
2	Aberta	Aberta	$P_{sync} = P_{sync}^* \pm \Delta P_{sync}$	$Q_{sync} = Q_{sync}^*$

Tabela 5.1: Modos de operação Synchronverter.

## 5.7 Considerações Finais

Neste capítulo, foi apresentado o embasamento matemático necessário para a implementação do Synchronverter através do uso de conversores eletrônicos de potência. Também foram apresentadas as semelhanças na técnica de controle das potências ativa e reativa do Synchronverter com o gerador síncrono convencional. E, por fim, é apresentado como se deve proceder para sincronizar o Synchronverter à rede. Na Tabela 5.1, são apresentados os modos de operação do Synchronverter.

---

# Capítulo 6

## Resultados Simulados

---

A comprovação da eficácia da estratégia de controle proposta é realizada através de testes de simulação. Estes resultados foram obtidos utilizando a plataforma de simulação desenvolvida no *software* MatLab/Simulink.

Neste Capítulo, são apresentados os resultados de dois tipos de avaliações realizadas. Na primeira avaliação, o DFIG – com o GSC controlado via Synchronverter – está conectado a uma barra infinita. O intuito desta análise é observar o comportamento interno do DFIG; para isso, são provocados distúrbios como: variações bruscas de vento; distúrbios de tensão e frequência na rede, de modo que o objetivo principal é uma análise mais voltada para o aerogerador.

Em seguida, na segunda avaliação, o DFIG está conectado a uma microrrede ilhada. Para o empreendimento das análises, são provocados os mesmos distúrbios anteriores, com a finalidade de verificar a capacidade de o DFIG atuar no serviço ancilar da rede.

A plataforma de simulação foi desenvolvida com base nos modelos matemáticos desenvolvidos nos Capítulos 3 e 4 e nos respectivos controles. Para todos os testes, são apresentados resultados que comprovam o desempenho satisfatório da técnica proposta.



Tabela 6.1: Parâmetros utilizado na simulação.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
<b>Rede</b>			
$R_g$	0.105 pu	$L_g$	0.0001 pu
$V_g, V_n$	690 V <sub>rms</sub>	$f_g$	50 Hz
<b>Synchronverter</b>			
$L_f$	0.0031 pu	$R_f$	0.0094 pu
$C_f$	0.105 pu	$f_n$	50 Hz
$D_q$	0.5 kvar/V	$D_p$	50 Nm.s/rad
$k_{p,V_{dc}}$	100	$K$	10 kvar/V
$k_{i,V_{dc}}$	300	$k_{p,\Delta T} / k_{i,\Delta T}$	0.1 / 1
$C_{dc}$	100 mF	$V_{dc}^*$	1150 V
<b>Banco de baterias</b>			
Cátodo	LiFePO <sub>4</sub>	Ânodo	Grafite
$E_{bat,n}$	65 Wh	$V_{bat,n}$	3.3 V
$I_{bat,max}$	300 A	$R_{bat}$	0.5 $\Omega$

controle do RSC ficar inalterado. O banco de baterias foi dimensionado para garantir uma potência de 600kW durante uma hora. Portanto, é composto por 27 *strings* em paralelo, cuja *string* possui 346 células de bateria em série (a tensão por *string* está próxima da tensão nominal do barramento CC). Os dados de placa da bateria de íon-lítio utilizada foram obtidos em [Mathewson 2014].

A simulação foi iniciada com o Synchronverter sendo autossincronizado à rede, sem utilizar o PLL, como em [Zhong et al. 2014]. Os testes de avaliação dos modos de operação do DFIG com Synchronverter são compostos pelos seguintes cenários operacionais: (Cenário A) potência ativa controlada com base na tensão do barramento CC e ocorrência de falta simétrica; (Cenário B) suporte de frequência e regulação de potência ativa e (Cenário C) suporte de tensão e regulação de potência reativa.

### 6.1.1 Autossincronismo

Conforme apresentado no Capítulo 5 o Synchronverter consegue se sincronizar à rede sem a necessidade de um PLL, de modo que a vantagem em não utilizar o PLL decorre do fato de eles serem inerentemente não lineares, logo, é difícil ajustar os parâmetros do PLL, que podem precisar de reajuste para diferentes condições de operação para obter um desempenho satisfatório [Zhong 2020].

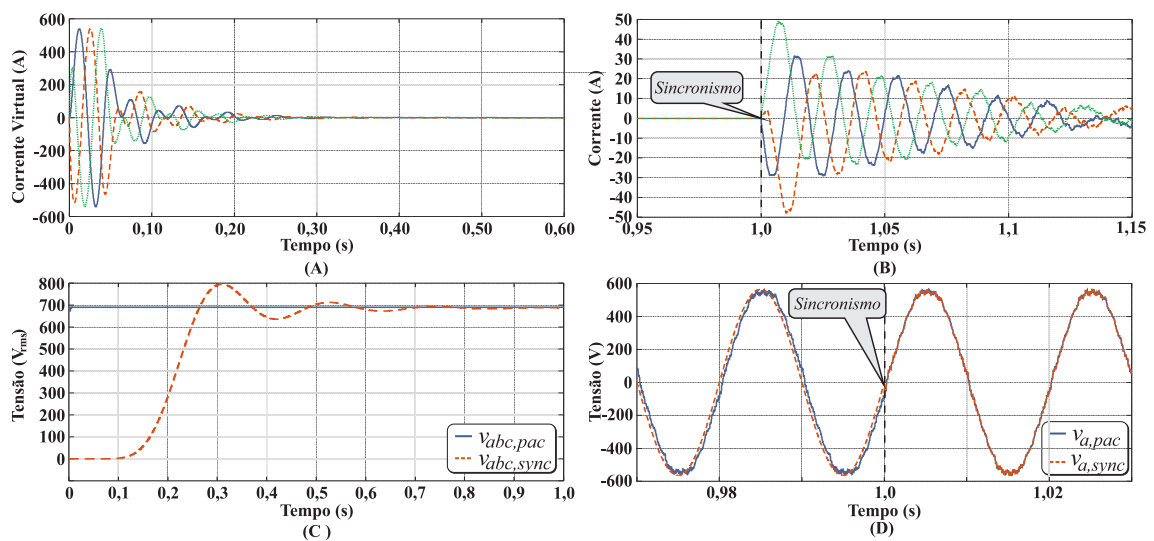


Figura 6.2: Autossincronismo. (A) Corrente virtual ( $i_{abc,v}$ ); (B) Corrente no filtro ( $i_{abc,f}$ ); (C) Tensões RMS no PAC e a montante do disjuntor de sincronismo e (D) Tensões da fase  $a$  no PAC e a montante do disjuntor de sincronismo.

Como apresentado na Figura 5.4 o Synchronverter é capaz de operar no modo sincronizador e, para isso, deve-se garantir  $P_{sync}^* = 0$  e  $Q_{sync}^* = 0$ . No entanto, a corrente que percorre o filtro de linha é nula até que o disjuntor de sincronismo  $D_1$  seja ligado e, portanto, nenhum processo de regulação pode acontecer. A fim de imitar o processo de conexão de um GS convencional à rede, uma impedância virtual por fase é inserida ao controle, obtendo a corrente virtual ( $i_{abc,v}$ ). Com  $S_c$  na posição 1,  $i_{abc,v}$  torna-se a variável de estado do controle.

As condições para haver o sincronismo foram definidas a partir dos critérios:

- $i_{abc,v}$  nula;

- A diferença entre as amplitudes das tensões ( $\Delta V_s = v_{abc,pac} - v_{abc,sync}$ ) tem que ser menor que 5% do valor nominal;
- A diferença entre as frequências ( $\Delta f_s = f_{pac} - f_{sync}$ ) deve ser menor do que 1% do valor nominal;
- As tensões estarem em fase.

Conforme apresentado na Figura 6.2 em  $t = 1$  s todas as condições foram satisfeitas, com isso, fecha  $D_1$ . Imediatamente após o sincronismo  $S_C$  passa para a posição 2, neste momento, é observado um transitório de corrente conforme ilustra a Figura 6.2 (B). É comum, na prática obter transitórios de correntes durante o sincronismo devido à dificuldade de se ter as tensões perfeitamente idênticas e o atraso da ação do disjuntor de sincronismo.

Durante a operação de sincronismo,  $D_2$  permaneceu aberto e o ângulo de *pitch* das pás da turbina igual a  $90^\circ$ . Porém, após o sincronismo do GSC,  $D_2$  é fechado e  $\beta = 0^\circ$ .

### 6.1.2 Cenário A - Potência Ativa Controlada via tensão do barramento CC

Neste cenário,  $P_{sync}^*$  é definida pela ação de controle da tensão do barramento CC, semelhantemente ao controle vetorial  $dq$  convencional. Após o sincronismo, o DFIG opera em regime permanente com velocidade do vento ( $V_w$ ) de 9,6 m/s. Em seguida, foram emuladas diferentes velocidades de vento suportadas pelo DFIG.

Em 4 s ocorre uma elevação brusca em  $V_w$  até aumentar a velocidade mecânica ( $\Omega_m$ ) do DFIG a +30% da velocidade síncrona, fazendo-o atuar no modo de operação sobresíncrono. Em  $t = 9$  s uma nova variação de vento ocorre, levando o DFIG a operar na velocidade síncrona.

