



IMPACTO DE DIFERENTES ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DOS PARQUES
EÓLICOS NA ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA DE SISTEMAS DE ENERGIA
ELÉTRICA

Jardel Cunha Camelo

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2019

IMPACTO DE DIFERENTES ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DOS PARQUES
EÓLICOS NA ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA DE SISTEMAS DE ENERGIA
ELÉTRICA

Jardel Cunha Camelo

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Dr. Nelson Martins, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
FEVEREIRO DE 2019

Camelo, Jardel Cunha

Impacto de Diferentes Estratégias de Controle dos Parques Eólicos Na Estabilidade de Frequência de Sistemas de Energia Elétrica / Jardel Cunha Camelo. – Rio de Janeiro: UFRJ/ COPPE, 2019.

XVI, 99 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 90-91.

1. Estabilidade de Frequência. 2. Parques Eólicos.
3. Potência ativa. I. Assis, Tatiana Mariano Lessa de.
II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE,
Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

“ Uma gota formou-se. Linda.

E caiu... ”

*“O cosmo pode ser infinitamente maior do que o homem, mas um único ato de amor
vale mais do que toda a massa do universo”*

Blaise Pascal

*À minha mãe, Fátima, à minha irmã
Isabella e à minha namorada
Mônica.*

*Vocês são muito importantes na
minha vida.*

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar a Deus, pela minha vida, a de meus familiares e amigos.

À minha mãe, Fátima Cunha Camelo, pelo amor, carinho e apoio dedicados à minha criação, por todos os ensinamentos e por ter dado toda a estrutura para me tornar a pessoa que sou hoje e por estar ao meu lado em todos os momentos da minha vida.

À minha irmã Isabella Cunha, pelo amor e amizade durante todo o tempo. Aos meus tios e primos, principalmente os mais novos, aos quais espero poder contribuir para a formação, pelo companheirismo e presença em todos os momentos da minha vida.

Aos amigos, por compreenderem a minha ausência em muitos momentos para me dedicar à finalização deste trabalho.

À minha namorada Mônica Neves, por todo o amor que sempre me dedicou, pela compreensão e apoio incondicional durante os anos do curso de mestrado, e por me ajudar em diversas situações.

Ao Gustavo Vandesmet Pierrard, pela amizade e por todas as conversas que tivemos, as quais, foram muito valiosas para a minha formação.

À minha orientadora Tatiana Mariano L. Assis, pelo comprometimento e atenção dispensada nas reuniões e pela contribuição técnica significativa para a minha formação.

Aos amigos, Tallis Amorim, Jaqueline Gomes, Romaika Milagres, Sergio Falcão e Gabriel Rogatto, com os quais eu dividi a sala de aula nesses últimos anos, compartilhando experiências de generosa troca de conhecimento, e que foram fundamentais para a conclusão deste trabalho.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), particularmente aos amigos Fernando Machado, André Bianco, Bruno Sessa, Elder Santanna, Luiz Felipe, Tatiana Mundstock, Elíbia Colaço, Lillian Monteath, Eduardo El Hage, Fabrício Calvelli, Daniel Hauser e Dalton Brasil, primeiramente, pela inestimável ajuda ao longo dessa caminhada e, sobretudo, pela amizade.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

IMPACTO DE DIFERENTES ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DOS PARQUES EÓLICOS NA ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Jardel Cunha Camelo

Fevereiro/2019

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Programa: Engenharia Elétrica

Esta dissertação consiste em analisar o impacto de uma elevada penetração de geração eólica na estabilidade de frequência de sistemas de energia elétrica. A substituição gradual de geradores convencionais por parques eólicos implica na redução da inércia do sistema, impactando, entre outros aspectos, no desempenho da frequência, principalmente em eventos de grandes desbalanços entre carga e geração. Portanto, foram avaliadas estratégias de controle dos parques eólicos, que visam recompor os padrões mínimos de desempenho do sistema elétrico. As simulações foram realizadas primeiramente em um sistema de pequeno porte onde os geradores convencionais foram gradualmente substituídos por parques eólicos até o limite de operação com apenas um gerador síncrono. Essa abordagem serviu para avaliar os efeitos da redução da inércia e o resultado das estratégias de controle no comportamento da frequência. Em seguida, foram executadas simulações no Sistema Interligado Nacional, que tem apresentado um aumento exponencial de fontes eólicas na sua matriz energética. Foi avaliado um cenário de carga leve, com elevada exportação da região Nordeste, composto exclusivamente por geração eólica, tendo em vista o crescimento dessa fonte majoritariamente nessa região. Para este cenário, foram avaliadas, novamente, as alternativas de controle nos parques eólicos no desempenho da frequência elétrica. Adicionalmente, foi desenvolvido um segundo cenário a partir do primeiro, onde se realizou a substituição de toda geração eólica da região Nordeste por usinas hidrelétricas e termoeletricas. Este segundo cenário foi utilizado para comparação com o caso dispendo exclusivamente de geração eólica no Nordeste.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.).

IMPACT OF DIFFERENT STRATEGIES OF WIND FARMS CONTROL IN THE FREQUENCY STABILITY OF POWER SYSTEMS

Jardel Cunha Camelo

February/2019

Advisor: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Department: Electrical Engineering

The purpose of this dissertation is to analyze the impact of a high wind power penetration on the frequency stability of electric power systems. The gradual replacement of conventional generators by wind farms implies reducing the overall inertia of the system, impacting, among other aspects, frequency performance, especially in events that result in large unbalances between load and generation. Facing this fact, control strategies in wind farms have been evaluated aimed to recompose the performance standards in the frequency of the electric system. Initially, the simulations are performed in a small-scale system which the conventional generators are gradually replaced by wind farms up to the limit of operation with only one synchronous generator. This approach has been useful to understand the effects of inertia reduction and as well as the result of control strategies on frequency behavior. After that, simulations have been carried out in the Brazilian Interconnected Power System, which has presented an exponential increase in wind energy sources in recent years. A light load scenario is analysed with high power exports from the Northeast region, composed exclusively by wind power generation. This scenario has been chosen because the growth of this source has occurred mainly in this region of the country. Based on this scenario, the impact of control resources in the electric frequency performance are evaluated. Additionally, a second scenario has been developed based on the first one where the substitution of all wind generation in the Northeast region is carried out by hydroelectric and thermoelectric power plants, whose performance is compared with the case with exclusively wind power generation.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I 1

I.1	INTRODUÇÃO.....	1
I.2	PANORAMA E PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL	1
I.3	OBJETIVOS	5
I.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	5

CAPÍTULO II CONTROLE DE FREQUÊNCIA..... 7

II.1	INTRODUÇÃO.....	7
II.2	EQUAÇÃO DE OSCILAÇÃO	8
II.3	REGULAÇÃO DE FREQUÊNCIA.....	10
II.3.1	Regulação Inercial e Primária.....	11
II.3.2	Regulação Natural.....	16

CAPÍTULO III GERAÇÃO EÓLICA 18

III.1	INTRODUÇÃO.....	18
III.2	PRINCIPAIS COMPONENTES DE UM GERADOR EÓLICO	19
III.3	PRINCIPAIS TIPOS DE GERADORES EÓLICOS	21
III.4	FORÇAS AERODINÂMICAS	24
III.5	POTÊNCIA MECÂNICA EM TURBINAS EÓLICAS.....	29
III.6	CURVA DE OPERAÇÃO DOS PARQUES EÓLICOS.....	32
III.7	PITCH CONTROL.....	34
III.8	INÉRCIA SINTÉTICA	40

CAPÍTULO IV MODELAGEM DINÂMICA DO GERADOR EÓLICO..... 43

IV.1.1	Modelagem e Controle	44
--------	----------------------------	----

CAPÍTULO V SIMULAÇÕES E ANÁLISES..... 57

V.1	INTRODUÇÃO.....	57
V.2	METODOLOGIA E ANÁLISE DO SISTEMA TESTE	57
V.2.1	Caso 1: PVI & SVI	61
V.2.2	Caso 2: PVI & SVI	63
V.2.3	Caso 3: PVI & SVI	68
V.2.4	Caso 4: PVI & SVI	71
V.2.5	Taxa de Variação de Frequência.....	73
V.3	ANÁLISE DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	76

CAPÍTULO VI CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS 87

VI.1	CONCLUSÕES	87
VI.2	TRABALHOS FUTUROS	88

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... 90

APÊNDICE A REGULAÇÃO SECUNDÁRIA 92

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Histórico do cadastro de participação nos leilões, separados por tipo de fonte, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética.	2
Figura 2 – Capacidade instalada e o crescimento da fonte eólica em função das contratações já realizadas.	3
Figura 3 – Aumento do diâmetro das pás dos aerogeradores ao longo dos anos.	3
Figura 4 – Aumento da potência nominal dos aerogeradores ao longo dos anos.	4
Figura 5 – Gráfico da variação de carga do Sistema Interligado Nacional do dia 15 ao dia 16 de maio de 2018.....	7
Figura 6 – Diagrama de bloco de um regulador de velocidade isócrono.	13
Figura 7 - Diagrama de bloco do regulador de velocidade considerando o ajuste de estatismo.	14
Figura 8 – Desenho esquemático de um gerador, destacando os principais componentes.	20
Figura 9 – Geradores eólicos de velocidade constante (<i>Tipo A</i>).	21
Figura 10 – Gerador eólico com variação de velocidade limitada (<i>Tipo B</i>).....	22
Figura 11 – Gerador de indução duplamente alimentado – GIDA (<i>Tipo C</i>).	22
Figura 12 – Gerador eólico conectado a rede elétrica a partir de um conversor de potência (<i>Tipo D</i>).	23
Figura 13 – Seção transversal da pá do aerogerador.	24
Figura 14 – Perfil aerodinâmico da seção transversal das pás da turbina.....	25
Figura 15 – Diagrama de vetores atuantes em uma seção transversal da pá de um aerogerador.	26
Figura 16 – Decomposição ortogonal das forças de sustentação (<i>Lift</i>) e arrasto (<i>Drag</i>) que atuam nas turbinas.	27
Figura 17 – Fluxos de ar no perfil de uma pá.....	29
Figura 18 – Curva do coeficiente de potência (C_p) em função da velocidade do vento.....	30

Figura 19 – Curva da potência fornecida pelo vento em função do coeficiente de velocidade periférica e do ângulo de passo das pás.....	31
Figura 20 – Curva de potência disponível no vento (curva em azul), de máximo valor teórico absorvido pela turbina (curva em vermelho) e de potência real transferida à turbina (curva em verde).....	33
Figura 21 – Curva de aproveitamento do gerador eólico em função da velocidade do vento.....	34
Figura 22 - Variação do coeficiente de Lift nas pás do aerogerador em função do ângulo de ataque das pás.....	36
Figura 23 – Variação do coeficiente de <i>drag</i> nas pás do aerogerador em função do ângulo de ataque das pás.....	36
Figura 24 – Efeito da variação do ângulo de ataque do valor ótimo (b) para um ponto com redução de eficiência utilizando ora controle ativo de passo (a) e ora o controle ativo de <i>stall</i>	37
Figura 25 – Curva que ilustra a variação angular das duas estratégias de controle possíveis para reduzir o coeficiente de potência em cenários com velocidade de vento maiores que a nominal.....	37
Figura 26 – Relação entre os coeficientes de Lift e Drag em função ângulo de ataque das pás.	38
Figura 27 – Exemplo de um ajuste viável de controle de potência ativa.	39
Figura 28 – Máquina de Indução Duplamente Alimentada ressaltando o fluxo bidirecional no conversor de potência que conecta o rotor bobinado à rede elétrica...	44
Figura 29 – Representação do Gerador Equivalente conectado à rede elétrica.	45
Figura 30 – Interface entre os submodelos que determinam o comportamento dinâmico dos geradores eólicos.....	46
Figura 31 - Detalhe do submodelo do Gerador / Conversor.	48
Figura 32 – Detalhamento do submodelo dos controles elétricos do gerador eólico.	49
Figura 33 - Detalhamento dos controles específicos de potência reativa.	49
Figura 34 – Modelo do controle elétrico da máquina de indução duplamente alimentada.....	50
Figura 35 – Diagrama de blocos do Modelo da Turbina.....	51

Figura 36 – Diagrama de blocos do modelo de controle da turbina.	52
Figura 37 – Modelo para a Turbina considerando separadamente as massas da turbina e do gerador.....	53
Figura 38 – Conjunto de curvas de C_p em função do TSR , considerando o ângulo de passo das pás como parâmetro.	54
Figura 39 – Diagrama de blocos do modelo de controle de potência ativa.....	55
Figura 40: Diagrama de blocos do modelo da inércia sintética.	56
Figura 41 – Sistema teste simulado.....	58
Figura 42 - Desempenho da frequência na contingência de um bloco de geração correspondente a aproximadamente 15% do valor total.	59
Figura 43- – Curvas de variação da frequência para o CASO CONV e o CASO 1 – PVI.....	61
Figura 44 - Curvas de variação da frequência para o CASO CONV e o CASO 1 – SVI.....	61
Figura 45 – Comparação da potência elétrica do gerador convencional conectado à Barra 1 entre o CASO CONV (curva em verde), CASO 1 – PVI (curva em azul) e CASO 1 – SVI (curva em vermelho).	63
Figura 46 – Comparação da potência mecânica do gerador convencional conectado à Barra 1 entre o CASO CONV (curva em verde), CASO 1 – PVI (curva em azul) e CASO 1 – SVI (curva em vermelho).....	63
Figura 47 - Curvas de variação da frequência para o CASO CONV, CASO 1 – PVI e CASO 2 - PVI.....	64
Figura 48 - Curvas de variação da frequência para o CASO CONV, CASO 1 – SVI e CASO 2 – SVI.....	65
Figura 49 – Comparação entre às injeções de potência ativa dos parques eólicos e dos geradores convencionais que foram deslocados das Barras 2 e 3.	66
Figura 50 – Velocidade de rotação do rotor da turbina.	66
Figura 51 – Comparação das injeções de potência ativa do gerador convencional conectado à Barra 1 entre o CASO CONV e o CASO 2 – SVI.....	67
Figura 52 - Avaliação do impacto da utilização do recurso de inércia sintética no desempenho do regulador de velocidade da máquina convencional conectada à Barra 1.	67

Figura 53 - Curvas de variação da frequência para o CASO CONV, CASO 1 – PVI, CASO 2 – PVI e CASO 3 – PVI.	68
Figura 54 – Curvas de variação da frequência para o CASO CONV, CASO 1 – SVI, CASO 2 – SVI e CASO 3 – SVI.....	68
Figura 55 – Comparação entre às injeções de potência ativa a partir dos parques eólicos utilizando a inércia sintética e a regulação primária.	69
Figura 56 – Variação do ângulo de passo das pás dos aerogeradores durante a atuação da regulação primária.....	70
Figura 57 – Comparação da resposta da máquina convencional remanescente sem utilizar recurso de potência ativa nos parques eólicos e com a atuação da RP...	71
Figura 58 - Curvas de variação da frequência para o CASO CONV, CASO 1 – PVI, CASO 2 – PVI, CASO 3 – PVI e CASO 4 PVI.....	72
Figura 59 - Curvas de variação da frequência para o CASO CONV, CASO 1 – SVI, CASO 2 – SVI, CASO 3 – SVI e CASO 4 - SVI.....	72
Figura 60 - Comparação entre às injeções de potência ativa do gerador convencional (curva em verde) e do parque eólico, este utilizando a inércia sintética (curva em azul), a regulação primária (curva em rosa) e ambos os recursos (curva em preto).	73
Figura 61 – Gráficos que mostram o aumento da taxa de variação da frequência com a redução da inércia global do sistema.	74
Figura 62 – Comparação do CASO – CONV com os casos decorrente do deslocamento de uma única usina convencional, porém variando o recurso utilizado nos aerogeradores.	75
Figura 63 - Comparação do CASO – CONV com os casos decorrente do deslocamento de duas usinas convencionais, porém variando o recurso utilizado nos aerogeradores.	75
Figura 64 – Aumento pouco significativo da taxa de injeção da potência ativa dado um grande aumento da TVF.	76
Figura 65 – Diagrama que ilustra o intercâmbio de potência entre as sub-regiões do Sistema Interligado Nacional.	78
Figura 66 – Desempenho dinâmico do CASO SIN – CONV.	79

Figura 67 - Desempenho dinâmico do CASO SIN – CONV e CASO SIN – EOL 1.	79
Figura 68 – Perfil de tensão da subestação de 500 kV de Serra da Mesa 2 do CASO SIN – EOL 1.....	80
Figura 69 – Comparação entre o desempenho da potência elétrica da usina de Corumbá IV no CASO SIN – CONV e CASO SIN – EOL 1.....	81
Figura 70 - Comparação entre o desempenho da potência mecânica da usina de Corumbá IV no CASO SIN – CONV e CASO SIN – EOL 1.....	81
Figura 71 - Comparação entre o desempenho da potência elétrica da usina de São Salvador no CASO SIN – CONV e CASO SIN – EOL 1.....	82
Figura 72 - Comparação entre o desempenho da potência elétrica da usina de São Salvador no CASO SIN – CONV e CASO SIN – EOL 1.....	82
Figura 73 - Desempenho dinâmico do CASO SIN – CONV, CASO SIN – EOL 1 e CASO SIN – EOL 2.....	83
Figura 74 - Desempenho dinâmico do CASO SIN – CONV, CASO SIN – EOL 1, CASO SIN – EOL 2 e CASO SIN – EOL 3.....	84
Figura 75 - Potência ativa adicional de um parque eólico no CASO SIN – EOL 2, CASO SIN – EOL 3 e CASO SIN – EOL 4.....	84
Figura 76 - Perfil de tensão da subestação de 500 kV de Serra da Mesa 2 do CASO SIN – EOL 2.....	85
Figura 77 - Perfil de tensão da subestação de 500 kV de Serra da Mesa do CASO SIN – EOL 3.	85
Figura 78 - Desempenho dinâmico do CASO SIN – CONV, CASO SIN – EOL 1, CASO SIN – EOL 2, CASO SIN – EOL 3 e CASO SIN – EOL 4.....	86
Figura 79 – Sistema elétrico composto por duas áreas, cuja interligação é representada por uma reatância.	92
Figura 80 – Diagrama de blocos do sistema duas áreas conectados por uma linha de transmissão sem perdas.	94
Figura 81 – Diagrama de blocos do sistema com duas áreas considerando a atuação da regulação primária e secundária.	98

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Perspectiva de crescimento da matriz energética com adicional de até 10 GW de geração eólica até 2027.....	4
Tabela 2 – Parâmetros Individualizado dos Aerogeradores Modelo 1.6 MW GE.	45
Tabela 3 – Parâmetros para cálculo da potência disponível no vento.....	54
Tabela 4 – Casos de estudo montados para avaliação do sistema teste.....	60
Tabela 5 – Casos montados para avaliação do Sistema Interligado Nacional. ..	76
Tabela 6 – Ajuste do Esquema Regional de Alívio de Carga que foram acionados nas simulações.....	80

LISTA DE SÍMBOLOS E SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ANAREDE	Programa de Análise de Redes Elétricas
ANATEM	Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAG	Controle Automático de Geração
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGH	Central de Geração Hidrelétrica
ECA	Erro de Controle de Área
EOL	Eólica
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EXPNE	Exportação de Energia da Região Nordeste
GE	General Electric
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
IS	Inércia Sintética
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fontes Alternativas
LT	Linha de Transmissão
LTC	Load Tap Changer
LVPL	Low Voltage Power Logic
LVRT	Low Voltage Ride Through
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PI	Proporcional Integral
PROEólica	Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
PU	Por Unidade
PI	Proporcional Integral
PVI	Primeira Variação da Inércia
RP	Regulação Primária
RS	Regulação Secundária
RI	Regulação Inercial

SE	Subestação
SE/CO	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
SEPOPE	Simpósio de Especialista em Planejamento da Operação Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SVI	Segunda Variação da Inércia
TSR	Tip Speed Ratio
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termoelétrica
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>

CAPÍTULO I

I.1 Introdução

A crescente demanda por ações que minimizem impactos ambientais tem norteado, mundialmente, diversos setores da sociedade. Seguindo essa diretriz, o movimento em favor do uso de energias renováveis vem ganhando força ao longo dos últimos anos, com destaque para o crescimento expressivo da geração eólica.

O aumento acentuado dessa fonte alternativa no Sistema Interligado Nacional (SIN) motivou mudanças recentes nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), no sentido de exigir dos novos parques geradores a implantação de recursos que colaborem com a garantia dos padrões de qualidade, segurança e continuidade da operação do SIN [1]. Nesse contexto, a presença das unidades eólicas pode ter impacto significativo no desempenho dinâmico do sistema, dependendo essencialmente dos recursos de controle disponíveis no parque gerador.

I.2 Panorama e Perspectivas da Geração Eólica no Brasil

Durante a crise energética de 2001 foi criado o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA) como a primeira tentativa de fomentar o desenvolvimento da geração eólica no Brasil, tendo sido, porém, um programa que não obteve resultados relevantes. Em 2004, foi instituído, conforme descrito no Decreto nº 5.025, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), para promover maior participação na matriz energética, não apenas das fontes eólicas, mas também de pequenas centrais hidrelétricas e usinas à biomassa. Esse programa é um marco no desenvolvimento do parque eólico brasileiro, a despeito de uma tecnologia ainda pouco competitiva que, por conseguinte, resultou em uma energia ainda muito cara. Esse programa resultou na contratação de 1.304 MW de projetos eólicos.

O crescimento da geração eólica a partir do PROINFA é geralmente considerado como a primeira fase da energia eólica no Brasil. A segunda fase se inicia com os parques eólicos contratados no Leilão de Energia de Reserva (LER) de 2009. A principal

diferença entre a primeira e segunda fase está no avanço tecnológico dos aerogeradores. Os primeiros parques eólicos do PROINFA utilizavam geradores de 600 kW com altura de 48 metros, enquanto que os mais novos apresentavam potências compreendidas entre 1,6 MW e 3,0 MW [2].

O primeiro leilão de comercialização de energia voltado exclusivamente para as fontes eólicas foi o segundo LER, realizado em dezembro de 2009, com uma contratação de 1,8 GW. No terceiro LER e no segundo Leilão de Fontes Alternativas (LFA), realizados em agosto de 2010, os quais não eram exclusivos de fontes eólicas e permitiam a competição entre as fontes alternativas, foram contratados 2,0 GW de novos parques.

Entre 2007 e 2018 foram ao todo 27 leilões, tendo a fonte eólica participado pela primeira vez em 2007 comercializando energia apenas em 2009, com um crescimento expressivo da geração eólica, onde a participação dessa fonte na matriz elétrica brasileira saltou de 0,2% em 2002 para 7,8% ao final de 2017, em termos de capacidade instalada. A Figura 1 apresenta, de forma comparativa, a oferta (em MW) de projetos cadastrados na Empresa de Pesquisa Energética (EPE), por fonte, a cada leilão, mostrando a crescente participação da eólica ao longo do tempo [3].

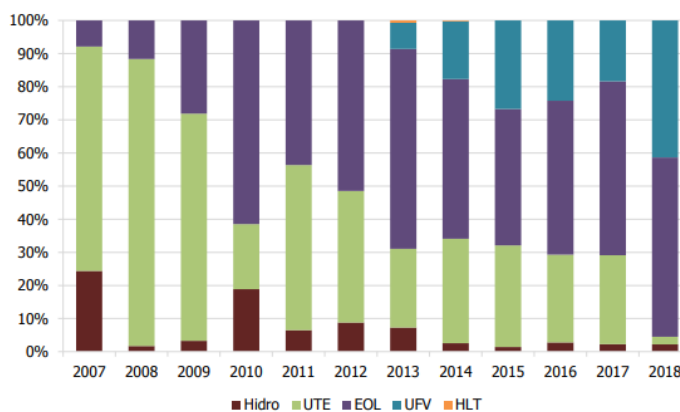


Figura 1 – Histórico do cadastro de participação nos leilões, separados por tipo de fonte, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética.

Fonte: EPE

Os números que atestam o crescimento dessa fonte são elevados. O Brasil saiu de menos de 1,0 GW em 2010 para 13,4 GW em agosto de 2018. Já são mais de 500 parques eólicos em funcionamento, com mais de 6.600 aerogeradores em 12 estados (site ABEEólica).

Na Figura 2 está apresentada a evolução da capacidade instalada e o crescimento da fonte eólica em função das contratações já realizadas [4].

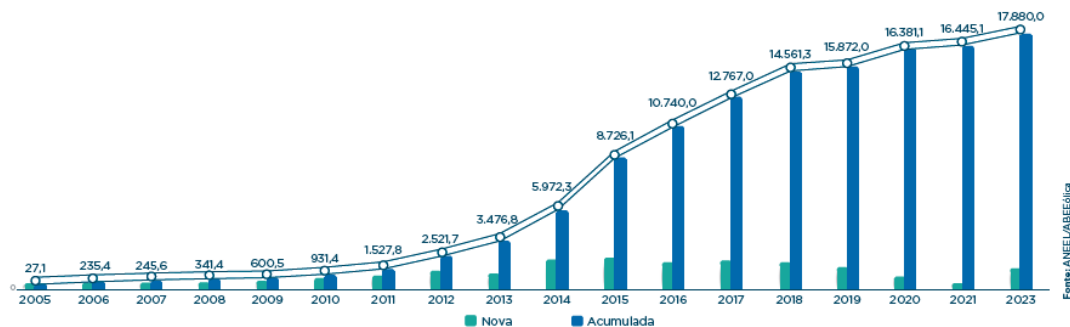


Figura 2 – Capacidade instalada e o crescimento da fonte eólica em função das contratações já realizadas.

Fonte: ANEEL / ABEEólica.

O desenvolvimento tecnológico dos materiais construtivos propiciou o aumento da altura das torres e do diâmetro dos aerogeradores nos últimos anos, elevando o fator de capacidade das usinas [3]. Na

Figura 3 está apresentada a evolução do diâmetro das pás dos geradores no período compreendido entre 2007 e 2018. A potência do gerador eólico é proporcional à área das pás, portanto, o aumento do diâmetro foi acompanhado do aumento na potência, como pode ser visto na Figura 4.

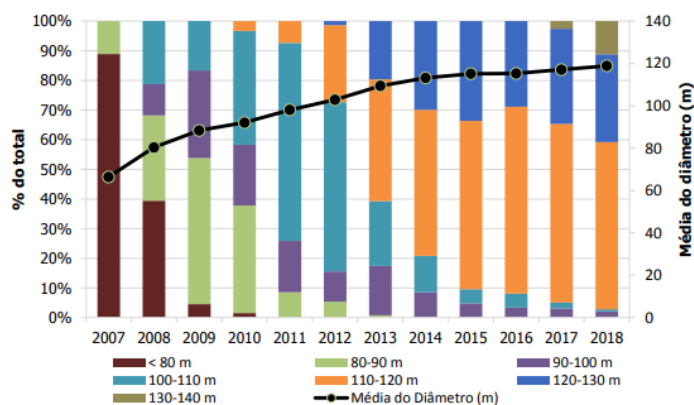


Figura 3 – Aumento do diâmetro das pás dos aerogeradores ao longo dos anos.

Fonte: EPE

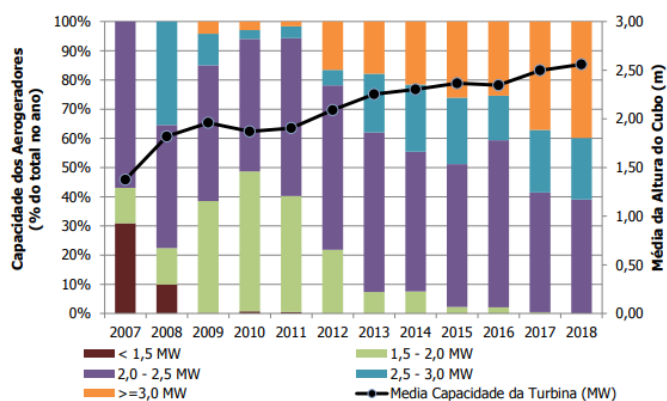


Figura 4 – Aumento da potência nominal dos aerogeradores ao longo dos anos.

Fonte: EPE

Com relação às perspectivas futuras da geração eólica, a previsão do estudo decenal da EPE, com o horizonte de 2027, caracteriza essa fonte como a que apresenta o maior percentual de crescimento, com 10.000 MW de capacidade instalada adicional, além do montante já contratado que se encontra em construção. Esse crescimento, que está apresentado na Tabela 1, fará a participação da geração eólica subir para 12% da capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional [5].

Tabela 1 – Perspectiva de crescimento da matriz energética com adicional de até 10 GW de geração eólica até 2027.

Fontes	2023	2024	2025	2026	2027
UTE C.A + Tec. Armazenamento	1.305	3.997	7.762	7.762	13.142
Biomassa + Biogás	480	1.010	1.540	2.070	2.600
Eólica	2.000	4.000	6.000	8.000	10.000
Hidráulica	0	118	674	1.034	1.351
PCH + CGH	350	700	1.150	1.600	2.050
Fotovoltaica	1.000	2.000	3.000	4.000	5.000
Térmica	0	3.454	3.972	3.972	5.124

Fonte: EPE

I.3 Objetivos

Esse trabalho tem como objetivo avaliar o efeito de um elevado percentual de inserção de geração eólica no controle da frequência de sistemas de energia elétrica, considerando diferentes estratégias de controle. Inicialmente, um sistema teste de pequeno porte é utilizado para avaliações preliminares, onde a geração síncrona convencional é gradualmente substituída pela geração eólica. Para cada nível de inserção de geração eólica é avaliado o uso de vários recursos de controle, incluindo a incorporação de inércia sintética e da regulação primária, que podem ou não ser utilizados concomitantemente. Em um segundo momento, as avaliações realizadas no sistema de pequeno porte são estendidas para o Sistema Interligado Nacional (SIN), com foco na região Nordeste do Brasil. Nesse sentido, cenários com alta penetração de geração eólica são explorados, com elevada exportação de potência por parte do subsistema Nordeste. É apresentada ainda uma análise comparativa desse caso limite com um caso similar, onde a geração se dá integralmente por unidades convencionais (hidrelétricas e termelétricas).

Todas as análises do desempenho dinâmico do SIN, considerando as diferentes estratégias de controle dos parques eólicos, são realizadas por meio de simulações computacionais utilizando a base de dados completa disponibilizada pelo ONS. Os estudos se concentram em contingências de geração, onde se observa a redução significativa da frequência, sendo necessária uma resposta rápida dos controles para evitar o corte de carga.