Por fim, em  $t = 14$  s  $V_w$  cai até o DFIG operar no modo subssíncrono, atingindo -30% da velocidade síncrona, conforme apresentado na Figura 6.3 (A). Para todos os regimes de velocidades do vento, a otimização da potência ativa entregue pela DFIG à rede foi

garantida devido à ação do MPPT, conforme apresentado na Figura 6.3 (E).

Para o DFIG operando na velocidade sobressíncrona, uma parcela da potência ativa é gerada pelos enrolamentos rotóricos da máquina. Por este motivo, há uma elevação da tensão do barramento CC, mas logo a ação de controle da tensão do barramento CC atua no sentido de restabelecer a tensão no seu valor nominal, Figura 6.3 (B). Desta forma,  $P_{sync}^*$  será elevada para regular o fluxo de potência, conforme Figura 6.3 (C). Para velocidade síncrona, apenas os enrolamentos do estator fornecem energia ativa para a rede. Por fim, quando o DFIG está trabalhando em velocidade subssíncrona, os enrolamentos do rotor consomem uma parte da potência ativa fornecida pelo estator. Por consequência, a tensão do barramento CC é atenuada e, por isso, o Synchronverter atua no modo motor síncrono consumindo potência ativa da rede (Figura 6.3 (C)), restabelecendo o fluxo de potência entre os conversores.

Observa-se, nas Figuras 6.3 (F) e (G) que são semelhantes às Figuras 4.8 (C) e (D). Logo, pode-se concluir que o Synchronverter não interfere no controle do RSC. Os resultados de potência do estator para diferentes velocidades do vento são semelhantes aos encontrados em [Abad et al. 2011], validando o controle proposto.

Na Figura 6.3 (D), observa-se que, em regime permanente após as variações de velocidade do rotor de  $\pm 30\%$  a frequência das correntes do rotor é 15 Hz, Isto demonstra a atuação do controle, cuja o objetivo é alterar a frequência das correntes rotóricas para compensar o escorregamento da máquina e, com isso, garantir a frequência nominal da máquina nas correntes estatóricas. Na velocidade nominal, não há escorregamento, então a frequência das correntes do rotor será nula.

Em seguida, é analisada a suportabilidade de controle do GSC perante subtensões decorrentes de faltas na rede. Neste teste, houve a emulação de uma condição de falta simétrica no ponto de acoplamento comum (PAC), para reproduzir condições reais de queda de tensão na rede com 100 ms de duração.

Com o DFIG operando na sua velocidade síncrona, em  $t = 23$  s a falta foi aplicada

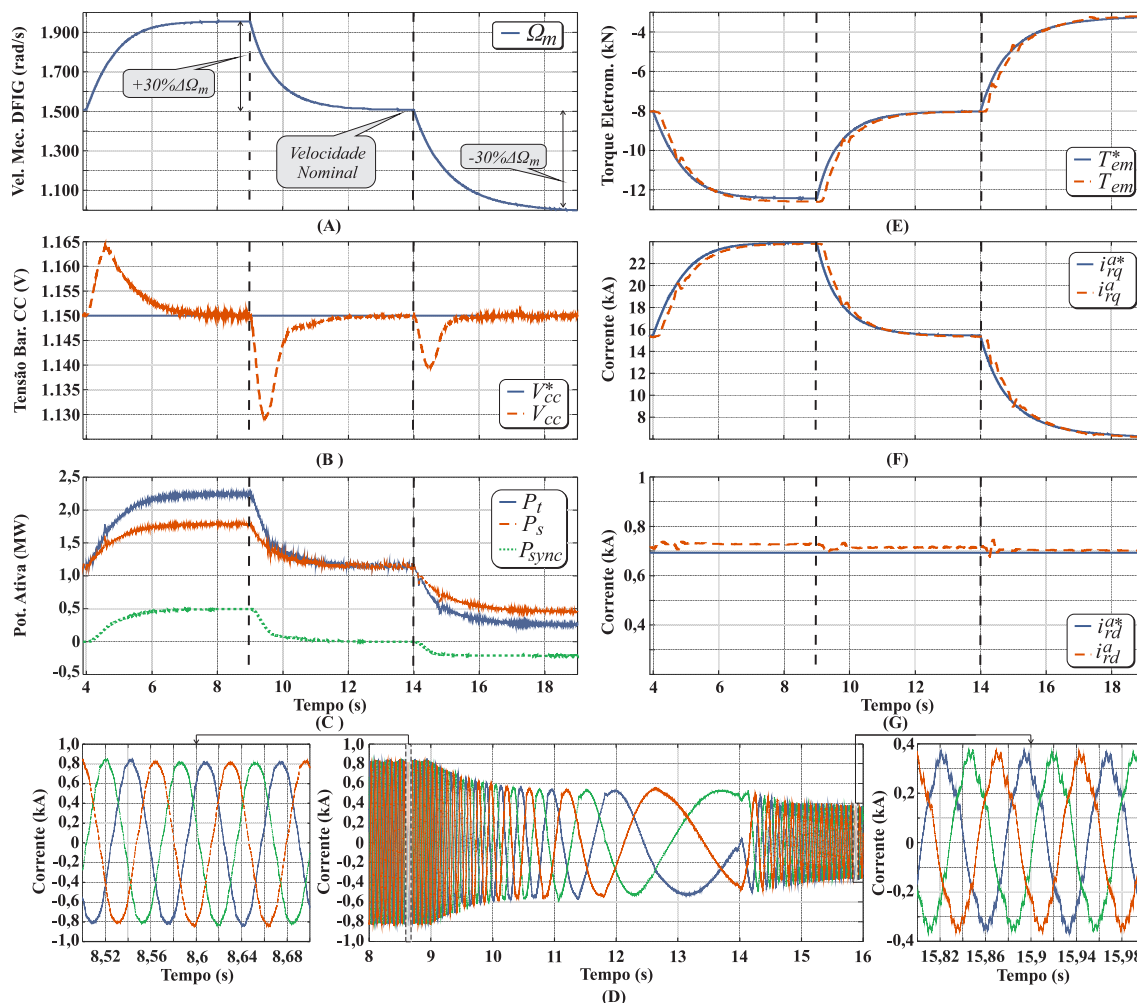


Figura 6.3: Cenário A – Potência ativa do Synchronverter controlada via tensão do barramento CC. (A) Velocidade mecânica da máquina; (B) Tensão do barramento CC; (C) Potência ativa; (D) Correntes rotóricas; (E) Torque eletromagnético; (F) Componente de eixo em quadratura da corrente do rotor e (G) Componente de eixo direto da corrente do rotor

como apresentado na Figura 6.4. Na Figura 6.4 (A) é possível observar as altas correntes do rotor e do filtro LC e a alta variação da tensão do barramento CC durante a falha, sem que houvesse perda de controle conforme Figura 6.4 (C). Isso demonstra a robustez do Synchronverter, o qual é capaz de suportar altos níveis de afundamento de tensão.

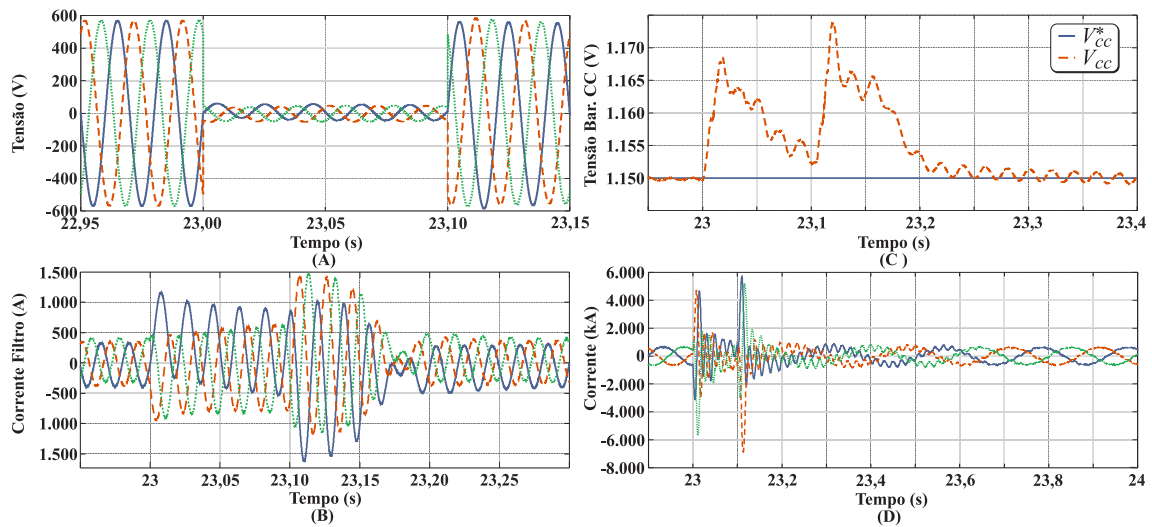


Figura 6.4: Cenário A – Suportabilidade a subtensões. (A) Tensão no PAC; (B) Corrente do filtro de linha; (C) Tensão do barramento CC e (D) Correntes rotóricas.

### 6.1.3 Cenário B - Suporte de Frequência e Regulação da Potência

#### Ativa

Neste teste, em  $t = 4,5$  s a frequência da rede foi reduzida abruptamente para 49 Hz, o que equivale a uma diminuição de 2% do seu valor nominal. Em  $t = 5,5$  s a frequência foi restabelecida a seu valor nominal. Ato contínuo, em  $t = 6,5$  s houve um aumento abrupto para 51 Hz, com uma duração de 1 s. Para este cenário  $V_w = 10,5$  m/s.

O Synchronverter estava sendo controlado conforme descrito no Cenário A, porém, ao detectar automaticamente a variação da frequência da rede, são alteradas as posições das chaves  $S_d$ ,  $S_p$  e  $S_{bat}$ , conectando o banco de baterias em paralelo ao barramento CC. De modo que seja capaz de realizar o suporte de frequência a rede.

O ganho proporcional de frequência ( $D_p$ ) é projetado para uma variação de frequência de  $\pm 1$  Hz corresponder a uma alteração de potência de  $\mp 50$  kW. O controle proporcional é ativado automaticamente junto com o banco de baterias. Então, depois de ser habilitada a malha de controle de frequência em  $t = 4.5$  s, o Synchronverter aumenta a potência ativa de saída em  $\pm 100$  kW, correspondendo a  $\pm 2$  Hz, como mostrado na Figura 6.5.

Assim, para variações bruscas de frequência na rede, o uso do Synchronverter acoplado ao BESS será extremamente importante, devido à sua capacidade de resposta muito rápida que pode aumentar ou diminuir a potência rapidamente para evitar grandes desvios de frequência que podem ameaçar a estabilidade do sistema. Garantindo a sua flexibilidade operacional.

Como se sabe, o VSC possui resposta rápida e o BESS dispõe de uma elevada capacidade de entrega de potência num curto período de tempo. A resposta rápida de frequência (RRF) é um serviço importante por si só, respondendo mais rapidamente do que o GS convencional, de modo que ajuda a enfrentar o desafio de aumentos de frequência mais rápidos. Logo, os VSC controlados via Synchronverter serão mais eficientes que os GS na atuação do suporte de frequência da rede, mas não é um substituto direto da inércia.

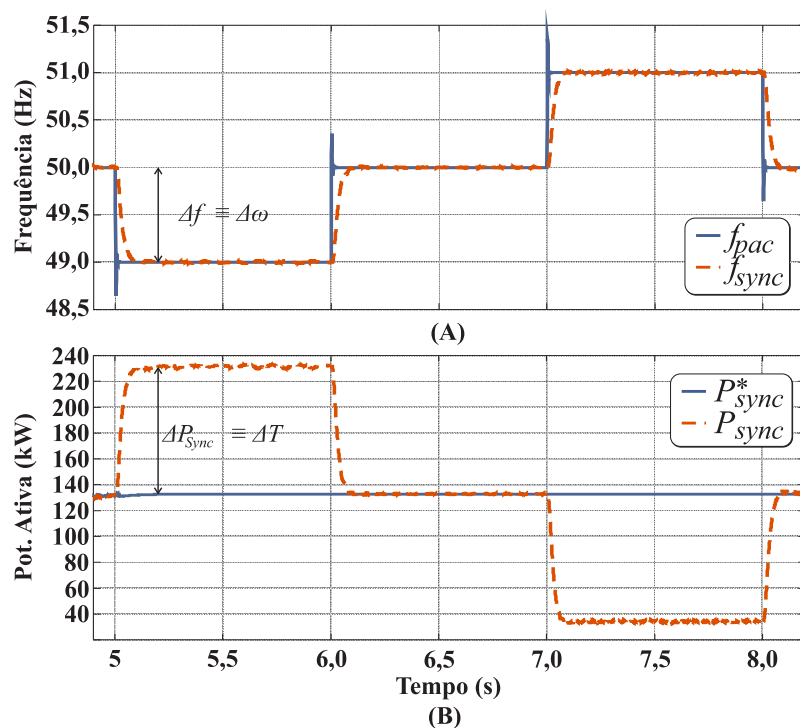


Figura 6.5: Cenário B – Suporte de frequência. (A) Frequência da rede e (B) Potência ativa Synchronverter.

Ato contínuo, a conexão com o banco de bateria foi mantida para garantir o fornecimento/recebimento controlado de potência ativa. Em  $t = 8$  s, então  $P_{sync}^*$  foi definido para

300kW e em  $t = 10$ s para 400kW, conforme ilustrado na Figura 6.6 (A). A constante de tempo de inércia ( $J_v$ ) pode ser reconfigurada para atingir a velocidade desejada de resposta de frequência. Essa mudança de resposta de frequência é possível por meio do algoritmo de controle, visto no Capítulo 5. Portanto, pode ser visto que quanto maior a constante de inércia, mais suaves são as variações de potência, conseqüentemente, menores os RoCoFs e os NADIR de frequência, como apresentado na Figura 6.6 (C)(E)-(G). Como resultado, menores são os esforços para o banco de baterias. Logo, será possível obter inércia sintética para diferentes constantes de tempo, conseqüentemente, as variações de frequência serão atenuadas, mantendo a estabilidade de frequência do sistema.

No entanto, a potência ativa entregue faz descarregar o banco de baterias, conseqüentemente, reduzindo sua tensão e estado de carga (SoC), conforme apresentado na Figura 6.6 (E) e (F). Posteriormente, ao cessar as necessidades do sistema e com a frequência no seu valor nominal, foi necessário recarregar as baterias. Em  $t = 12$ s, o valor de referência de potência ativa foi definido como  $P_{sync}^* = -300$ kW. Assim, foi possível carregar as baterias aumentando tanto a tensão quanto SoC. Portanto, é possível ter controle total sobre o banco de baterias sem a necessidade de usar um conversor CC-CC.

No momento em que o Synchronverter gera potência ativa para a rede, as suas tensões estão adiantadas das tensões da rede, conforme definido em (5.23). No caso contrário, as tensões estão atrasadas conforme apresentado nas Figuras 6.6 (D) e (H), sendo possível observar a semelhança entre o comportamento do Synchronverter e do GS.

#### 6.1.4 Cenário C - Suporte de Tensão e Regulação da Potência Reativa

O principal objetivo deste cenário é avaliar a capacidade do Synchronverter de realizar o suporte de tensão à rede. A tensão da rede inicialmente é de 690V, em seguida, são provocadas variações de tensão na rede. No intervalo de  $t = 6$ s a  $t = 7$ s, há uma variação de tensão para 710V, e de  $t = 8$ s a  $t = 9$ s a 660V, de acordo com a Figura 6.7. Neste caso, não há variação na frequência da rede.

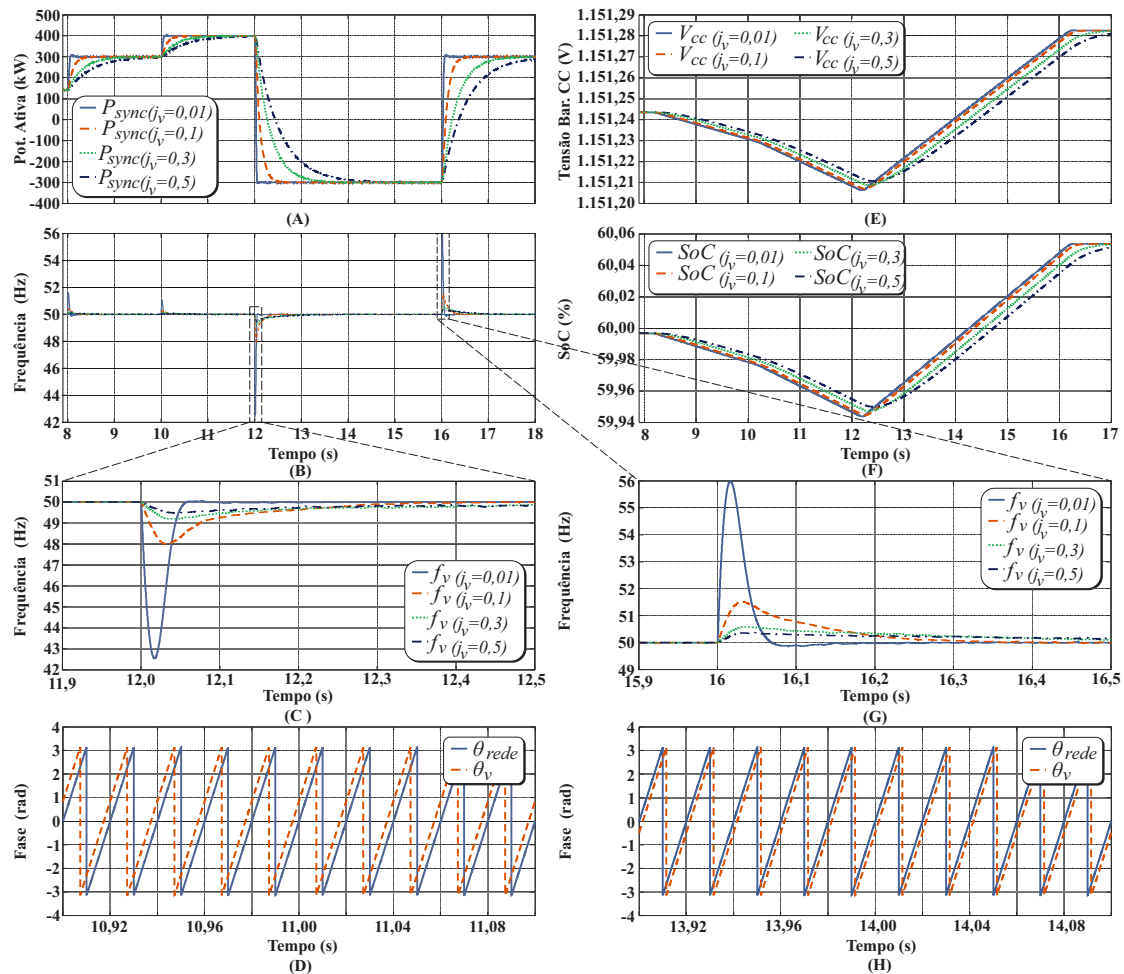


Figura 6.6: Cenário B – Carga/descarga do banco de baterias para diferentes constantes de tempo de inércia. (A) Potência ativa Synchronverter; (B) Frequência; (C) Frequências para diferentes constantes de inércia; (D) Fase das tensões rede e Synchronverter; (E) Tensão no barramento CC; (F) Estado de carga do banco de baterias; (G) Frequências para diferentes constantes de inércia e (H) Fase das tensões rede e Synchronverter.