I.4 Estrutura da Dissertação

O CAPÍTULO II aborda os recursos dos geradores convencionais para realização da regulação de frequência do sistema elétrico. Apresenta-se, inicialmente, a equação de oscilação que caracteriza o desempenho dinâmico das máquinas e são abordados os princípios da resposta inercial e os mecanismos da regulação primária dos controles de velocidade. Adicionalmente, são mostradas as relações de sensibilidade da carga com a variação da frequência configurando o que se denomina regulação natural.

No CAPÍTULO III são apresentadas as principais características dos geradores eólicos. Após uma breve introdução são mostrados os componentes físicos mais importantes e os tipos de aerogeradores. Em seguida é realizada uma abordagem simplificada das principais forças aerodinâmicas que atuam nas pás dos aerogeradores. Com isso, desenvolve-se uma análise acerca da potência que é extraída do vento e os principais parâmetros que interferem no rendimento. Posteriormente, são mostrados os

cenários operativos dos aerogeradores e os dois recursos de controle utilizados nas simulações desta dissertação, a saber, o *pitch control* (ou controle de passo) e a inércia sintética.

O CAPÍTULO IV apresenta uma visão simplificada da modelagem do aerogerador de 1.6 MW produzido pela General Electric (GE), que foi utilizado no presente trabalho. Trata-se de um modelo desenvolvido pela GE para simulações em sequência positiva no domínio do tempo.

O CAPÍTULO V compreende as simulações realizadas com avaliações de casos de estudo com elevado percentual de inserção de geração eólica. São utilizados os recursos de controle dos aerogeradores e é analisado o desempenho dinâmico resultante. Inicialmente, foi realizada uma avaliação em um sistema de pequeno porte, onde foi possível inferir os principais resultados do trabalho. Posteriormente, essa abordagem foi estendida para o Sistema Interligado Nacional onde foram corroborados os principais resultados obtidos no sistema teste.

Parte dos resultados dessa dissertação foram publicados nos anais do XIV Simpósio de Especialista em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – SEPOPE, realizado em Recife – PE, entre os dias 30 de setembro e 3 de outubro de 2018 : “J. C. Camelo and T. M. L. Assis, *Impact of Different Strategies of Wind Farms Control in the Dynamic Performance of the Brazilian Interconnected Power System (BIPS)*, XIV SEPOPE, Recife, 2018”. Adicionalmente, alguns dos resultados dessa dissertação compuseram parte do resumo aprovado nos anais do XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, que será realizado em Belo Horizonte – MG, entre os dias 10 e 13 de novembro: “J.C. Camelo, T.M.L. Assis, F.A. Mourinho, P.H.L. Santos, I.O. Barreto, *Melhorias do Controle de Frequência do Sistema Interligado Nacional em Cenários com Massiva Geração Eólica via Aplicação de Recursos de Inércia Sintética e Sistemas de Armazenamento de Energia*, XXV SNPTEE, Belo Horizonte, 2019”.

CAPÍTULO II

CONTROLE DE FREQUÊNCIA

II.1 Introdução

Os sistemas de energia elétrica encontram-se em um momento de mudanças na matriz energética com o avanço do número de fontes alternativas. Porém, ainda é predominante o atendimento à carga por meio dos geradores síncronos.

O comportamento dinâmico de um sistema de energia elétrica está diretamente associado ao atendimento instantâneo da demanda. A Figura 5 apresenta a curva de carga verificada no SIN entre os dias 15 e 16 de maio de 2018, onde foi verificada uma excursão de cerca de 20 MW ao longo do dia, que corresponde a aproximadamente 25% da demanda do sistema. Essa curva evidencia a constante variação da carga com o tempo.

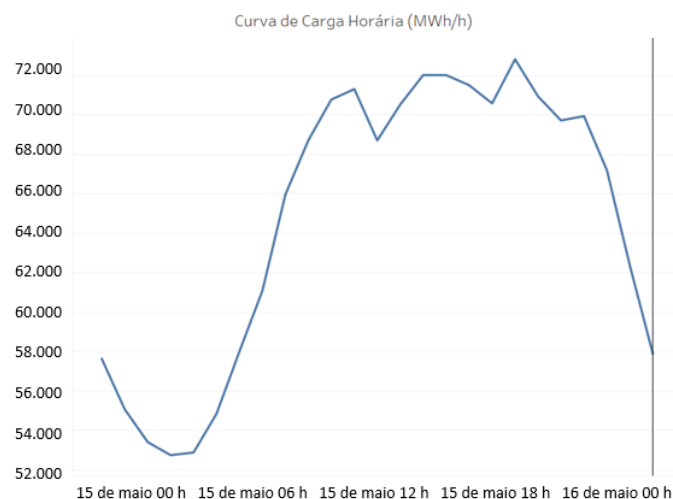


Figura 5 – Gráfico da variação de carga do Sistema Interligado Nacional do dia 15 ao dia 16 de maio de 2018.

Fonte: ONS

O atendimento a essa demanda variável reforça a importância de uma previsão adequada do comportamento da carga e da necessidade dos sistemas automáticos de

controle que permitam aos geradores acompanhar essa curva, minimizando os desvios na frequência. Adicionalmente, o sistema está constantemente sujeito a variações intempestivas, tais como perdas de linhas de transmissão, blocos de geração, blocos de carga, etc., reforçando a necessidade de robustez dos controles.

A forma como o atendimento à carga se realiza no tempo, a cada instante, é o que caracteriza, em última análise, o comportamento dinâmico do sistema.

II.2 Equação de Oscilação

A dinâmica do sistema está intrinsecamente associada ao movimento do rotor das turbinas dos geradores síncronos, que é governado pela segunda Lei de Newton, transcrita em (1) [6].

$$T_m - T_e = J \frac{d\omega_m}{dt} \quad (1)$$

Em que:

T_m : Torque mecânico [$N. m$];

T_e : Torque elétrico [$N. m$];

ω_m : Velocidade angular mecânica do rotor [rad/s];

J : Momento de inércia do conjunto turbina-gerador [$kg. m^2$];

t : Tempo [s].

Ou seja, a velocidade angular é constante apenas quando a diferença entre os torques elétrico e mecânico for nula.

Como a potência elétrica varia com o tempo, como exemplificado na curva de demanda da Figura 5, conclui-se que a velocidade da máquina está constantemente sendo modulada. A velocidade do rotor está diretamente relacionada com a frequência que, conseqüentemente, varia igualmente no tempo.

Um parâmetro importante do gerador convencional é a constante de inércia (H), que é definida a partir da razão entre a energia cinética armazenada no rotor da máquina, quando esta opera em velocidade nominal, e a potência aparente do equipamento, conforme apresentado em (2).

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_{m0}^2}{VA_{base}} \quad (2)$$

Em que:

ω_{m0} : Velocidade nominal [rad/s];

$\frac{J\omega_{m0}^2}{2}$: Energia cinética [W.s];

VA_{base} : Potência aparente do gerador [W].

Colocando o momento de inércia em evidência em (2) e substituindo em (1), obtém-se (3):

$$2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_m}{\omega_{m0}} \right) = \frac{T_m - T_e}{VA_{base}/\omega_{m0}} \quad (3)$$

A relação entre a potência aparente nominal e a velocidade síncrona é igual ao torque nominal. Dessa forma, é possível normalizar os torques mecânico e elétrico. Ademais, como a velocidade está sendo dividida pela sua base, (3) pode ser escrita em p.u., resultando em (4):

$$2H \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (4)$$

Em que:

$$\bar{\omega}_r = \frac{\omega_m}{\omega_{m0}} = \frac{\omega_r/p_f}{\omega_0/p_f} = \frac{\omega_r}{\omega_0} \quad (5)$$

Onde,

ω_r : Velocidade angular elétrica do rotor [rad/s];

ω_0 : Velocidade base [rad/s];

ω_m : Velocidade mecânica [rad/s];

p_f : Número de polos do gerador.

Além disso, a aceleração do rotor pode ser escrita por (6):

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \omega_0 \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} \quad (6)$$

Na qual:

δ : Posição elétrica do rotor em relação a velocidade síncrona [*rad*].

Substituindo (6) em (4), obtém-se a equação de oscilação do gerador, representada por (7), que relaciona o ângulo rotórico da máquina com os torques mecânico e elétrico.

$$2H \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (7)$$

A demonstração detalhada de (7) pode ser encontrada em [6].

II.3 Regulação de Frequência

Alguns dos principais requisitos da operação do sistema elétrico de potência são a continuidade e a confiabilidade de atendimento às cargas, com frequência constante e tensões dentro de faixas pré-definidas. “Por exemplo, uma queda de tensão de 10-15% ou uma redução de frequência do sistema de apenas alguns hertz, pode resultar no *stall* (redução acentuada da potência ativa) de motores conectados à rede elétrica” [7].

Outro fenômeno que decorre de reduções na frequência, mas associadas a sobretensões, são fluxos magnéticos elevados, tanto em motores de indução quanto em transformadores. Quando esses fluxos são sustentados, geram sobreaquecimento e podem danificar permanentemente os equipamentos. Para prevenir essas consequências, o ajuste das proteções considera limites que preservam os equipamentos, que podem até serem desconectados da rede elétrica. Em alguns casos,

essa desconexão pode resultar em um agravamento adicional ao desempenho dinâmico do sistema.

Adicionalmente, variações na frequência podem implicar no aumento da fadiga nas unidades geradoras e consequente perda de vida útil. As unidades térmicas, principalmente as nucleares, são muito mais restritivas com relação à redução da frequência [8].

Elevadas taxas de variações na frequência podem, entre outras consequências, resultar em elevados esforços mecânicos nas unidades geradoras convencionais, principalmente durante o instante t_0+ após grandes desbalanços entre a carga e a geração do sistema.

Portanto, é de suma importância que os geradores disponham de meios para atender a variação de demanda do sistema e, adicionalmente, eventuais desbalanços decorrente de grandes perturbações, de forma a viabilizar um padrão adequado de operação do mesmo.

II.3.1 Regulação Inercial e Primária

A variação da frequência em um sistema elétrico está relacionada ao desequilíbrio entre a carga e a geração. Um desbalanço entre essas grandezas implica em uma aceleração dos rotores das usinas, conforme observado na equação de oscilação (7).

Tomando como exemplo a perda de um bloco de geração, as usinas geradoras remanescentes serão responsáveis por atender a deficiência de potência estabelecida. A dinâmica de restabelecimento do equilíbrio carga-geração pode ser dividida em algumas etapas. Inicialmente, a potência que supre o déficit de geração é proveniente da energia cinética do rotor dos geradores, o que implica na redução da velocidade de rotação, com consequente redução na frequência. Instantaneamente, no momento do evento, a potência se distribui na relação direta do coeficiente de torque sincronizante dos geradores. Em seguida, a energia necessária para sustentar o excedente de carga é fornecida pela energia cinética do rotor das máquinas sincronizadas, provocando sua desaceleração e consequente redução da velocidade e da frequência. Nessa fase, a distribuição da potência se ajusta na proporção direta dos momentos de inércia das máquinas. Os fenômenos nessas duas fases são relativamente rápidos (período transitório) e os reguladores de velocidade, em geral, não tem participação, devido ao tempo de atuação. Entretanto, pode acontecer, em sistemas com reguladores de velocidade de ação rápida, que esse recurso chegue ao ponto de intervir no período

transitório, com possibilidade de atuação nos momentos mais desfavoráveis, ampliando as oscilações e colocando em risco a estabilidade do gerador [9].

A partir de (4), considerando $\bar{\omega}_r \approx 1$, a taxa inicial de variação da frequência pode ser expressa por (8):

$$\frac{d\bar{\omega}_{el}}{dt} = \frac{\bar{P}_g - \bar{P}_l}{2 \cdot H_{sistema}} \quad (8)$$

Em que:

$H_{sistema}$: é a constante de inércia global do sistema.

A taxa de variação da frequência é, principalmente, determinada por dois fatores, quais sejam, a magnitude do desbalanço de potência e a inércia global do sistema. Esse último depende do número de geradores convencionais sincronizados e da inércia de cada gerador [10].

Uma nova fase se processa quando os reguladores de velocidade começam a atuar. O objetivo da regulação de velocidade, também denominada de regulação primária, é restabelecer o equilíbrio entre carga e geração, a partir do ajuste das comportas de admissão de água em usinas hidrelétricas ou dos combustíveis nas usinas termelétricas, para que a potência mecânica seja suficiente a cada instante para atender a demanda de potência elétrica, viabilizando o mínimo desvio de frequência do sistema.

Dessa forma, se verifica uma forte relação entre a potência ativa e a frequência do sistema. Outras duas grandezas com uma relação semelhante são a potência reativa e as tensões. Esses pares de grandezas podem ser consideradas malhas de controle independentes, sendo possível assumir que a primeira atua somente após a segunda, tendo em vista a inércia mecânica envolvida na malha de potência ativa e frequência.

Essa abordagem é apenas uma aproximação que facilita a análise do problema, tendo em vista que as cargas podem variar com a tensão, afetando, portanto, a potência elétrica.

Supondo, por exemplo, uma rede elétrica em que a variação de potência seja suprida por apenas uma única máquina geradora, seria possível realizar o controle da frequência utilizando um controlador isócrona. A principal característica desse tipo de controlador é a capacidade de eliminar o erro de velocidade do rotor.

Como pode ser visto na Figura 6, no controlador isócrono, o erro de frequência é multiplicado por um ganho antes de entrar em um bloco integrador para gerar o sinal que aciona a válvula de admissão de água ou combustível, a depender da fonte primária. Por conta da natureza do integrador, o sinal de controle será nulo apenas quando o erro do sinal de entrada for nulo [6].

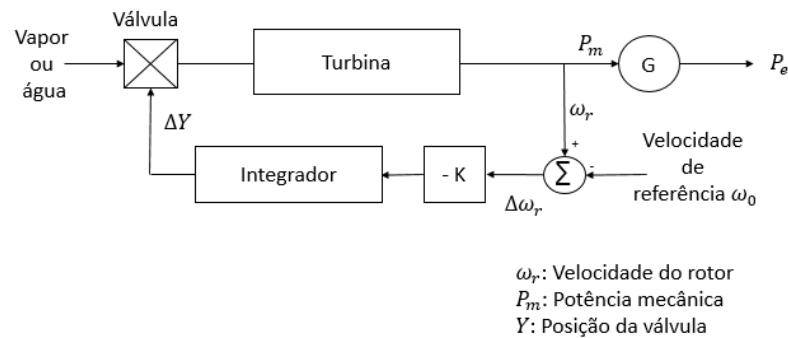


Figura 6 – Diagrama de bloco de um regulador de velocidade isócrono.

Quando ocorre um aumento de potência elétrica, por exemplo, é verificada uma redução na velocidade do rotor da usina geradora levando à um desvio em relação à velocidade de referência. Esse desvio gera o sinal de controle que comanda a abertura da válvula distribuição de forma a aumentar a potência mecânica para eliminar o erro da entrada.

Quando a rede elétrica dispõe de mais de um gerador para controlar a frequência do sistema, a aplicação do controlador isócrono gera um conflito que inviabiliza sua utilização, já que cada controle tenta individualmente eliminar o erro de frequência. A solução para contornar essa dificuldade consiste em admitir um desvio aceitável da frequência síncrona para um desbalanço máximo de potência previamente dimensionado e, a partir dessa variação, realizar a partilha de potência entre os geradores. Essa divisão é feita ajustando previamente a parcela assumida por cada usina para uma variação unitária da frequência do sistema.