Inicialmente, a malha interna de regulação da tensão está habilitada, e o valor de referência de potência reativa foi definido como  $Q_{sync}^* = -100\text{kvar}$  (consumindo potência reativa da rede). Com o aumento de tensão em  $t = 6\text{s}$  a potência reativa aumenta o consumo em  $-100\text{kvar}$  (esta relação é definida pelo parâmetro de controle  $D_q$ ) pelo Synchronverter automaticamente, atuando na manutenção da estabilidade de tensão da rede.

Em  $t = 7\text{s}$ , a tensão é restaurada, e a malha interna de tensão foi desabilitada, então,

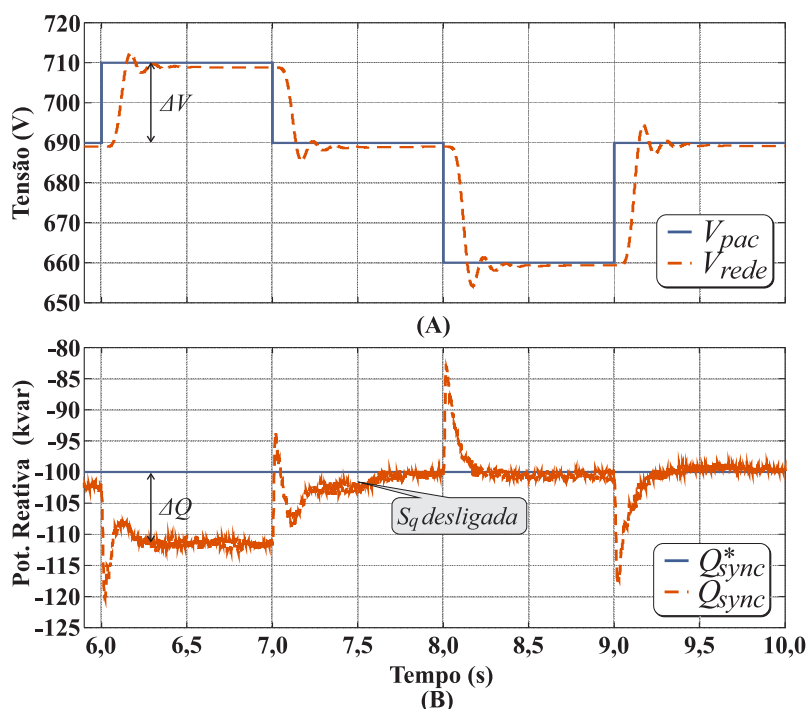


Figura 6.7: Cenário C – Suporte de tensão e regulação da potência reativa. (A) Tensão RMS e (B) Potência reativa.

$S_q$  foi desabilitado em  $t = 7,5$  s. A partir de então, as variações de tensão na rede não afetam a potência reativa fornecida pelo Synchronverter. Para este cenário específico, não há necessidade de usar o banco de baterias, pois a potência reativa não afeta a tensão do barramento CC. Logo, o Synchronverter pode atuar semelhantemente a um compensador síncrono.

## 6.2 Segunda Avaliação – DFIG/ Synchronverter Conectado a uma Microrrede

Nesta seção, é analisado o comportamento do DFIG com o GSC controlado via Synchronverter conectado a uma microrrede. Foi simulada uma microrrede, integrada por 8 barras de carga (PQ), 13 subestações – entre elas abaixadoras e seccionadoras – e uma hidrelétrica, todas interligadas por linhas de distribuição trifásicas.



Tabela 6.2: Parâmetros das linhas de transmissão e transformadores de potência.

De	Para	R(%)	Z(%)
SE-1	SE-2	0,032	0,077
SE-1	SE-4	35,62	52,46
SE-1	SE-8	10,62	26,05
SE-1	SE-10	13,8	60,56
SE-4	SE-10	17	25,04
SE-4	SE-7	5,51	13,37
SE-9	SE-8	4,63	11,24
SE-10	SE-13	10,28	26,94
SE-4	SE-9	5,63	13,66
SE-1	SE-3	2,31	3,41
SE-2			75,7
SE-5			128
SE-11			126
SE-12			75,9
SE-3			144,4
SE-13			126,8

Tabela 6.3: Parâmetros das cargas

Carga	P (MW)	Q (Mvar)
Carga A	8,33	2,79
Carga B	1,78	0,95
Carga C	1,83	0,19
Carga D	1,13	0,31
Carga E	9,00	1,10
Carga F	7,92	2,34
Carga G	2,35	1,51
Carga H	1,72	1,02

Tabela 6.4: Parâmetros da usina hidrelétrica.

<b>Gerador Síncrono</b>			
$S_n$	35 MVA	$X_d''$	0,235 p.u.
$V_n$	13,8 kV	$X_q'$	0,620 p.u.
$R_s$	0,004 p.u.	$X_q''$	0,264 p.u.
$X_d$	1,0 p.u.	$T_{d0}'$	7,1s
$X_q$	0,620 p.u.	$T_{d0}''$	0,035s
$X_d'$	0,260 p.u.	$T_{q0}''$	0,19s
<b>Turbina Hidráulica</b>			
$T_w$	0,2 s	$H_d$	4,43s
<b>Regulador de Velocidade</b>			
$R$	0,05	$k_i$	8,75
$k_g$	1	$T_g$	0,08s
<b>Regulador de Tensão</b>			
$K_r$	1,0	$T_r$	0,05s
$K_a$	50	$T_a$	0,05
$K_f$	0,03	$T_f$	1,0s
$K_e$	0	$T_e$	0,65s

Em seguida, é realizado o sincronismo da hidrelétrica à microrrede (fechando D2) e, imediatamente após D1 é aberto e a microrrede opera no modo ilhado. Por fim, é realizado o sincronismo do DFIG à microrrede ilhada mediante o fechamento de D3. Após o sincronismo o DFIG opera no modo controle convencional, cuja potência ativa é definida pelo controle da tensão do barramento CC.

Serão apresentados os resultados obtidos em simulação com o objetivo de realizar uma análise do comportamento do DFIG/Synchronverter integrado à microrrede ilhada perante vários distúrbios. Os distúrbios de frequência e tensão causados são:

- Variação brusca na velocidade do vento;
- Variação brusca de carga;
- Falta simétrica.

### 6.2.1 Cenário A - Variação da Velocidade do Vento

Neste cenário, é analisado o impacto operacional na microrrede causado pela variação do vento no aerogerador, com o intuito de mostrar o efeito da ação intermitente da fonte renovável.

Estando na sua velocidade síncrona, em  $t = 13$  s, há uma variação brusca na velocidade do vento, diminuindo a sua velocidade em 30% da sua velocidade nominal conforme apresentado na Figura 6.9 (A). Consequentemente, a potência gerada pelo DFIG é reduzida, como visto na Figura 6.9 (B).

Para a microrrede contendo várias unidades geradoras, há sempre a preocupação em manter o equilíbrio entre as potências ativas geradas e a sua carga. Observa-se que quando o parque eólico reduz a produção de potência ativa em virtude da diminuição da velocidade do vento, a hidrelétrica aumenta a sua geração conforme a Figura 6.9 (C). Isso está relacionado ao desequilíbrio entre a geração e a demanda da microrrede, e quando a demanda da microrrede é maior que a energia gerada a sua frequência tende a diminuir (Figura 6.9 (D)). Logo, o regulador de velocidade da hidrelétrica eleva a entrega de potência ativa à microrrede. O Synchronverter não contribuiu para o suporte de frequência devido às variações de frequência na rede estarem dentro dos limites da sua banda morta, definidos no critério de rede.

Neste cenário é notória a dificuldade em manter o equilíbrio entre a geração e a carga, pois o DFIG tem um despacho intermitente, dificultando o despacho da energia gerada pela hidrelétrica, embora ela seja de uma geração firme. Logo, para mitigar os problemas neste cenário, a hidrelétrica precisa de grandes reservatórios ou interligar as unidades geradoras de partida rápida, como exemplo, plantas térmicas com ciclo termodinâmico de Otto ou Diesel. Uma outra maneira de mitigar este distúrbio é utilizando o Synchronverter no modo potência ativa controlada – conforme visto na Seção 6.1.3. Portanto, para diferentes rampas de vento, a potência ativa entregue pelo GSC será constante. Contudo, essa ação é limitada pela energia armazenada no BESS.