A grandeza que caracteriza essa divisão de potência entre os geradores é denominada de estatismo, e está definida em (9).

$$R_i = \frac{\Delta f}{\Delta P_i} \quad (9)$$

Em que:

Δf : é a variação da frequência em relação ao valor nominal;

ΔP_i : é a variação da potência elétrica de um gerador correspondente a variação de Δf na frequência.

No diagrama de blocos do regulador, é incluída uma realimentação negativa do sinal de saída do integrador, cujo ganho é o estatismo, como pode ser visto na Figura 7 [6].

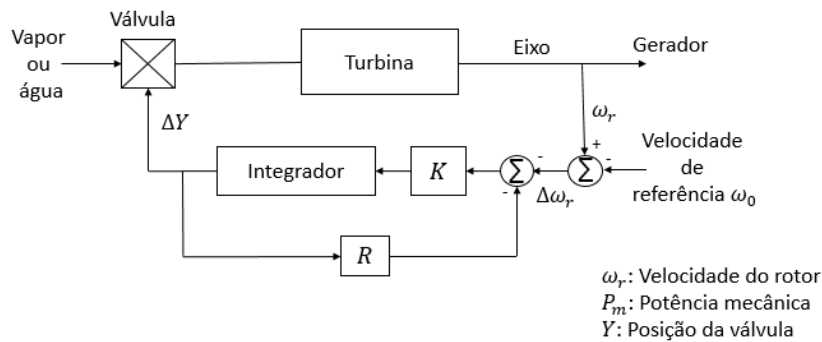


Figura 7 - Diagrama de bloco do regulador de velocidade considerando o ajuste de estatismo.

Para ilustrar essa estratégia considera-se um sistema para o qual três parques geradores, cujos estatismos são definidos em (10), (11) e (12), são ajustados para realizarem a regulação primária da rede.

$$R_1 = \frac{\Delta f}{\Delta P_1} \quad (10)$$

$$R_2 = \frac{\Delta f}{\Delta P_2} \quad (11)$$

$$R_3 = \frac{\Delta f}{\Delta P_3} \quad (12)$$

Considerando o desligamento de uma quarta usina desse sistema, o déficit de geração deve ser suprido pelos três geradores responsáveis pela regulação primária.

Com isso, é possível (13), que iguale a soma dos incrementos de potências de cada uma das usinas ao montante de geração que foi contingenciada (ΔP).

$$\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 \quad (13)$$

Sabendo-se que a frequência é um parâmetro único para todo o sistema, pode ser verificado em (14), (15) e (16), que a contribuição de potência de uma determinada usina geradora é inversamente proporcional ao seu ajuste de estatismo:

$$\Delta P_1 = \frac{\Delta f}{R_1} \quad (14)$$

$$\Delta P_2 = \frac{\Delta f}{R_2} \quad (15)$$

$$\Delta P_3 = \frac{\Delta f}{R_3} \quad (16)$$

Substituindo (14), (15) e (16) em (13), obtém-se (17):

$$\Delta P = \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} \right) \cdot \Delta f \quad (17)$$

Colocando a frequência em evidência, chega-se à (18). A partir da qual pode-se perceber que o desvio de frequência é diretamente proporcional ao montante de geração contingenciada e ao ajuste de estatismo praticado:

$$\Delta f = \frac{\Delta P}{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} \right)} \quad (18)$$

Considerando,

$$\frac{1}{R} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} \quad (19)$$

Fica mais clara a dependência da frequência com relação ao estatismo, como pode ser visto em (20).

$$\Delta f = \frac{R \cdot \Delta P}{3} \quad (20)$$

Com isso, o ajuste adequado do estatismo das máquinas, assim como a escolha das usinas e da reserva de potência que viabiliza a regulação primária, deve ser definida para um desbalanço de potência previamente planejado que resulte em um desvio de frequência aceitável em relação ao valor síncrono.

II.3.2 Regulação Natural

As cargas de um sistema de energia elétrica são, em sua grande maioria, de caráter indutivo, as quais são sensíveis às variações de frequência. A modulação dessas cargas com a frequência pode ser quantificada a partir de uma constante denominada “fator de amortecimento” (D), que é dada por (21):

$$D = \frac{\Delta P_i}{\Delta f} \quad (21)$$

Assim, conhecendo-se o fator de amortecimento, é possível calcular a variação da carga para uma dada variação de frequência.

Essa constante (D) representa uma tendência do sistema em atingir um estado de equilíbrio de forma natural, prescindindo ao controle de potência ativa da fonte primária para recompor o equilíbrio entre carga e geração. Ou seja, para uma redução de geração, por exemplo, ocorre uma redução na frequência, resultando em um Δf negativo que implica em uma redução da carga, de tal forma que o sistema tenderia a se estabilizar em um novo patamar de frequência. A esse fenômeno dá-se o nome de “*regulação natural (ou própria) do sistema elétrico*”.

O resultado do uso exclusivo da regulação natural implicaria em excursões de frequência muito acentuadas e, conseqüentemente, inadequadas para os padrões de qualidade aceitáveis na operação do sistema elétrico, tendo em vista que os valores típicos do fator de amortecimento (D) estão em torno de 1 a 2% [6]. Esse fato ressalta a necessidade da utilização de reguladores automáticos de velocidade nos geradores.

Portanto, além da atuação dos reguladores de velocidade, a regulação natural também contribui para amenizar o afundamento na frequência do sistema.

Considerando o mesmo exemplo utilizado para definir (18), considerando o fator de amortecimento das cargas, é possível demonstrar (22).

$$\Delta f = \frac{\Delta P}{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3}\right) + D} \quad (22)$$

Com isso, se verifica que a *regulação natural do sistema* contribui para reduzir o desvio de frequência do sistema.

Extrapolando para “n” geradores com reguladores de velocidade, obtém-se (23):

$$\Delta f = \frac{\Delta P}{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}\right) + D} = \frac{\Delta P}{\left(\frac{1}{R_{eq}}\right) + D} \quad (23)$$

Em que,

$$R_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}} \quad (24)$$

A composição da *regulação natural* com o *estatismo* da origem a *característica de resposta natural do sistema*, que é dada por (25):

$$\beta = \frac{\Delta P}{\Delta f} = \frac{1}{R_{eq}} + D \quad (25)$$

Essa grandeza é normalmente expressa em MW/0,1 Hz. Caso o sistema seja dividido em algumas áreas de controle, aquela que apresentar o maior valor de característica natural será a que assumirá a maior parcela de variação de carga na fase de regulação primária.

A característica natural de uma área pode ser determinada avaliando os dados do sistema após a ocorrência de um grande distúrbio tal como a perda de um grande bloco de geração [6].

Após a atuação da regulação primária o sistema se estabiliza com um desvio em relação a frequência síncrona. O restabelecimento dessa frequência, e da variação do intercâmbio, verificada em eventos de desbalanço carga-geração, é realizado pela regulação secundária, que está detalhada no Apêndice A.

CAPÍTULO III

GERAÇÃO EÓLICA

III.1 Introdução

A energia extraída do vento é utilizada pela humanidade desde a antiguidade, com o artifício dos moinhos de vento, os barcos a vela, etc. Com o advento dos combustíveis fósseis, a utilização da energia eólica foi massivamente substituída pelas máquinas a combustão.

A crise do petróleo de 1973 deu início à primeira grande demanda por geradores de fontes eólicas, resultando em vultosos investimentos em pesquisas e desenvolvimento.

Atualmente, o crescimento da geração alternativa está fortemente associado à necessidade de redução dos gases poluentes, ou economia de baixo carbono, e nesse contexto, a energia eólica aparece como uma opção aos combustíveis fósseis.

Os primeiros parques eólicos eram compostos por geradores que se conectavam diretamente à rede elétrica, operando com velocidade praticamente constante. São equipamentos que apresentam diversas desvantagens, tais como: baixo rendimento, ausência de controle de potência ativa e reativa e flutuações de tensão decorrentes de variações na velocidade do vento. Esses geradores são projetados para gerar a potência nominal em uma determinada velocidade de vento. Para aumentar a produtividade, alguns aerogeradores utilizam duas máquinas, uma para geração com ventos de baixas velocidades e outra para velocidades médias e elevadas. Por outro lado, são equipamentos simples, robustos e com custo mais baixo de implantação e reparo.

Uma das principais mudanças decorrente do desenvolvimento tecnológico é a atual predominância do uso de geradores de velocidade variável. Tais geradores se conectam à rede por meio de conversores eletrônicos, que permitem um melhor aproveitamento da energia extraída do vento, principalmente a partir do controle da velocidade de rotação das turbinas. Esses equipamentos são mais sofisticados e apresentam diversas vantagens, tais como: maior aproveitamento da energia disponível

no vento, controle de potência reativa, menor flutuação de potência e redução de estresse e fadiga dos componentes mecânicos.

O crescimento mundial da matriz eólica foi acompanhado de avanços em pesquisas que significaram expressivas reduções no custo, aumentando a atratividade e fortalecendo ainda mais essa matriz energética no cenário global.

III.2 Principais Componentes de um Gerador Eólico

Os geradores eólicos dispõem de uma grande diversidade de componentes. Em geral, e os equipamentos maiores são fabricados particionados para facilitar o transporte e a montagem das unidades. Nesta seção são apresentados os principais componentes de um gerador eólico de eixo horizontal, ressaltando a função básica de cada elemento. O aerogerador abordado é baseado em turbinas de sustentação, em contrapartida existem as turbinas de arraste, que não serão tratadas.

Os principais componentes de um gerador eólico estão apresentados na Figura 8 e descritos de forma sucinta nos seguintes itens [11]:

1. Pás: são os equipamentos responsáveis por absorverem a potência dos ventos convertendo parte da sua energia cinética em energia mecânica de rotação. São aerofólios com perfil aerodinâmico similares às asas dos aviões. Nas turbinas em que existe a funcionalidade de controle de passo (*pitch control*) as pás dispõem de rolamento na sua base possibilitando a rotação para variação do ângulo de passo (ângulo de *pitch*).
2. Nacele: É a carcaça montada sobre a torre na qual são alocados diversos equipamentos, tais como o gerador, caixa de velocidade, freios, etc.
3. Cubo das pás: É a ponta do eixo da turbina onde são fixadas as pás e que se conecta à nacele.
4. Eixo: Equipamento que transfere o movimento de rotação das pás para o gerador.
5. Torre: É a estrutura que suporta os demais equipamentos. Tem como uma das principais funções elevar a turbina a uma altura onde o vento atinja velocidades adequadas ao melhor rendimento do gerador eólico.
6. Sistema de mudança de direção: trata-se de um sistema de controle importante dos aerogeradores que é denominado de *yaw control* e tem a função de ajustar o plano das pás de maneira perpendicular à direção do vento. Para realizar esse controle é colocado um anemômetro na parte posterior da nacele, que monitora a direção do vento e aciona um motor

elétrico para rotacionar o gerador, ajustando a posição adequada [12]. As mudanças de direção são feitas a baixas velocidades, geralmente menor que 0,5 graus/s, de forma a evitar turbulência e esforços extras à turbina [11].

7. Caixa de engrenagem: É uma caixa com transformadores mecânicos de velocidade para ajustar a velocidade de rotação da turbina, que é baixa, à velocidade de rotação do gerador, que em geral é elevada.
8. Freio: é utilizado para paradas emergenciais ou em tempestades. Alguns fabricantes recomendam que se mantenha o aerogerador freado quando fora de operação [11].
9. Gerador: Equipamento responsável pela geração de energia elétrica e que fica localizado na nacele.
10. Transformador: Tem a função de elevar a tensão de geração ao valor compatível ao da rede que conecta os aerogeradores à subestação coletora. Em geral é instalado no chão, próximo ao gerador, ou na torre, tanto internamente quando do lado de fora, fixado a uma altura intermediária [11].

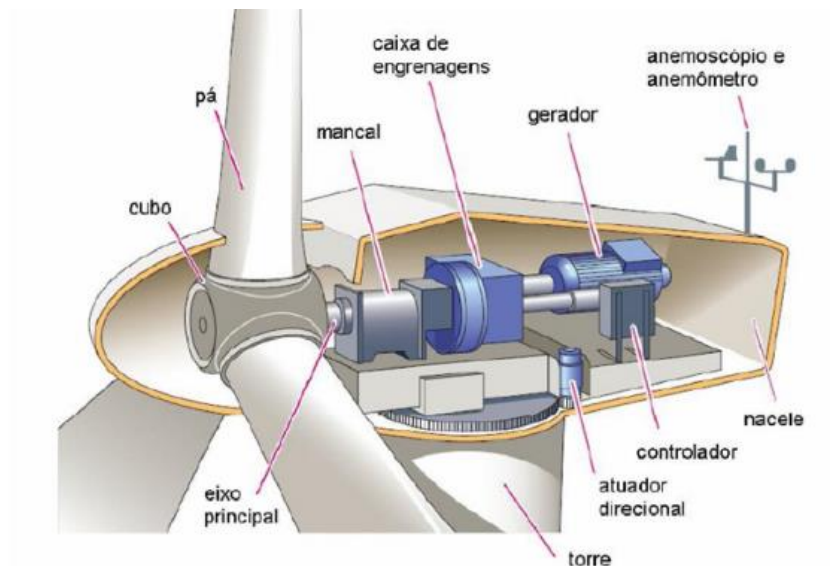


Figura 8 – Desenho esquemático de um gerador, destacando os principais componentes.
Fonte: WEKKEN; WIEN (2006).

III.3 Principais Tipos de Geradores Eólicos

A classificação dos geradores eólicos pode ser realizada de diversas formas, a depender do critério escolhido. Uma forma conhecida, apresentada em [13], estabelece como parâmetro o controle de velocidade e divide os principais aerogeradores em quatro tipos, os quais estão descritos a seguir:

- 1 *Tipo A*: Denominado de *gerador com velocidade fixa*. Esse modelo não fornece meios para o controle da velocidade. É utilizado um gerador de indução com rotor gaiola de esquilo, cuja conexão à rede elétrica se efetiva a partir de um transformador de potência. Portanto, a velocidade de rotação é estabelecida pela frequência do sistema.

Para o acionamento da usina é utilizado na conexão um *soft starter* que é fundamental para limitar a corrente de *inrush* que pode atingir valores de 7 a 8 p.u. de intensidade [13].

Adicionalmente, como o gerador de indução absorve potência reativa, é necessário o uso de bancos de capacitores para aumentar o fator de potência.

A configuração do *tipo A* pode ser vista na Figura 9.

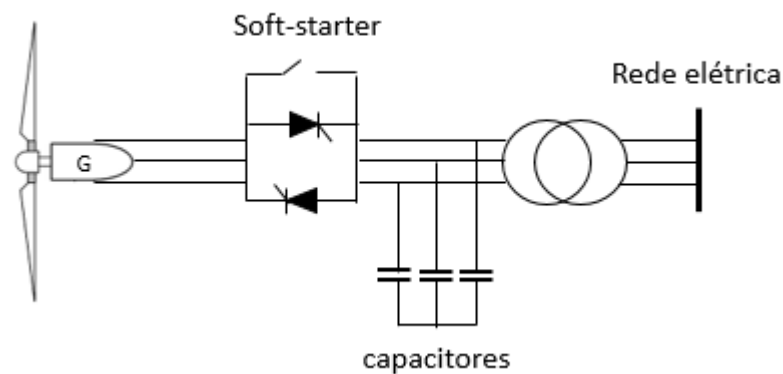


Figura 9 – Geradores eólicos de velocidade constante (*Tipo A*).