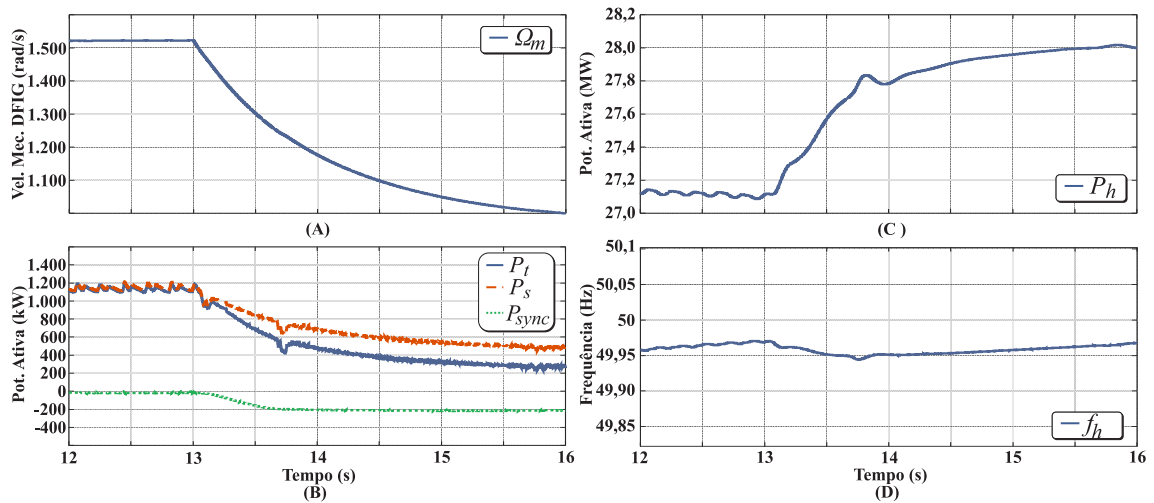


Figura 6.9: Redução da velocidade do vento. (A) Velocidade mecânica do DFIG; (B) Potência ativa do DFIG; (C) Potência ativa da hidrelétrica e (D) Frequência da microrrede.

Logo, pode-se observar a dificuldade para o corpo técnico responsável em manter a estabilidade do sistema com a alta integração de parques eólicos na microrrede.

Observa-se na Figura 6.10 (A) que quando há um aumento abrupto da velocidade do vento, o DFIG aumentará a velocidade do rotor e, conseqüentemente, a produção de potência ativa (Figura 6.10 (B)). Conseqüentemente, há uma elevação da frequência da microrrede conforme Figura 6.10 (D), e que, por ação do governador da hidrelétrica, a potência ativa da hidrelétrica diminuirá conforme visto na Figura 6.10 (C) (para que possa haver o equilíbrio entre geração e carga).

## 6.2.2 Cenário B - Variação Brusca de Carga

Neste cenário, observa-se a capacidade do Synchronverter em realizar o suporte de frequência no momento em que a Carga E é conectada à microrrede em  $t = 13$  s.

No momento da conexão da carga, a potência ativa da hidrelétrica é elevada e, conseqüentemente, devido à inércia da máquina e ao atraso na atuação do controlador de velocidade da turbina – que regula o torque mecânico entregue pela turbina –, a máquina tende a desacelerar, reduzindo a frequência da microrrede conforme apresentado na Fi-

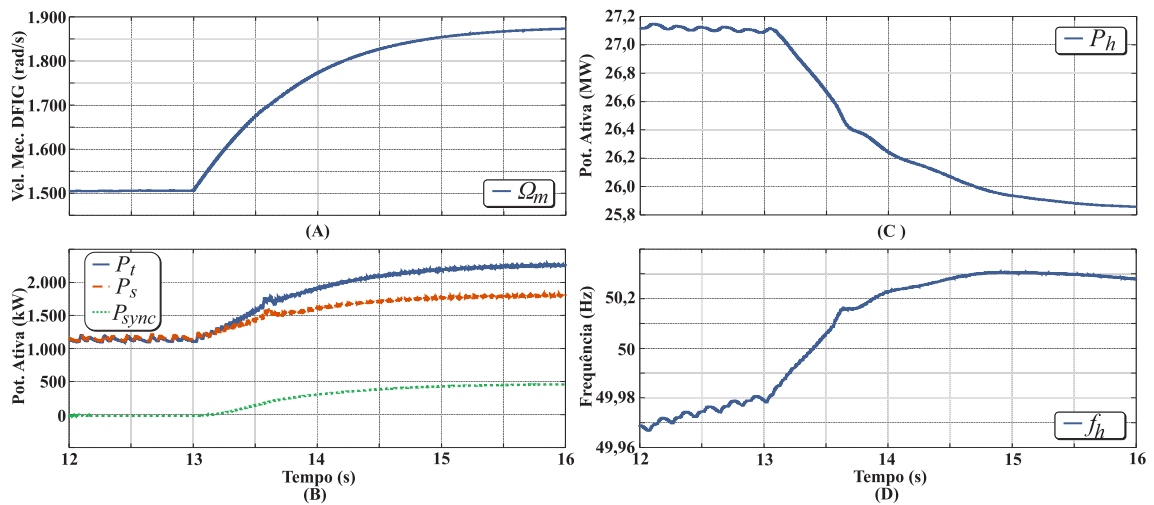


Figura 6.10: Elevação da velocidade do vento. (A) Velocidade mecânica do DFIG; (B) Potência ativa do DFIG; (C) Potência ativa da hidrelétrica e (D) Frequência da microrrede.

gura 6.11 (B). Ato contínuo, o governador envia o sinal de abertura do distribuidor para aumentar a potência ativa na hidrelétrica, conseqüentemente, eleva a velocidade do gerador síncrono (Figura 6.11 (B)).

Como é de se esperar de um sistema estável, quando houver uma variação líquida da carga, as unidades geradoras, após o transitório causado pelo distúrbio, encontrarão um novo ponto de equilíbrio de operação, diferente do ponto inicial.

Para este cenário, a frequência da microrrede atingiu níveis que excedem os limites definidos pelo código de rede. Com isso, automaticamente o Synchronverter percebe essa variação de frequência, e realiza o suporte de frequência à microrrede – conforme apresentado nas Figura 6.11 (C) e (D). A parcela de potência ativa para realizar o suporte de frequência à rede está relacionada com o  $D_p$  e é um parâmetro de projeto limitado pela potência nominal do GSC e do BESS.

Em  $t = 20$  s, após restabelecer a frequência da microrrede o controle muda de modo de operação para o carregamento do BESS; para isto, altera-se o valor da potência ativa de referência para  $P_{sync}^* = -400$  kW com constante de tempo de inércia  $J_v = 0,3$ , visto na Figura 6.11 (C).

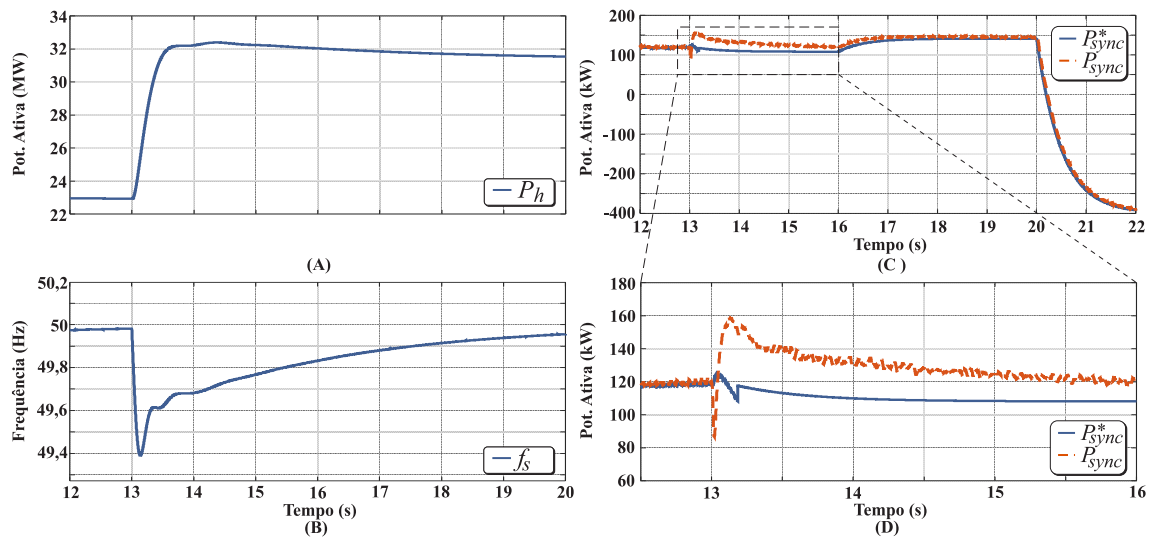


Figura 6.11: Suporte de frequência. (A) Potência ativa da hidrelétrica; (B) Frequência da microrrede; (C) e (D) Potência ativa do Synchronverter.

### 6.2.3 Cenário C - Falta Simétrica

Outro cenário de simulação é o curto-circuito trifásico simétrico. Para a obtenção destes resultados, foi provocado um curto-circuito na linha de transmissão entre as subestações SE-8 e SE-9 conforme Figura 6.8. Esta perturbação ocorre em  $t = 14$ s de simulação e tem duração de 100ms. Admite-se que durante o curto-circuito a proteção do sistema não atuou, logo, não houve mudança na configuração do sistema.

Como pode-se observar nas Figuras 6.12 (A) e (D), os valores das tensões decrescem bruscamente no momento do distúrbio. Os valores das tensões tendem a se restabelecer nos níveis anteriores ao distúrbio, e isto é uma consequência do fato de não ter havido mudança na configuração do sistema após a falta e devido ao suporte de tensão da hidrelétrica (AVR) e do DFIG (malha interna de tensão do Synchronverter). Na Figura 6.12 (E) mostra-se que o Synchronverter injeta potência reativa buscando restabelecer a tensão no PAC.

Nota-se, na Figura 6.12 (B), que, antes de acontecer a falta, o gerador síncrono está trabalhando em equilíbrio na sua frequência nominal conforme Figura 6.12 (C). Ou seja,

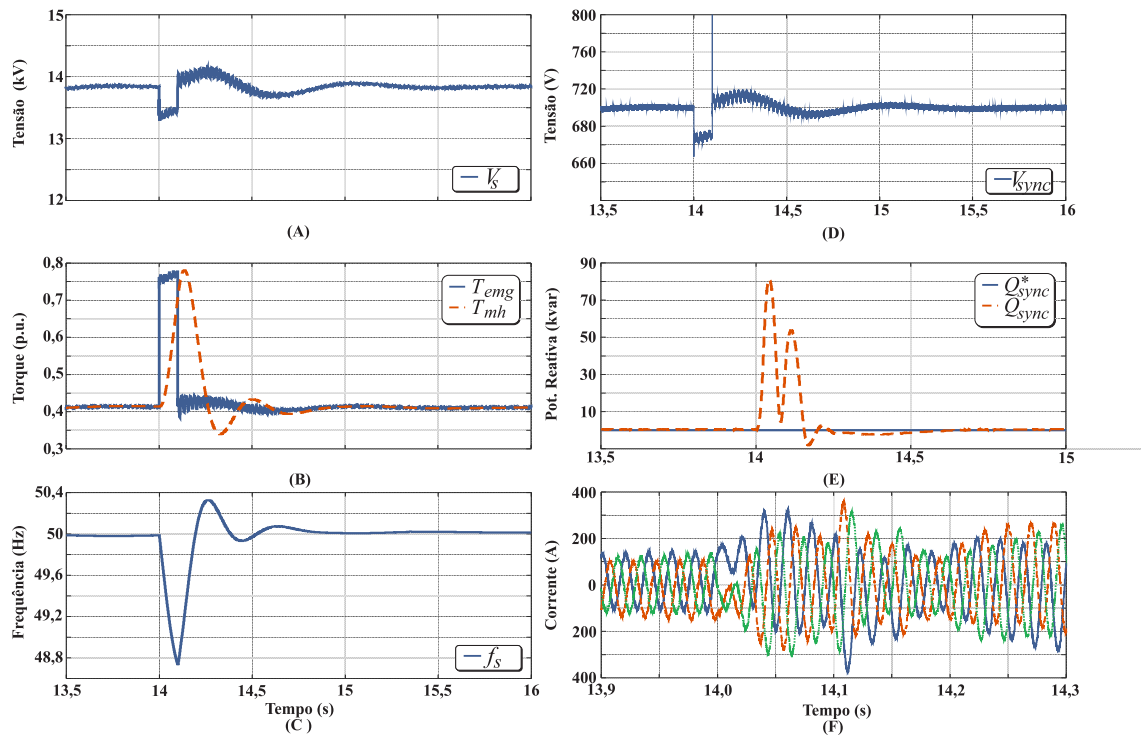


Figura 6.12: Falta simétrica. (A) Tensão da hidrelétrica; (B) Torques mecânico e eletromagnético; (C) Frequência da microrrede; (D) Tensão do PAC; (E) Potência reativa do Synchronverter e (F) Corrente no filtro de linha.

o torque eletromagnético requerido pela carga é exatamente igual ao torque mecânico disponível pela turbina hidráulica. Nessa condição, o torque líquido é nulo, logo, não ocorrerá nenhuma aceleração ou desaceleração das massas girantes. Durante o curto-circuito, o torque eletromagnético é elevado (devido à elevação das correntes), conseqüentemente, devido à inércia da máquina e ao atraso na atuação do controlador de velocidade da turbina – que regula o torque mecânico entregue pela turbina –, a máquina tende a desacelerar operando abaixo da sua velocidade nominal. Em seguida, o controlador de velocidade ajusta o aumento do distribuidor, e, com isso, é aumentado o torque mecânico entregue à turbina, e, conseqüentemente, é elevada a velocidade do gerador síncrono. Outra forma do entendimento deste fenômeno é por meio de (3.65).

Altas integrações de parques eólicos à rede geram uma preocupação adicional, pois tendem a elevar a oscilação durante o transitório, em razão da diminuição da inércia da

microrrede. O Synchronverter não atuou no suporte de frequência neste cenário devido à velocidade do transitório, logo, não foi habilitada a sua malha interna de frequência.

### **6.3 Resumo do Capítulo**

Neste capítulo, foram apresentados os resultados das simulações utilizando a plataforma desenvolvida no MatLab/Simulink. O capítulo foi dividido em dois ambientes de simulação; no primeiro, buscou-se uma análise mais minuciosa acerca do comportamento do DFIG com o conversor do lado da rede utilizando a técnica de controle Synchronverter; no segundo ambiente simulado, buscou-se analisar o comportamento do DFIG conectado a uma microrrede ilhada. Também foi demonstrado como é realizada a autossincronização do Synchronverter sem a necessidade de um PLL, em seguida, foi observada a semelhança do Synchronverter com o gerador síncrono convencional. Além disso, foi constatado que não houve interferência no controle do VSC do lado rotor. E, por fim, verificou-se a capacidade de o DFIG realizar suporte de frequência e tensão à rede.

Essas análises serão de grande relevância na mitigação dos impactos causados na integração dos aerogeradores DFIG ao sistema, proporcionando maior autonomia na operação dos DFIGs; sendo assim, são de primordial importância ao conceito de microrrede.

---

# Capítulo 7

## Conclusão

---

Neste capítulo, são apresentadas as conclusões deste trabalho e, posteriormente algumas sugestões para desenvolvimentos de trabalhos futuros.

### 7.1 Conclusões

Neste trabalho, procurou-se analisar o comportamento dinâmico do aerogerador de indução duplamente alimentado com o seu conversor do lado da rede controlado utilizando o conceito de máquina síncrona virtual do tipo Synchronverter, no âmbito dos estudos que tratam da estabilidade transitória de sistemas de potência. O objetivo principal desta tese foi o de avaliar a capacidade deste tipo de aerogerador eólico em contribuir para serviço ancilar da rede elétrica incluindo a sua capacidade de suportabilidade das subtensões decorrentes de falhas na rede e capacidade de fornecer inércia sintética.

Desta forma, foi desenvolvida uma plataforma de simulação no MATLAB/Simulink de uma microrrede contendo sistemas de conversão de energia eólica de velocidade variável baseados no DFIG, cargas e uma hidrelétrica. A plataforma tornou possível estudar estabilidade dinâmica destes geradores conectados à microrrede. A plataforma de simulação desenvolvida possibilitou, além dos tradicionais estudos de variações de vento e faltas simétricas na rede, analisar a capacidade do DFIG realizar suporte de frequência e de tensão à rede. No qual, foi proposta uma estratégia de controle para o conversor do lado da

rede do DFIG utilizando o Synchronverter. A flexibilidade operacional do DFIG necessária para realizar o suporte de frequência à rede foi garantida por meio de um acoplamento de um banco baterias ao seu barramento CC.

A partir dos resultados obtidos, observa-se que, a estratégia de controle proposta melhora o comportamento dinâmico do DFIG e possibilita maior integração à rede. Os resultados simulados no Capítulo 6 mostram que o Synchronverter pode atuar semelhantemente ao controle convencional ( $dq$ ), com a potência ativa entregue à rede controlada pela tensão do barramento CC. Além disso, a possibilidade de controlar as potências ativa e reativa do DFIG para diversas condições de operação da rede, como também, a capacidade de realizar suporte de frequência e tensão à rede diante distúrbios de frequência e de tensão na rede. Concernente a isso, a capacidade de emular inércia sintética, para diferentes constantes de inércia. Por fim, os resultados simulados apresentados neste capítulo, sugerem que, com o emprego dessa estratégia, é possível acoplar um banco de baterias no barramento CC – para garantir a flexibilidade operacional do DFIG – sem a necessidade de utilizar um conversor CC-CC para controle da carga-descarga do banco de baterias, propiciando redução da complexidade e do custo do sistema.

Com base nos estudos apresentados e discutidos ao longo deste trabalho, chegamos às seguintes conclusões:

A capacidade dos aerogeradores DFIG atuarem no serviço ancilar da rede, com isso, atenuando os esforços da geração convencional na manutenção da estabilidade da rede.

Uma das vantagens que a estratégia de controle proposta neste trabalho apresenta consiste em que os parques eólicos com DFIG poderão contribuir para a inércia do sistema. Além disso, os aerogeradores DFIG terão uma maior flexibilidade operacional; com isso, eles serão capazes de elevar a geração no horário de pico (descarga do BESS), e no horário de menor demanda o DFIG consome uma parcela da sua energia gerada para recarregar o BESS.