- 2 *Tipo B*: Também conhecido como *gerador com variação de velocidade limitada*. É composto por um gerador de indução com um rotor bobinado ao qual se conecta uma resistência elétrica. Esse gerador é conectado diretamente ao sistema elétrico via transformador e, a partir da variação da resistência do rotor, é possível controlar o escorregamento e, conseqüentemente, a velocidade. A capacidade do controle está relacionada ao dimensionamento da resistência. Em geral são praticados valores que

permitem um controle de até 10% acima da velocidade síncrona. A Figura 10 apresenta o esquema de um gerador do *tipo B*. O *soft-starter*, o banco de capacitores e a caixa de velocidade têm as mesmas funções descritas para o gerador *tipo A*.

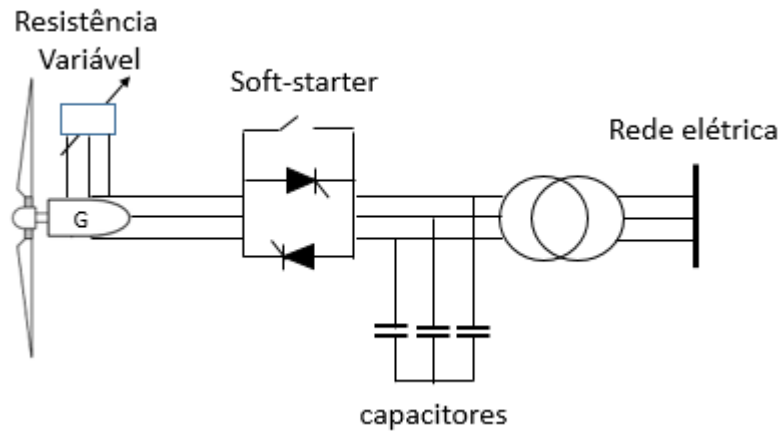


Figura 10 – Gerador eólico com variação de velocidade limitada (Tipo B).

- 3 *Tipo C*: Denominado de *gerador de indução duplamente alimentado (GIDA ou DFIG)*, essa configuração se enquadra na categoria dos geradores de velocidade variável. Utiliza-se um gerador de indução com rotor bobinado, onde o estator é conectado diretamente à rede elétrica enquanto que o rotor é alimentado a partir de um conversor eletrônico, como apresentado na Figura 11. Dispõe de uma caixa de velocidade entre a turbina e o eixo do gerador.

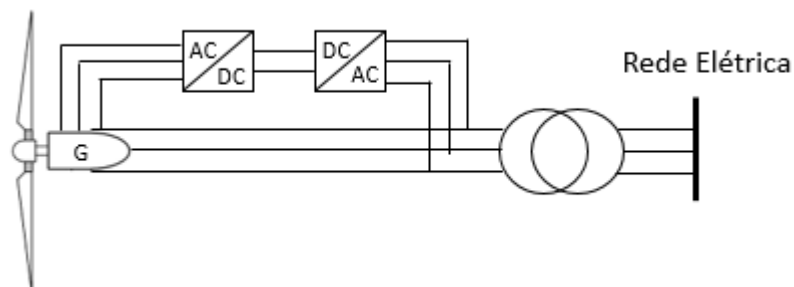


Figura 11 – Gerador de indução duplamente alimentado – GIDA (Tipo C).

- 4 *Tipo D*: Também da categoria dos geradores de velocidade variável, esse modelo é totalmente isolado do sistema elétrico a partir da utilização de um conversor eletrônico, como pode ser visto na Figura 12. O conversor é

conectado à rede elétrica e alimenta o estator do gerador, que pode ser tanto um gerador de indução com rotor bobinado quanto um gerador síncrono.

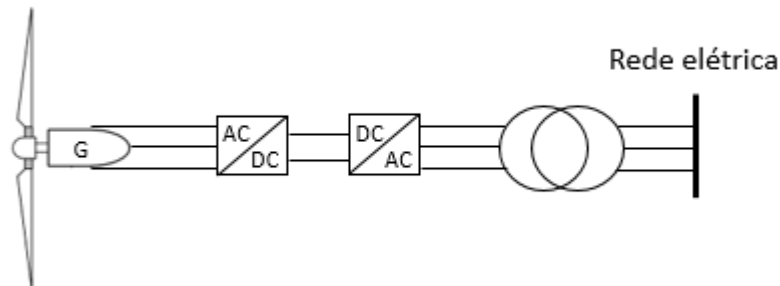


Figura 12 – Gerador eólico conectado a rede elétrica a partir de um conversor de potência (Tipo D).

Obs: Alguns autores definem os geradores do Tipo A, B, C e D como Tipo 1, 2, 3 e 4, respectivamente.

A velocidade de rotação das turbinas dos geradores eólicos é muito inferior ao valor necessário para acionar o gerador. Portanto, a maioria dos geradores eólicos utilizam uma caixa de velocidade entre o eixo da turbina e o eixo do gerador para que a velocidade de rotação do rotor seja adequada para a geração de energia elétrica. A exceção pode ocorrer nos geradores do *tipo D* que podem prescindir desse equipamento. “Nesse caso são usados geradores de baixa rotação, com elevado número de polos no seu rotor, do tipo *gerador de polos salientes*, com o estator em forma de anel” [11], que teria entre os benefícios a simplificação das manutenções e a redução de custo.

Uma segunda forma de classificação se refere ao controle de potência ativa utilizando as pás dos aerogeradores. Com essa abordagem é possível classificar os parques eólicos em três aspectos, os quais estão descritos a seguir:

- 1 *Stall Control* (controle passivo): As pás são construídas com uma determinada curvatura que estabelece um ângulo de ataque (definido na Seção III.4) fixo. Para ventos com uma velocidade superior à de projeto, ocorre o *stall* das pás, ou seja, uma redução da potência extraída do vento. É a forma mais simples e robusta de controle, sendo muito utilizada em geradores de velocidade fixa, principalmente pelo baixo custo de implantação.
- 2 *Pitch Control* (controle ativo de passo): A partir do controle automático do ângulo das pás é possível modular a eficiência da turbina e, por conseguinte,

a potência entregue ao sistema. Variando o ajuste do ângulo das pás é possível viabilizar, inclusive, paradas emergenciais da turbina.

- 3 *Active Stall Control* (controle ativo de *stall*): Esse controle é realizado variando o ângulo das pás de forma a atingir o ponto de *stall* das pás.

Uma abordagem mais detalhada desses controles de potência está relatada nas próximas seções.

III.4 Forças Aerodinâmicas

O principal objetivo do projeto das turbinas eólicas é aumentar a eficiência de extração de potência dos ventos. A partir de uma análise estática das forças aerodinâmicas geradas na superfície das pás é possível apresentar uma visão geral das principais forças atuantes nos aerogeradores.

Para avaliar o desempenho aerodinâmico de um fluxo de vento sobre às pás da turbina, é possível tomar uma pá em particular e dividi-la em diversas seções transversais [14]. Na Figura 13 está ilustrada uma dessas seções, considerada a uma distância r da base da pá e na Figura 14 estão definidas algumas grandezas.



Figura 13 – Seção transversal da pá do aerogerador.

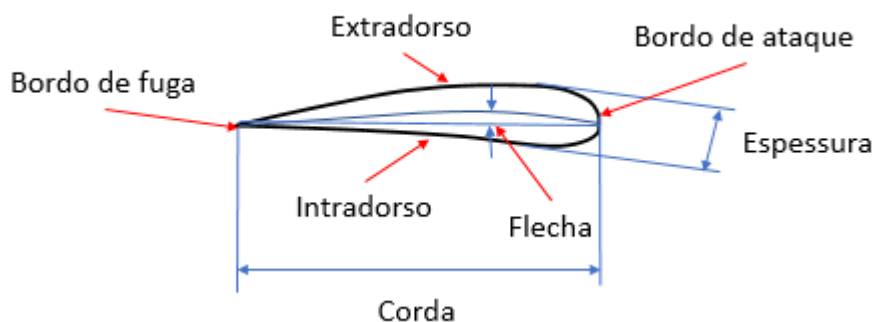


Figura 14 – Perfil aerodinâmico da seção transversal das pás da turbina.

Considera-se um perfil de vento perpendicular ao plano das pás, que corresponde a situação mais favorável para o rendimento do gerador, com uma velocidade dada por U . Ademais, a velocidade de rotação da seção da pá pode ser calculada por (26).

$$V = r\omega_t \quad (26)$$

Onde,

ω_t : é a velocidade de rotação da turbina.

Portanto, existe uma velocidade relativa de fluxo de ar, que atua no perfil da seção considerada, e que é dada por W , conforme apresentado na Figura 15.

Esse vento resultante da origem às principais forças que atuam nas pás dos aerogeradores, que são a força de sustentação, ou *Lift*, cuja direção é perpendicular à velocidade relativa (W), e que representa a fonte da força motriz de rotação da turbina. E a força de arrasto, ou *Drag*, cuja direção é paralela ao vetor W , e que está associada às perdas do sistema.

Adicionalmente, é importante definir os ângulos que estão associados aos mecanismos de controle das pás. O ângulo de ataque, dado por α , é definido como o ângulo entre a linha da corda da pá e a velocidade relativa do vento (W). O ângulo de passo (ou *pitch*), representado por β , é dado pela linha da corda da pá e o plano de rotação da turbina. A soma dos ângulos de ataque (α) e de passo (β) é igual ao ângulo formado entre direção da velocidade relativa do vento (W) e o plano das pás, ou seja, \emptyset . Essas grandezas estão apresentadas na Figura 15.

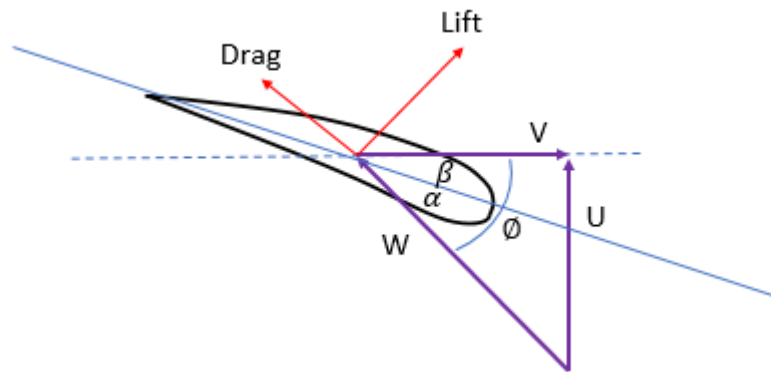


Figura 15 – Diagrama de vetores atuantes em uma seção transversal da pá de um aerogerador.

A força de sustentação (L) e a força de arrasto (d) são dadas por (27) e (28), respectivamente [14].

$$L = \frac{1}{2} \rho c C_L(\alpha) W^2 \quad (27)$$

$$d = \frac{1}{2} \rho c C_D(\alpha) W^2 \quad (28)$$

Em que,

ρ : é a densidade do ar;

c : é a largura do perfil aerodinâmico (corda);

W : é a velocidade resultante sobre a pá;

C_L : coeficiente de sustentação;

C_D : coeficiente de arrasto.

A força de sustentação pode ser entendida considerando o fato de que as linhas de força do vento próximas à superfície do objeto têm uma velocidade maior em superfícies convexas em comparação a superfícies côncavas. Dessa forma, na região do extradorso se forma uma área de baixa pressão quando comparada a região do

intradorso. É essa diferença de pressão que justifica a força de sustentação aerodinâmica na turbina [15].

Essas duas forças (*Lift* e *Drag*) podem ser decompostas nos eixos x, que está contido no plano de rotação das pás, e y, que é perpendicular a esse plano de rotação. Essa decomposição está apresentada na Figura 16.

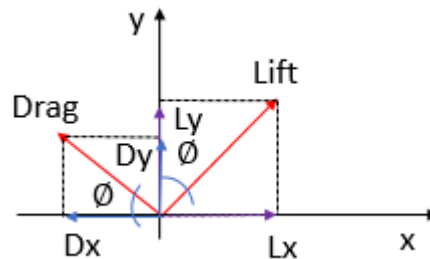


Figura 16 – Decomposição ortogonal das forças de sustentação (*Lift*) e arrasto (*Drag*) que atuam nas turbinas.

A resultante na direção x é dada por (29). Essa é a força motriz que impulsiona o movimento rotacional da turbina. Verifica-se que, enquanto a componente da força de sustentação (*Lift*) na direção x é a favor do movimento de rotação, a componente da força de arrasto (*Drag*) tem o sentido contrário.

$$R_x = L \sin \varphi - d \cos \varphi \quad (29)$$

A resultante no eixo y, apresentada em (30), tem ambas as componentes orientadas no mesmo sentido, que é o de fletir a haste da torre eólica. Na Seção III.7 é abordada a possibilidade da interferência dessa força, juntamente com a atuação dos controles de ângulo das pás, no desempenho dinâmico do aerogerador.

$$R_y = L \cos \varphi + D \sin \varphi \quad (30)$$

Integrando (29) ao longo do comprimento da pá e multiplicando pelo número de pás do aerogerador pode-se obter o torque mecânico gerado na turbina, conforme apresentado em (31).

$$T_t = n_p \int_0^R r R_x(r) dr \quad (31)$$

Onde,

n_p : é o número de pás do aerogerador;

R : é o comprimento da pá.

Realizando o mesmo procedimento com (30), pode-se obter a força resultante na turbina com o sentido de fletir o aerogerador, como mostrado em (32).

$$F_A = n_p \int_0^R R_y(r) dr \quad (32)$$

A partir de (27), (28), (29) e (30), pode ser verificado que, variando a posição angular da seção transversal da pá, que resulta em um novo valor para α , β e, conseqüentemente, ϕ , é dada uma variação entre a direção do vento resultante incidente (W) e a corda das pás. Essa mudança de direção implica em um novo valor para as forças de *Lift* e *Drag*. Esse é o princípio que caracteriza a funcionalidade do *pitch control* (ou controle de passo) que é utilizado para o controle da potência ativa e da velocidade de rotação da turbina.

A incidência do vento sobre as pás de uma turbina eólica poderá provocar um deslocamento do fluxo de ar de parte da superfície da pá, dependendo do ângulo de incidência do fluxo de ar, das dimensões e perfil da pá e da velocidade do vento incidente. A Figura 17 ilustra esse deslocamento, exemplificando duas situações. Observa-se que há duas regiões distintas sobre a pá: na primeira, o fluxo é laminar e aderente à superfície. Nessa região, a força de sustentação é maior, resultando em maior sustentação aerodinâmica da pá e, conseqüentemente, maior transferência da potência do vento. Na segunda região, o fluxo de ar junto à pá é turbulento, resultando num deslocamento entre o fluxo laminar do ar e a superfície da pá. Nesta região, não haverá transferência de potência. Esta região é denominada de região de perda, pois há perda de sustentação aerodinâmica. Portanto, quanto maior for a região de perda numa pá em relação à região de sustentação, menor será a transferência da potência do vento realizada pela pá e, assim, menor será a eficiência aerodinâmica da turbina [11]. Esse descolamento do fluxo em torno da superfície é o que caracteriza o *stall* das turbinas, ou seja, o fluxo se afasta da superfície surgindo regiões de turbulência entre o

fluxo e a superfície, resultando na redução da força de sustentação e aumento da força de arrasto, impactando diretamente na potência mecânica da turbina.