Com respeito à suportabilidade a subtensões, a estratégia de controle proposta garante

que aerogeradores baseados em DFIG controlado via Synchronverter, podem continuar conectadas à rede, durante um afundamento severo de tensão. Isso é assegurado, dado que o controle proposto entrega potência reativa, que permite ao DFIG atender aos códigos de rede atuais.

Por fim, através da utilização da estratégia de controle proposta nesta tese, turbinas eólicas equipadas com DFIG podem contribuir efetivamente para a estabilidade transitória de rede.

## 7.2 Perspectivas de Trabalhos Futuros

A presente tese abre diversas perspectivas de investigação e desenvolvimento tanto de assuntos afetos ao que nela foram abordados como de temas com ela relacionados. Dentre as várias perspectivas de desenvolvimento, podem-se destacar:

- Verificar a capacidade de operação de uma microrrede ilhada contendo apenas DFIGs controlados via Synchronverter;
- Verificar a capacidade do DFIG utilizando Synchronverter de iniciar o *black start* após o *blackout* na rede;
- Verificar a capacidade do DFIG com Synchronverter ser a referência de tensão para os demais DFIG utilizando a técnica de controle *grid-following* em uma microrrede ilhada;
- Analisar a capacidade de o DFIG com Synchronverter operar em microrrede isolada;
- Avaliar a capacidade de acoplamento de uma unidade fotovoltaica no barramento CC do DFIG com Synchronverter.

---

# Referências Bibliográficas

---

Abad, G., J. López, M. Rodríguez, L. Marroyo & G. Iwanski (2011), *Dynamic Modeling of the Doubly Fed Induction Machine*, IEEE.

Ackermann, T. (2005), *Wind Power in Power Systems*, WileySons.

AEMO (2017), Black system south australia 28 september 2016, Relatório técnico, Australian Energy Market Operator.

Alipoor, Jaber, Yushi Miura & Toshifumi Ise (2015), ‘Power system stabilization using virtual synchronous generator with alternating moment of inertia’, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* **3**(2), 451–458.

Anderson, P. M. (2003), *Power System Control and Stability*, WileySons.

ANEEL (2005), Atlas de energia elétrica do brasil, Relatório técnico, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília.

ANEEL (2018), Leilão nº 03/2018, Relatório técnico, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília.

Aouini, Raouia, Bogdan Marinescu, Khadija Ben Kilani & Mohamed Elleuch (2017), ‘Stability improvement of the interconnection of weak ac zones by synchronverter-based hvdc link’, *Electric Power Systems Research* **142**, 112–124.

Barbi, Ivo (1985), *Teoria Fundamental do Motor de Indução*, UFSC.

- Baronti, F., W. Zamboni, N. Femia, R. Roncella & R. Saletti (2013), Experimental analysis of open-circuit voltage hysteresis in lithium-iron-phosphate batteries, *em* 'IEEE Industrial Electronics Society', pp. 6728–6733.
- Barros, L.S. & C.M.V. Barros (2017), 'An internal model control for enhanced grid-connection of direct-driven pmsg-based wind generators', *Electric Power Systems Research* **151**, 440–450.
- Beainy, A., C. Maatouk, N. Moubayed & F. Kaddah (2016), 'Comparison of different types of generator for wind energy conversion system topologies', *International Conference on Renewable Energies for Developing Countries (REDEC)* pp. 1–6.
- Bevrani, H., T. Isei & Y. Miura (2014), 'Virtual synchronous generators a survey and new perspectives', *Electrical Power and Energy Systems* .
- Boldea, Ion (2006), *Synchronous Generators*, CRC Press.
- Buckel, W. & R. Kleiner (2004), *Superconductivity Fundamentals and Applications*, WileySons.
- Burton, T., D. Sharpe, N. Jemkin & E. Bossanyi (2001), *Wind Energy*, WileySons.
- Cai, W., H. Ren, Y. Jiao, M. Cai & X. Cheng (2011), 'Analysis and simulation for grid-connected photovoltaic system based on matlab', *International Conference on Electrical and Control Engineering* pp. 63–66.
- Cheema, Khalid Mehmood (2020), 'A comprehensive review of virtual synchronous generator', *Electrical Power and Energy Systems* **8**.
- Chen, Y., R. Hesse, D. Turschner & H. Beck (2011a), 'Improving the grid power quality using virtual synchronous machines', *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives* pp. 1–6.

- Chen, Yong, R. Hesse, D. Turschner & H. Beck (2011b), 'Dynamic properties of the virtual synchronous machine (visma)', *Renewable energy and power quality journal* pp. 755–759.
- Chena, Y, R Hesse & H Beck (2012), 'Comparison of methods for implementing virtual synchronous machine on inverters', *International Conference on Renewable Energies and Power Quality* **1**(10).
- CRESESB/CEPEL (2001), Atlas do potencial eólico brasileiro, Relatório técnico, Centro de Referência para energia Solar e Eólica Sérgio Brito/Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, Brasília.
- Datta, U., A. Kalam & J. Shi (2018), 'Power system transient stability with aggregated and dispersed penetration of hybrid distributed generation', *Chinese Control And Decision Conference (CCDC)* pp. 4217–4222.
- Dreidy, Mohammad, H Mokhlis & Saad Mekhilef (2017), 'Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources a review', *Renewable and Sustainable Energy Reviews* pp. 1–1.
- Eftekharnejad, S., V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel & J. Loehr (2013), 'Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems', *IEEE Transactions on Power Systems* **28**(2), 893–901.
- EPE (2020), Plano decenal de expansão de energia 2030, Relatório técnico, Empresa de Pesquisa Energética, Brasília.
- Eremia, M. & S. Mohammad (2013), *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability and Control*, WileySons.

- ESO (2019), Interim report into the low frequency demand disconnection (lfdd) following generator trips and frequency excursion on 9 august 2019, Relatório técnico, National Grid ESO.
- Expósito, A. G., A. Conejo & C. Canizares (2009), *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*, CRC Press.
- Fernandes, D. A., F. F. Costa & E. C. Santos (2013), ‘Digital-scalar pwm approaches applied to four-leg voltage-source inverters’, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **60**(5), 2022–2030.
- Fernández Guillamón, A., E. Gómez Lázaro, E. Muljadi & A. Molina García (2019), ‘Power systems with high renewable energy sources: a review of inertia and frequency control strategies over time’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews - Elsevier*.
- Fitzgerald, A. E. (2008), *Máquinas Eléctricas: Introdução à Eletrônica de Potência*, Bokman.
- Freris, Leon & David Infield (2008), *Renewable Energy in Power System*, WileySons.
- Gomez, Luis A. G., Luis F. N. Lourenço, Ahda P. Grilo, M. B. C. Salles, Lasantha Mee-gahapola & A. J. Sguarezi Filho (2020), ‘Primary frequency response of microgrid using doubly fed induction generator with finite control set model predictive control plus droop control and storage system’, *IEEE Access* **8**, 189298–189312.
- Hadjidemetriou, L., E. Kyriakides & F. Blaabjerg (2012), ‘A new hybrid pll for interconnecting renewable energy systems to the grid’, *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)* pp. 2075–2082.
- Hatziargyriou, N. (2014), *Microgrids Architectures and Control*, WileySons.

- Holttinen, Hannele & Juha Kiviluoma (2020), ‘System impact studies for near 100% renewable energy systems dominated by inverter based variable generation’, *IEEE Transactions on Power Systems* pp. 1–1.
- IEA (2020), World energy outlook 2020, Relatório técnico, International Energy Agency, Paris.
- IEC (2014), Microgrids for disaster preparedness and recovery with electricity plans and systems, Relatório técnico, International Electrotechnical Commission, Switzerland.
- IEEE (2008), Ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems, Relatório técnico, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York.
- IEEE (2020), Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies, Relatório técnico, IEEE Power and Energy Society.
- Jenkins, N., J. B. Ekanayake & G. Strbac (2010), *Distributed Generation*, The Institution of Engineering and Technology.
- Kalsi, S. S., K. Weeber, H. Takesue, C. Lewis, H. . Neumueller & R. D. Blaugher (2004), ‘Development status of rotating machines employing superconducting field windings’, *Proceedings of the IEEE* **92**(10), 1688–1704.
- Kawamura, M. & J. A. Jones (2017), ‘Superconducting super motor and generator’, *Transactions on Applied Superconductivity* **27**(4), 1–5.
- Kenyon, Rick Wallace, Anderson Hoke, Jin Tan & Bri-Mathias Hodge (2020), Grid-following inverters and synchronous condensers: A grid-forming pair?, *em ‘2020 Clemson University Power Systems Conference (PSC)’*, pp. 1–7.
- Kersting, William H. (2002), *Distribution System Modeling and Analysis*, CRC Press.