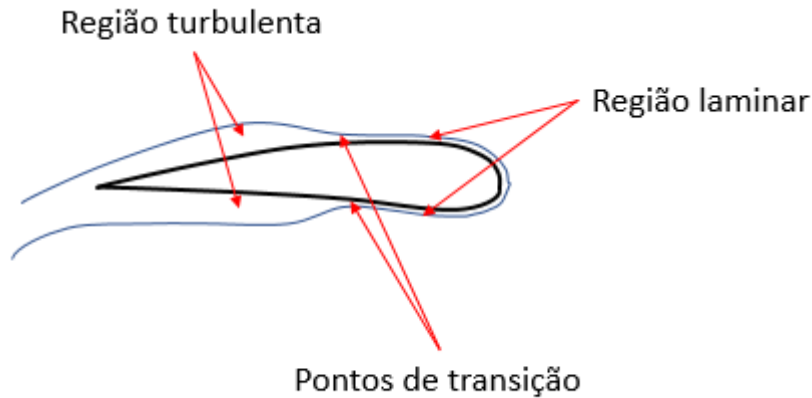


Figura 17 – Fluxos de ar no perfil de uma pá.

III.5 Potência Mecânica em Turbinas Eólicas

A potência disponível em uma determinada coluna de vento pode ser calculada a partir de (33).

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 \quad [W] \quad (33)$$

Em que,

A: Área da coluna de vento [m^2]

A parcela que a turbina eólica é capaz de converter em potência mecânica é dada por C_p , denominado de coeficiente de potência, cujo máximo valor teórico, conhecido como constante de Betz, é 0,593 [14]. Esse seria o rendimento de uma turbina perfeita sendo desconsiderada todas as perdas do sistema. Na prática a potência que pode ser extraída do vento é bem abaixo desse valor. A equação (34) fornece a potência mecânica que a turbina entrega ao gerador [13].

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A U^3 \text{ [W]} \quad (34)$$

O valor máximo do coeficiente de potência ($C_{pmáx}$) de uma determinada turbina eólica é função da velocidade do vento disponível, como ilustrado no gráfico da Figura 18. Esta dependência se deve ao fato das pás alterarem suas eficiências aerodinâmicas com as características do vento. A curva que relaciona o valor de $C_{pmáx}$ com esta velocidade tem uma forma específica para cada projeto aerodinâmico das pás. Logo, cada modelo de turbina vai ter uma curva particular para essa relação.

O ponto de máximo da curva $C_{pmáx} \times U$, mostrado na Figura 18, representa a velocidade de vento que fornece o maior rendimento, de acordo com o projeto da turbina [11]. Por outro lado, apesar de existir uma velocidade em que o coeficiente de potência é máximo, é importante ter em vista que, a partir de (34), a potência extraída pelo gerador é proporcional ao cubo da velocidade. Portanto, para uma velocidade de vento maior do que o valor de máximo da curva $C_{pmáx} \times U$, apesar de significar um menor aproveitamento, pode implicar em um maior valor de potência para a turbina.

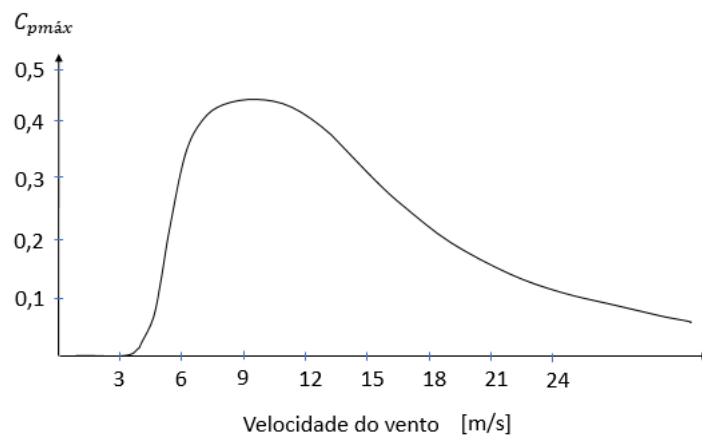


Figura 18 – Curva do coeficiente de potência (C_p) em função da velocidade do vento.

O valor do coeficiente de potência pode ser modulado entre os valores intermediários, de modo a controlar a eficiência da turbina, alterando dois principais parâmetros: o coeficiente de velocidade periférica λ (Tip Speed Ratio - TSR), dado por (35), que relaciona a velocidade da ponta das pás com a velocidade do vento e o ângulo de *pitch* (β) ou ângulo de passo. Na Figura 19 são apresentadas curvas que relacionam o coeficiente de potência (C_p) com o TSR para diversos valores de ângulo de passo das pás.

$$\lambda = \frac{\omega R}{U} \quad (35)$$

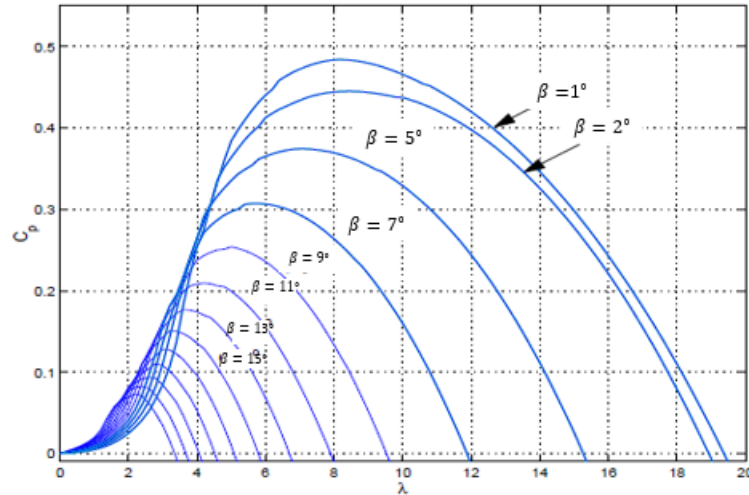


Figura 19 – Curva da potência fornecida pelo vento em função do coeficiente de velocidade periférica e do ângulo de passo das pás.

Uma equação aproximada para o cálculo do coeficiente de potência é apresentada em [16], sendo dada por (36).

$$C_p(\lambda, \beta) = a_1 \left(\frac{a_2}{\lambda_i} - a_3\beta - a_4\beta^{a_5} - a_6 \right) e^{-\frac{a_7}{\lambda_i}} \quad (36)$$

Onde,

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + a_8\beta} - \frac{a_9}{\beta^3 + 1}} \quad (37)$$

Os coeficientes a_1 a a_9 são parâmetros que variam com o projeto de cada turbina.

Para um determinado potencial de vento existe uma velocidade de rotação do rotor que viabiliza um melhor aproveitamento da potência disponível. Com o advento dos geradores de velocidade variável foi possível operar de forma a obter, na maior parte do tempo, o melhor rendimento da turbina, ou seja, o maior valor de C_p para cada velocidade de vento.

Podem ser praticados três regimes de operação considerando a curva do coeficiente de potência em função do TSR (Figura 19):

1. Abaixo do valor ótimo de TSR, onde se verifica perda de sustentação, tendo em vista que as pás não interagem suficientemente com o escoamento.

2. Acima do valor ótimo de TSR, onde a turbina opera com efeitos secundários complexos relativos a formação de turbilhões que impactam o rendimento das turbinas a jusante.

3. No valor ótimo de TSR onde os fenômenos descritos em 1 e 2 estão ambos presentes, porém em uma proporção menor [17].

Os sistemas de controle que atuam para ajustar o coeficiente de potência nos aerogeradores são o *pitch control* e o controle de torque elétrico.

Os geradores que utilizam conversores eletrônicos na interface com a rede são capazes de controlar o torque elétrico no valor desejado, por exemplo, com o objetivo de variar a velocidade do rotor e, por conseguinte, manter a máxima eficiência aerodinâmica [14].

Existem algumas técnicas utilizadas para viabilizar a atuação desses dois controles. Uma abordagem possível é dispor de uma chave lógica que garanta a atuação ativa de apenas um desses controles por vez. Quando o vento disponível está abaixo do valor nominal, em geral o ângulo de passo é ajustado no valor que fornece o maior C_p e o TSR ótimo é obtido a partir do controle do torque elétrico. Na ocorrência de ventos com velocidades maiores, o torque é mantido constante no valor nominal e o *pitch control* atua para ajustar o ângulo de passo (β) e reduzir C_p de forma a não violar a capacidade máxima do gerador [14]. Esses modos de operação estão apresentados da Seção III.6.

O controle do torque pode não assumir alguns valores que fornecem o TSR ótimo. Isso acontece quando esse valor implica na operação com velocidades que geram ressonância na torre eólica. Portanto, em alguns cenários operativos, será inviável o máximo aproveitamento da potência do vento [18].

III.6 Curva de Operação dos Parques Eólicos

A Figura 20 compara a curva de operação de uma turbina comercial (curva em verde) com a potência disponível no vento (curva em azul) e com a máxima potência teoricamente extraível do vento, que corresponde ao valor máximo de Betz (curva em vermelho). Verifica-se que a eficiência da conversão energética diminui após a turbina

alcançar sua potência nominal. Isto se deve ao fato da potência entregue à rede elétrica ser controlada a partir desse ponto para evitar sobrecargas no gerador. Na maioria dos locais os ventos com velocidades maiores são pouco frequentes, por conseguinte, o custo de instalação de um gerador elétrico de maior capacidade normalmente não é compensado pelo acréscimo de produção de energia resultante [11].

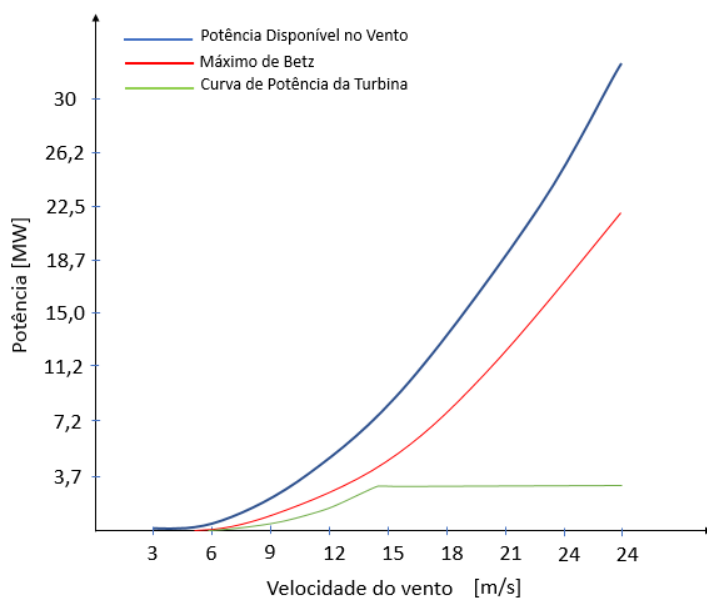


Figura 20 – Curva de potência disponível no vento (curva em azul), de máximo valor teórico absorvido pela turbina (curva em vermelho) e de potência real transferida à turbina (curva em verde).

A curva em verde da Figura 20 apresenta alguns setores operativos muito importantes do gerador eólico. Portanto, essa curva está repetida na Figura 21, onde estão destacados cada um desses setores [13].

1. O primeiro setor, que está designado por “*Fora de operação*”, representa uma região onde o gerador não dispõe de uma velocidade mínima de vento para o acionamento da turbina. Essa velocidade mínima (*cut-in*), em geral, compreende ventos em torno de 3,0 e 4,0 m/s.
2. O segundo setor compreende ventos com velocidades desde a mínima necessária para o acionamento da turbina até valores que viabilizam a potência nominal do aerogerador (V_n - *rated speed*). Em geral, esta velocidade nominal está contida na faixa entre 12 e 16 m/s. Nessa região, destacada como “*Operando com máxima eficiência*”, o objetivo é maximizar o coeficiente de potência (C_p) de forma a extrair a máxima energia eólica, utilizando o *pitch control* e o valor ótimo do TSR. Como

mencionado anteriormente, esse objetivo é atingido mantendo o ângulo de passo no valor que fornece o maior C_p , enquanto a velocidade de rotação da turbina é controlada, via torque elétrico a partir dos conversores, buscando operar sempre no TSR ótimo para cada velocidade de vento.

3. O terceiro setor, nomeado como “Operando com baixa eficiência”, ocorre para cenários com ventos maiores que o valor nominal. Nesta condição a estratégia de controle é invertida, com o torque elétrico sendo mantido constante no seu valor nominal, e o controle de ângulo das pás atuando para reduzir o coeficiente de potência (C_p) de forma a preservar o gerador de sobrecargas.
4. Para velocidades maiores que V_c , denominada de velocidade de corte (*cut-out*), que em geral são em torno de 20 e 25 m/s, onde o controle do ângulo das pás já não dispõe de margem de controle de potência, o sistema de proteção do aerogerador atua desconectando a usina para preservar a integridade dos equipamentos.

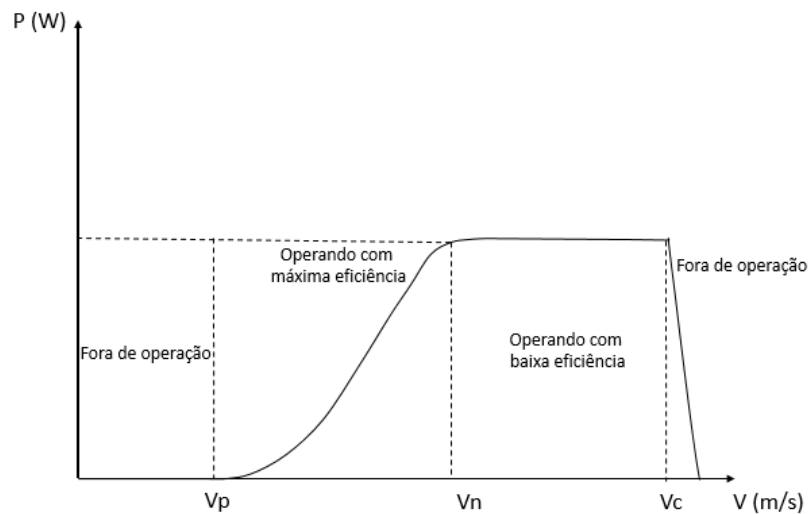


Figura 21 – Curva de aproveitamento do gerador eólico em função da velocidade do vento.

III.7 Pitch Control

O *Pitch control*, ou controle de passo, é a forma mais comum de controle da potência aerodinâmica da turbina de um gerador eólico.

Quando a velocidade do vento está abaixo do valor nominal (segundo setor da Figura 21), o controle precisa apenas maximizar a potência da turbina, de modo que,

geralmente, não há necessidade de modular o ângulo de passo, sendo o mesmo mantido no valor que maximiza o coeficiente de potência (C_p).

Acima da velocidade nominal do vento, o *pitch control* atua de forma muito eficaz para controlar a potência aerodinâmica da turbina, resguardando o gerador de sobrecargas. Para que a regulação seja eficiente é importante que o controle de passo tenha uma resposta que seja rápida o suficiente para atender às mudanças de condição de vento. Por outro lado, esse controle rápido precisa ser bem projetado, uma vez que essa variação impacta fortemente o desempenho dinâmico da turbina [14].