- Khalil, M. E. (2015), 'High temperature superconducting generator design for offshore wind turbine application', *International Conference on Electrical Engineering and Information Communication Technology (ICEEICT)* pp. 1–6.
- Kroposki, Benjamin & Brian Johnson (2017), 'Achieving a 100% renewable grid: Operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy', *IEEE Power and Energy Magazine* **15**(2), 61–73.
- Kundur, P. (1994), *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill.
- Lammert, G., T. Heß, M. Schmidt, P. Schegner & M. Braun (2014), 'Dynamic grid support in low voltage grids — fault ride-through and reactive power/voltage support during grid disturbances', *Power Systems Computation Conference* pp. 1–7.
- Lede, A. M. R., M. G. Molina, M. Martinez & P. E. Mercado (2017), 'Microgrid architectures for distributed generation: A brief review', *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)* pp. 1–6.
- Liu, Dongqi, Qingchang Zhong, Yaonan Wang & Guorong Liu (2018), 'Modeling and control of a v2g charging station based on synchronverter technology', *CSEE Journal of Power and Energy Systems* **4**(3), 326–338.
- Liu, J., Y. Miura & T. Ise (2014), 'Dynamic characteristics and stability comparisons between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators', *International Power Electronics Conference* pp. 1536–1543.
- Liu, S., G. Li & M. Zhou (2016), 'Power system transient stability analysis with integration of dfigs based on center of inertia', *CSEE Journal of Power and Energy Systems* **2**(2), 20–29.
- Machowski, J. (2008), *Power System Dynamics: Stability and Control*, 2<sup>a</sup> edição, Wiley-Sons.

- Majumder, R. (2013), ‘Some aspects of stability in microgrids’, *IEEE Transactions on Power Systems* **28**(3), 3243–3252.
- Mathewson, Scott (2014), Experimental Measurements of LiFePO<sub>4</sub> Battery Thermal Characteristics, Tese de doutorado, University of Waterloo.
- Meegahapola, L. & D. Flynn (2010), ‘Impact on transient and frequency stability for a power system at very high wind penetration’, *IEEE PES General Meeting* pp. 1–8.
- Mégel, O., J. L. Mathieu & G. Andersson (2013), Maximizing the potential of energy storage to provide fast frequency control, *em* ‘IEEE PES ISGT Europe 2013’, pp. 1–5.
- Ming, W. & Q. Zhong (2014), ‘Synchronverter-based transformerless pv inverters’, *IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society* pp. 4396–4401.
- Nguyen, Ha Thi, Guangya Yang, Arne Hejde Nielsen & Peter Jensen (2017), Frequency stability enhancement for low inertia systems using synthetic inertia of wind power, *em* ‘2017 IEEE Power Energy Society General Meeting’, pp. 1–5.
- Nguyen, Phi-Long, Qing-Chang Zhong, Frede Blaabjerg & Josep M. Guerrero (2012), Synchronverter-based operation of statcom to mimic synchronous condensers, *em* ‘2012 7th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)’, pp. 942–947.
- NREL (2020), Inertia and the power grid: a guide without the spin, Relatório técnico, National Renewable Energy Laboratory.
- Ochoa, Danny & Sergio Martinez (2017), ‘Fast-frequency response provided by dfig-wind turbines and its impact on the grid’, *IEEE Transactions on Power Systems* **32**(5), 4002–4011.

- ONS (2016), Acesso às instalações de transmissão, Relatório técnico, Operador Nacional do Sistema Elétrico, Brasília.
- ONS (2019), Boletim mensal de geração eólica, Relatório técnico, Operador Nacional do Sistema Elétrico, Brasília.
- ONS (2021), 'Evolução da capacidade instalada do sin - dez2021 - dez2025'.  
**URL:** <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>
- ONU (2015), Conference of the parties, Relatório técnico, United Nations of America, Paris.
- Padiyar, K. (2008), *Power System Dynamics: Stability and Control*, 2ª edição, WileySons.
- Pingping, H., D. Ming & L. Binbin (2010), 'Study on transient stability of grid-connected large scale wind power system', *International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems* pp. 621–625.
- Quang, N. & J. Dittrich (2008), *Vector Control of Three-Phase AC Machines*, Springer.
- Quaschnig, Volker (2005), *Understanding Renewable Energy Systems*, Earthscan.
- Quiroga, G. A., H. Kagan, J. C. C. Amasifen, C. F. M. Almeida, N. Kagan & E. Vicentini (2016), 'Study of the distributed generation impact on distributed networks, focused on quality of power', *17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)* pp. 855–860.
- Rahman, F.S., T. Kerdphol, M. Watanabe & Y. Mitani (2017), 'Active power allocation of virtual synchronous generator using particle swarm optimization approach', *Energy and Power Engineering* **04**(09), 414–424.
- REN21 (2021), Renewables 2021 global status report, Relatório técnico, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Paris.

- Rigatos, G (2016), *Intelligent Renewable Energy Systems: Modelling and Control*, Springer.
- Ruan, X., X. Wang, D. Pan, D. Yang, W. Li & C. Bao (2018), *Control Techniques for LCL-Type Grid-Connected Inverters*, Springer.
- Saadat, H. (2002), *Distribution System Modeling and Analysis*, CRC Press.
- Sakimoto, K., Y. Miura & T. Ise (2011), ‘Stabilization of a power system with a distributed generator by a virtual synchronous generator function’, *8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia* pp. 1498–1505.
- Shah, R., R. Botta & A. Sant (2018), ‘Pmsg based single active bridge interfaced grid tied off-shore wind energy conversion system’, *Fourth International Conference on Advances in Electrical, Electronics, Information, Communication and Bio-Informatics (AEEICB)* pp. 1–6.
- Silva Junior, G. P. & L. S. Barros (2019a), ‘Synchronverter operation in active and reactive support mode’, *4th Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS 2019)*.
- Silva Junior, G. P. & L. S. Barros (2019b), ‘Using synchronverter in distributed generation for frequency and voltage grid support’, *IEEE Southern Power Electronics Conference (SPEC)*.
- Silva Junior, G. P. & L. S. Barros (2020), ‘Análise da utilização do sincronverter no controle do lado da rede convencional de geração distribuída baseada em conversor de potência plena’, *Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2020)*.
- Silva Junior, G. P., L. S. Barros & C. M. V. Barros (2021), Synchronverter coupled to a lithium-ion bank for grid frequency and voltage supports and controlled charge-discharge, *em ‘Electric Power Systems Research’*, Vol. 197.

- Silva Junior, G. P., T. F. Nascimento & L. S. Barros (2020), 'Comparison of virtual synchronous generator strategies for control of distributed energy sources and power system stability improvement', *VIII Simpósio Brasileiro de Sistema Elétricos* .
- Slootweg, J. G., S. W. H. de Haan, H. Polinder & W. L. Kling (2003), 'General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations', *IEEE Transactions on Power Systems* **18**, 144–151.
- Stevenson, William D. (1994), *Power System Analysis*, McGraww-Hill.
- Tamrakar, U., D. Shrestha, M. Maharjan, B. Bhattari, T. Hansen & R. Tonkoski (2017), 'Virtual inertia: Current trends and future directions', *IEEE Access* **7**(7), 654.
- Teodorescu, R., M. Liserre & P. Rodríguez (2011), *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, WileySons.
- Vidyanandan, K. V. & Nilanjan Senroy (2013), 'Primary frequency regulation by de-loaded wind turbines using variable droop', *IEEE Transactions on Power Systems* **28**(2), 837–846.
- Wang, Z., J. Li, W. Yang & Z. Shi (2012), 'Impact of distributed generation on the power supply reliability', *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies* pp. 1–5.
- Wu, B. (2011), *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*, WileySons.
- Yaghoobi, J., N. Mithulananthan & T. K. Saha (2015), 'Dynamic voltage stability of distribution system with a high penetration of rooftop pv units', *IEEE Power Energy Society General Meeting* pp. 1–5.
- Yang, Dejian, Enshu Jin, Joahan You & Liang Hua (2020), 'Dynamic frequency support from a dfig-based wind turbine generator via virtual inertia control', *MDPI* pp. 1–1.

- Yap, Kah Yung, Charles R. Sarimuthu & Joanne Mun-Yee Lim (2020), 'Grid integration of solar photovoltaic system using machine learning-based virtual inertia synthesis in synchronverter', *IEEE Access* **8**, 49961–49976.
- Yifan Tang & Longya Xu (1995), 'A flexible active and reactive power control strategy for a variable speed constant frequency generating system', *IEEE Transactions on Power Systems* pp. 568–573.
- Yoo, Jae Ik, Yong Cheol Kang, Eduard Muljadi, Kyu-Ho Kim & Jung-Wook Park (2020), 'Frequency stability support of a dfig to improve the settling frequency', *IEEE Access* **8**, 22473–22482.
- Zhong, Q. C. (2016), 'Virtual synchronous machines: A unified interface for smart grid integration', *IEEE Power Electronics Magazine* **3**(4), 18–27.
- Zhong, Q. C. & G. Weiss (2009), 'Static synchronous generators for distributed generation and renewable energy', *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition* pp. 1–6.
- Zhong, Q. C. & T. Hornik (2013), *Control of Power Inverters in Renewable Energy and Smart Grid Integration*, WileySons.
- Zhong, Q. & G. Weiss (2011), 'Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators', *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **58**(4), 1259–1267.
- Zhong, Q., P. Nguyen, Z. Ma & W. Sheng (2014), 'Self-synchronized synchronverters: Inverters without a dedicated synchronization unit', *IEEE Transactions on Power Electronics* **29**(2), 617–630.
- Zhong, Q., Z. Ma, W. Ming & G. C. Konstantopoulos (2015), 'Grid-friendly wind power systems based on the synchronverter technology', *Energy Conversion and Management* **89**, 719–726.

Zhong, Q., Z. Ma & W. Ming G. Konstantopoulos (2016), 'Grid-friendly wind power systems based on the synchronverter technology', *Energy Conversion and Management - Elsevier* **89**, 719–726.

Zhong, Qing Chang (2020), *Power Electronics Enables Autonomous Power Systems*, John Wiley & Sons, Ltd.