Uma das interações mais fortes é com a dinâmica da torre. À medida que o *pitch control* atua para regular o torque aerodinâmico, o empuxo aerodinâmico no rotor também muda substancialmente, e isso alimenta a vibração da torre. Conforme o vento aumenta, o *pitch control* ajusta o ângulo de ataque para manter o torque constante, mas o impulso do rotor diminui. Isso permite que a deflexão da torre a favor do vento diminua, e quando o topo da torre se move contra o vento, a velocidade relativa do vento vista pelo rotor aumenta. O torque aerodinâmico aumenta, resultando em uma atuação adicional do *pitch control*. Claramente, se o ganho do controlador de passo for muito alto, esse feedback positivo pode resultar em instabilidade. Portanto, é vital levar em conta a dinâmica da torre ao projetar o *pitch control* [14].

Abaixo da velocidade nominal do vento, o ângulo de passo é ajustado no valor ótimo, ou seja, que fornece o maior valor para o coeficiente de potência. Quando a velocidade do vento sobe acima da nominal, um aumento ou uma diminuição no ângulo de passo resultará em uma redução no torque. Um aumento do ângulo de passo (β), reduz o torque diminuindo o ângulo de ataque (α) e, conseqüentemente, a força de sustentação (*Lift*), como pode ser visto na Figura 22, que mostra a relação entre o coeficiente de *Lift* (C_L) e o ângulo de ataque das pás (α). Essa estratégia é conhecida como controle ativo de passo (*active pitch control*).

Por outro lado, uma diminuição de β reduz o torque aumentando α , em direção ao *stall* da turbina, onde a força de sustentação (*Lift*) começa a diminuir e a força de arrasto (*Drag*) aumenta, como pode ser visto nas Figura 22 e Figura 23. Essa atuação é conhecida como controle ativo de *stall* (*active stall control*) [14].

O ângulo de ataque que fornece o maior valor de coeficiente de potência é uma grandeza que depende do projeto construtivo das pás dos aerogeradores. Logo, cada modelo de turbina vai apresentar uma característica particular para as relações apresentadas nas curvas da Figura 22 e Figura 23.

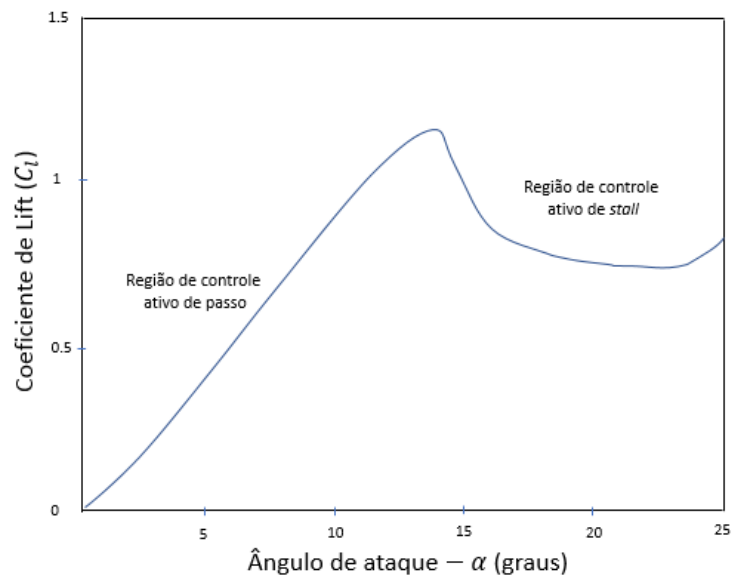


Figura 22 - Variação do coeficiente de Lift nas pás do aerogerador em função do ângulo de ataque das pás.

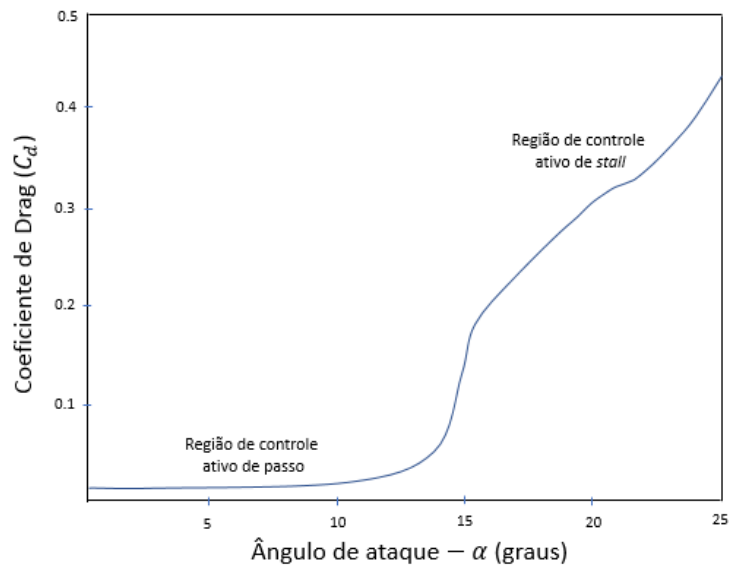


Figura 23 – Variação do coeficiente de drag nas pás do aerogerador em função do ângulo de ataque das pás.

Na Figura 24 é possível visualizar o efeito da variação do ângulo de ataque. Em (b) se verificam as linhas de vento para o ponto ótimo do ângulo de ataque. Em (a), a mudança do perfil das linhas com a utilização da estratégia de controle ativo de passo e em (c) pode ser visualizada a turbulência decorrente do *stall* das pás com a atuação do controle ativo de *stall*.

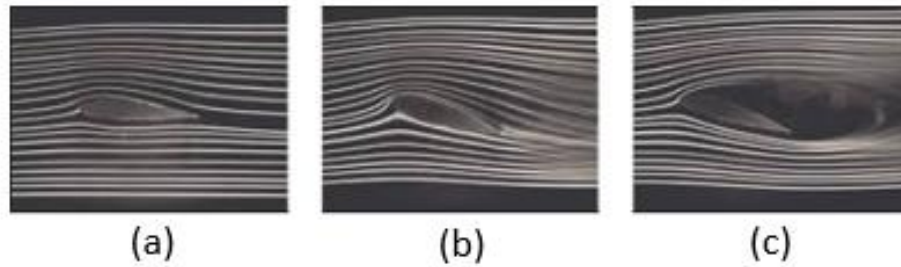


Figura 24 – Efeito da variação do ângulo de ataque do valor ótimo (b) para um ponto com redução de eficiência utilizando ora controle ativo de passo (a) e ora o controle ativo de *stall*.

Fonte: [19]

Embora o controle ativo de passo seja muito mais usado [14], existem turbinas que operam com o controle ativo de *stall*. O controle ativo de passo requer uma atuação mais ativa da variação de *pitch*, já no controle de *stall* o torque é controlado com pequenas variações, como pode ser visto na Figura 25. Adicionalmente, o controle de *stall* forma regiões de turbulência nas colunas de vento para possíveis turbinas a jusante.

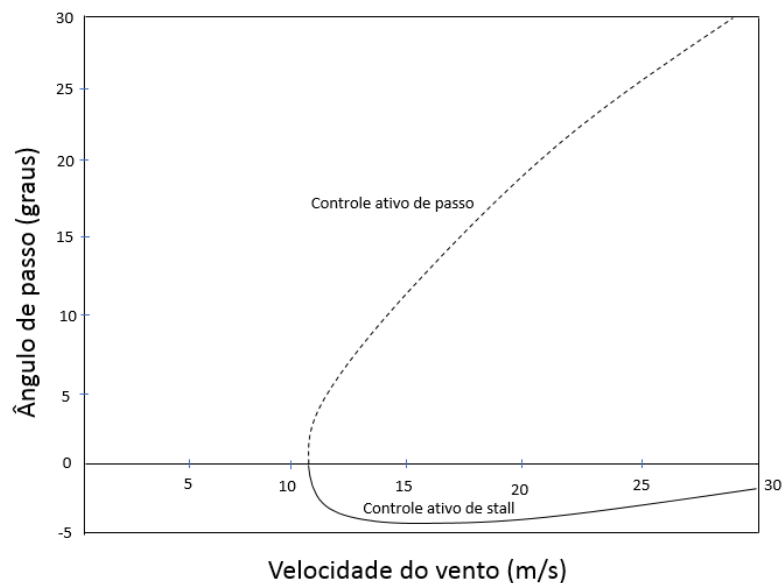


Figura 25 – Curva que ilustra a variação angular das duas estratégias de controle possíveis para reduzir o coeficiente de potência em cenários com velocidade de vento maiores que a nominal.

A relação entre a força de sustentação (*Lift*) e a força de arrasto (*Drag*) é o que define a eficiência da turbina eólica. Portanto, quando operando no segundo setor da Figura 21, ou seja, com uma velocidade de vento menor ou igual a nominal, é importante

que o aerogerador opere no ponto de máximo dessa relação, como pode ser visto na Figura 26. Adicionalmente, na ocorrência de ventos com velocidades maiores do que a nominal, ou seja, uma operação no terceiro setor da Figura 21, é importante a atuação do *pitch control* para reduzir a relação entre o *Lift* e o *Drag*, seja a partir do controle ativo de passo (*active pitch control*) ou do controle ativo de *stall* (*active stall control*). Ambas as regiões de operação, que podem ser praticadas para reduzir a geração, a depender da estratégia de controle definida, estão apresentadas na Figura 26.

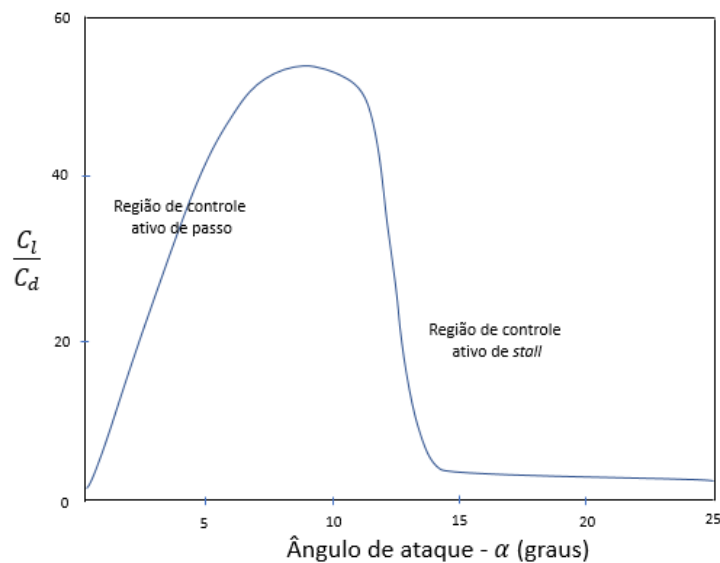


Figura 26 – Relação entre os coeficientes de Lift e Drag em função ângulo de ataque das pás.

A funcionalidade do *pitch control* tem um efeito sistêmico que pode ser importante para a operação dos sistemas de energia elétrica, tendo em vista que é possível utilizá-lo de forma semelhante à regulação primária das máquinas convencionais, porém com uma resposta mais rápida [20]. Esse controle pode responder aumentando ou diminuindo a potência ativa entregue ao sistema elétrico, em resposta às variações de frequência. Para viabilizar uma injeção adicional de potência ativa é necessário operar com uma reserva de potência. Isso é realizado ajustando o ângulo de passo para diminuir a eficiência da turbina, reduzindo o coeficiente de potência. A utilização dessa estratégia significa a prática sustentada de perda de energia intencional no parque eólico [20], logo, se trata de uma estratégia pouco atrativa economicamente.

Para eventos de sobrefrequência, o *pitch control* pode atuar rapidamente para reduzir a potência ativa injetada no sistema, contribuindo para o controle da frequência.

No presente trabalho o *pitch control* foi utilizado como recurso para regulação primária a partir dos parques eólicos, sendo praticada uma reserva de potência na própria planta eólica reduzindo C_p .

Um exemplo de resposta de potência ativa em função da frequência está apresentado na Figura 27. Os pontos A e D podem ser ajustados de acordo com a estratégia de controle determinada para um dado sistema elétrico. O ajuste do ponto B define a reserva de potência no parque eólico para o suporte de potência ativa em situações de perda de geração, ou para o que será denominado no presente trabalho de regulação primária a partir dos geradores eólicos. Os valores de F_b e F_c definem a faixa pré-ajustada de frequência que sensibiliza a atuação do recurso para eventos de subfrequência e sobrefrequências, respectivamente.

As duas principais entradas desse modelo são a potência que o vento disponibiliza (determinada pela velocidade do vento e a curva de C_p) e a frequência da rede elétrica no ponto de conexão. Na frequência nominal a potência disponível é multiplicada pelo fator P_{bc} para gerar a potência de referência que define a reserva que será praticada, ou a condição operativa, dada pela posição de ponto B na Figura 27. Essa potência de referência é comparada com as potências mínimas ($P_{mín}$) e máximas ($P_{máx}$). A potência mínima é 0,2 p.u. da potência máxima de saída. A potência máxima é um valor limite especificado no sistema de controle, limitado a potência disponível no vento. Esse valor máximo pode ser um limite necessário para atender uma condição de rede elétrica alterada ou de carga leve. O valor de P_d deve ser maior ou igual a $P_{mín}$ [21].

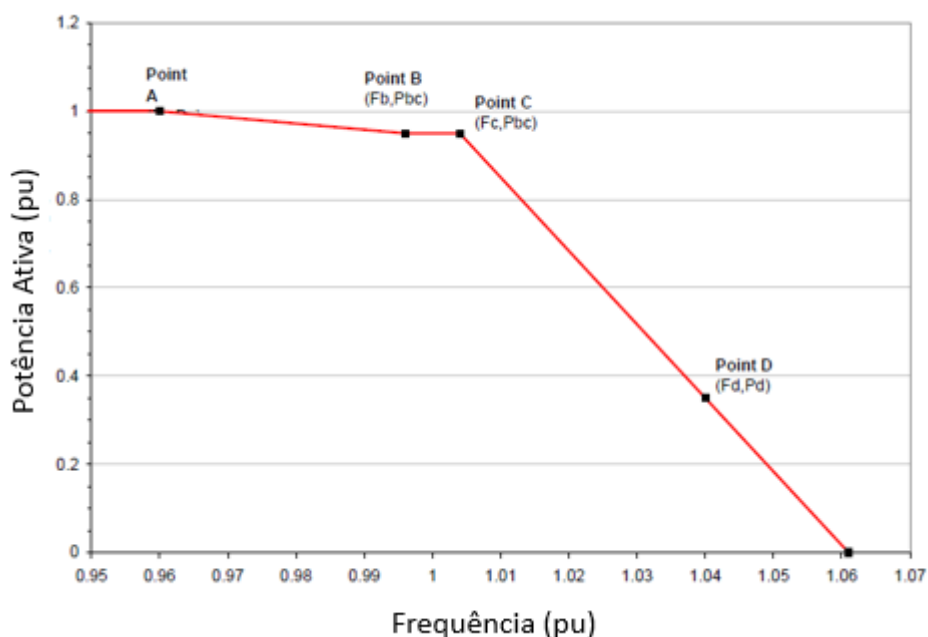


Figura 27 – Exemplo de um ajuste viável de controle de potência ativa.

III.8 Inércia Sintética

O comportamento dinâmico da frequência em situações de perda de geração está relacionado, principalmente, às características dos geradores remanescentes conectados ao sistema de potência. Nos primeiros instantes após a ocorrência do evento, o desempenho é comandado pela resposta inercial das máquinas convencionais e, em seguida, se inicia a atuação dos reguladores de velocidade.

O recurso de inércia sintética (IS) permite que a usina eólica emule a resposta inercial dos geradores convencionais, injetando um adicional de potência ativa de 5 a 15% do despacho de geração da usina no instante do evento, ao ser sensibilizado pelo afundamento de frequência. Esse suporte é mantido por alguns segundos [22].

A atuação da IS é baseada no controle do torque elétrico, advindo do uso dos conversores eletrônicos, nos geradores de velocidade variável. A energia adicional para atender o aumento de potência ativa na saída do gerador é retirada da energia cinética do rotor das turbinas. Portanto, essa atuação resulta na redução da velocidade de rotação do gerador.

Como visto anteriormente, os aerogeradores tem uma restrição de velocidade mínima necessária para o funcionamento. Portanto, o controle da IS considera essa limitação, guardando uma margem de segurança em relação a esse valor mínimo de velocidade.

Em um momento posterior, após alguns segundos, o comando de controle dos geradores atua para reduzir a potência elétrica entregue ao sistema elétrico a um valor menor do que a potência mecânica absorvida na entrada da turbina. Dessa forma, um torque resultante acelera o rotor com o objetivo de restabelecer a velocidade do gerador. Essa segunda etapa implica uma demanda extra ao sistema elétrico. Todavia, ela ocorre em uma escala de tempo na qual a regulação primária já foi acionada nos geradores convencionais. Com isso, a IS viabiliza sua função de dar suporte de potência ativa ao sistema no instante de maior carência, dando tempo aos reguladores de velocidade atuarem.

A IS visa emular o desempenho dos geradores convencionais, porém, existem diferenças fundamentais, destacando-se:

- I. A resposta do controle de IS não é exatamente a mesma para quaisquer condições operativas.
- II. O controle é assimétrico, respondendo apenas para subfrequência (em eventos de sobrefrequência a contribuição do gerador eólico é realizada a

partir da redução de potência ativa utilizando o “*pitch control*”). Porém, em [23] foi proposta uma alteração no sistema de controle, que viabilizou a utilização da inércia sintética também em eventos de sobrefrequência, onde as turbinas passaram a absorver energia cinética.

- III. O controle responde apenas para a ocorrência de grandes distúrbios, na qual a resposta inercial é importante para manter a estabilidade do sistema. As contínuas e pequenas perturbações na frequência, as quais o sistema elétrico está sujeito, não sensibilizam o sistema de controle.

A resposta do controle de IS é dependente da condição operativa inicial. Em geral, operando próximo a potência nominal o desempenho obtido é melhor. Adicionalmente, em situações operativas onde o vento disponível é maior que o nominal, o controle de passo atua para reduzir a eficiência da turbina ao limite do gerador elétrico, como já foi mencionado. Nessa condição, durante a atuação da IS é possível habilitar uma ação conjunta do *pitch control* no sentido de aumentar a eficiência do gerador. Com essa potência extra advinda do controle de passo é possível recompor a velocidade da turbina sem onerar o sistema elétrico em um segundo momento. [20].

A contribuição de potência ativa com o recurso da IS é limitada não apenas pelo vento, mas também pelas características mecânicas dos componentes dos aerogeradores e pelos limites operativos da turbina. Os mais críticos são os limites de velocidade e as restrições aerodinâmicas. O ponto fundamental é que a redução na velocidade resulta na tendência de redução da força de sustentação (*Lift*), com consequente redução do torque mecânico, o que aumenta a desaceleração do rotor, tendo em vista o aumento concomitante do torque elétrico. Essa realimentação positiva tende a levar as pás a uma situação de *stall*, onde ocorre o descolamento das linhas de força aerodinâmica e uma redução brusca da potência, que precisa ser evitada. Portanto, na implementação dos controles da IS está incluída uma margem em relação à possibilidade de *stall* dos aerogeradores que, conseqüentemente, limita a utilização do recurso em operações com baixa velocidade. Adicionalmente, a energia utilizada na resposta inercial reduz a potência para valores abaixo de 50% da potência nominal [21]. Essas restrições limitam a taxa de injeção de potência ativa utilizando o recurso de IS. Isso representa uma diferença significativa de desempenho em relação às máquinas convencionais, cujas respostas são praticamente instantâneas.

A utilização do recurso de IS deve sempre ser corroborada por uma análise específica para cada sistema elétrico. Como o recurso injeta um adicional de potência ativa inicialmente e, em seguida, demanda essa potência para restabelecer sua velocidade, é necessário modular essa atuação, ponderando adequadamente as

constantes de tempo do sistema de controle de forma a obter os melhores resultados. Em [20] foi mostrado que, para o caso estudado (Região Oeste dos EUA), a simulação que apresentou o melhor desempenho de frequência não foi a que utilizou uma estratégia de máxima injeção de potência utilizando a IS. Quando foi utilizado um valor menor de injeção de potência ativa nos parques eólicos com o recurso da IS, que por outro lado resultou em uma demanda posterior menor, obteve-se um desempenho mais satisfatório. Esse resultado mostra que a estratégia precisa estar bem alinhada com a rede em estudo, onde um fator de suma importância é a reserva de potência ativa disponível no sistema para a realização da regulação primária.

CAPÍTULO IV MODELAGEM DINÂMICA DO GERADOR EÓLICO

O gerador eólico utilizado nas simulações do presente trabalho foi o *Tipo C*, ou seja, o gerador de indução duplamente alimentado (GIDA), que será apresentado com mais detalhe neste capítulo.

Como já mencionado, o GIDA tem o estator conectado diretamente à rede elétrica, enquanto o rotor é alimentado a partir de um conversor de potência, usualmente um *back – to – back voltage source converter (VSC)* [13]. O conjunto é composto por dois conversores: um que alimenta o rotor bobinado do gerador de indução e outro que é conectado à rede elétrica, como pode ser visto na Figura 28.

Com essa configuração, a frequência da rede elétrica é desacoplada da velocidade mecânica do rotor, permitindo, dessa forma, o controle da velocidade de rotação. Por conseguinte, torna-se possível o ajuste que fornece o maior rendimento na geração de energia elétrica para cada velocidade de vento.

Os sistemas de controle dos dois conversores funcionam de forma independente. A ideia principal é que o equipamento do lado do rotor controle a potência ativa e reativa do gerador a partir da injeção de corrente rotórica com frequência variável.

Dependendo da condição operativa, a potência é injetada ou extraída do rotor. Em operações onde a velocidade esteja superior ao valor ajustado no sistema de controle, o fluxo de potência é comandado do rotor para a rede elétrica. Para velocidades do rotor abaixo do valor desejado, o conversor comanda o fluxo em sentido contrário, ou seja, potência da rede elétrica para o rotor. Dessa forma, a conexão do rotor via conversor permite um fluxo de potência bidirecional, como está ilustrado na Figura 28 [13].

Com relação ao estator, o fluxo de potência é unidirecional, sendo admitido apenas do gerador para à rede elétrica.

O custo dos conversores está diretamente associado ao montante de potência a ser convertida. E esse valor da potência está relacionado com a faixa de velocidade controlável do rotor que é definida no projeto do gerador, onde são realizadas análises de otimização, que em geral resulta em conversores com potência em torno de 30% do valor nominal do aerogerador [13].

A operação desacoplada da máquina com o sistema elétrico viabiliza o controle da potência ativa e reativa de forma independente, permitindo, inclusive, suporte de potência reativa para o sistema elétrico na ocorrência de distúrbios.

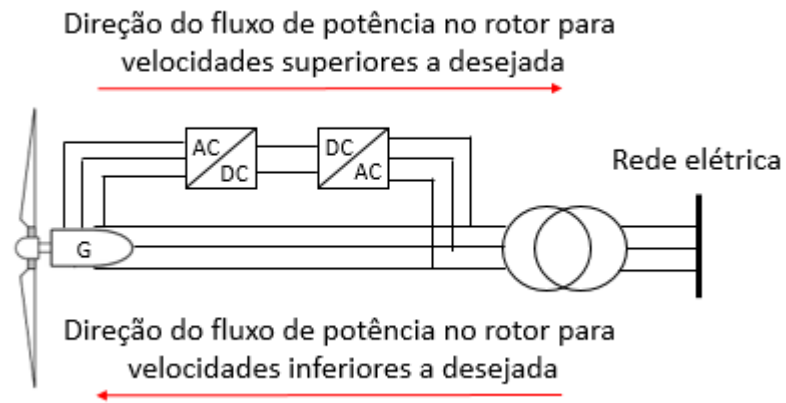


Figura 28 – Máquina de Indução Duplamente Alimentada ressaltando o fluxo bidirecional no conversor de potência que conecta o rotor bobinado à rede elétrica.

Outro ponto importante, que contribuiu para o aumento da sofisticação dos sistemas de controle dos conversores, foi o aumento das exigências de requisitos técnicos para a conexão de parques eólicos. Um exemplo prático diz respeito ao controle da corrente no conversor em situações de distúrbios no sistema. Pelo fato dos conversores eletrônicos serem muito sensíveis ao aumento da corrente, que geralmente ocorre em eventos de curtos-circuitos na rede elétrica, com conseqüente afundamentos de tensão, o sistema de proteção atuava retirando o parque eólico para preservar os equipamentos. Com o aumento do número de plantas eólicas, a retirada dessas usinas tornou-se significativa, motivando a exigência de critérios para evitar o desligamento das usinas devido à ocorrência de distúrbios. Com a evolução dos sistemas de controle de corrente dos conversores, tornou-se possível o controle dessa grandeza em patamares iguais aos valores nominais, mesmo na ocorrência de variações elevadas na tensão do sistema elétrico, permitindo a manutenção da conexão do parque eólico.

IV.1.1 Modelagem e Controle

O gerador eólico utilizado neste trabalho foi o modelo GE 1.6 MW, o qual é projetado utilizando uma máquina de indução duplamente alimentada. Toda modelagem foi desenvolvida para simulações em sequência positiva no domínio do tempo com o intuito de serem realizadas avaliações sistêmicas decorrentes de perdas de geração,

carga ou faltas em linhas de transmissão. Esse modelo foi elaborado pela GE e está apresentado em [21].

Os parques eólicos em geral são formados por um elevado número de aerogeradores com as mesmas características técnicas. Para efeitos de simulação, é razoável a representação como um gerador equivalente atrás de uma reatância, conforme apresentado na Figura 29. Essa representação fornece resultados satisfatórios. Ademais, uma modelagem individual se tornaria inadequada computacionalmente e não agregaria informações relevantes para as avaliações sistêmicas [21].

A potência elétrica é gerada em 690 V e cada aerogerador dispõe de um transformador que eleva essa tensão para valores equivalentes ao de distribuição, tal qual 34,5 kV.

A conexão com o sistema elétrico é realizada a partir de uma subestação coletora, onde em geral existe um transformador para elevar a tensão para níveis de transmissão. Os parâmetros do transformador, assim como a faixa de potência ativa e reativa, são definidos de acordo com o número de aerogeradores do parque eólico e estão apresentados na Tabela 2. Adicionalmente, em geral, as ligações à subestação coletora são efetivadas por cabos subterrâneos, que podem elevar o efeito capacitivo, devendo ser adequadamente representadas.

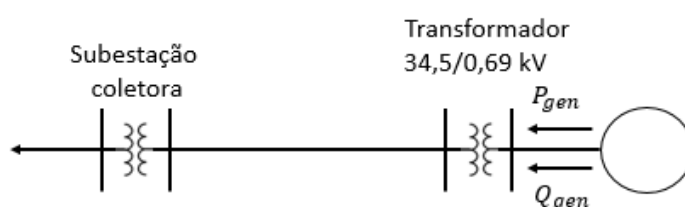


Figura 29 – Representação do Gerador Equivalente conectado à rede elétrica.

Tabela 2 – Parâmetros Individualizado dos Aerogeradores Modelo 1.6 MW GE.

Modelo	GE 1.6 MW
Potência nominal do gerador	1,78 MVA
Potência Ativa máxima	1,6 MW

Potência Ativa mínima	0,075 MW
Potência reativa máxima	0,775 Mvar*
Potência reativa mínima	-0,775 Mvar*
Tensão terminal	690 V
Potência nominal do transformador	1,75 MVA
Impedância do transformador	5,75%
Relação X/R do transformador	7,5

*Esses valores correspondem a um fator de potência de 0,90. A GE também oferece modelos que fornecem faixa de reativo correspondente a fator de potência de 0,95.

Para a simulação do desempenho dinâmico, o modelo completo do GIDA está dividido essencialmente em três submodelos, os quais estão descritos abaixo, e cuja interface de interação pode ser vista na Figura 30:

1. Modelo do Gerador/Conversor
2. Modelo dos Controles Elétricos
3. Modelo da Turbina e Controles

Esses modelos estão descritos de forma resumida nas seções seguintes e a descrição mais detalhada pode ser encontrada em [21].

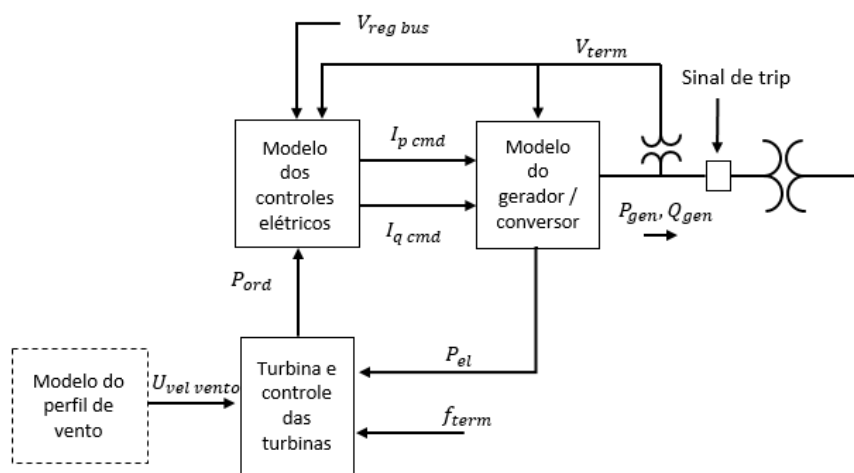


Figura 30 – Interface entre os submodelos que determinam o comportamento dinâmico dos geradores eólicos.

Fonte: [21].

IV.1.1.1 MODELO DO GERADOR/CONVERSOR

Esse modelo contempla a interface entre o gerador e o sistema elétrico de potência. Diferentemente da modelagem para geradores convencionais, não são consideradas as dinâmicas dos fluxos do gerador, de forma a refletir a resposta mais rápida dos conversores. Adicionalmente, as variáveis de estado relacionadas às grandezas mecânicas do rotor não são consideradas nessa modelagem, sendo incluídas no desenvolvimento do Modelo da Turbina. Dessa forma, a dinâmica do sistema Gerador/Conversor, é predominantemente baseada na característica rápida do conversor, resultando em um modelo fonte de corrente implementado por um conjunto de equações algébricas, que responde ao comando do Modelo dos Controles Elétricos.

O modelo fonte de corrente também incorpora a lógica de controle de potência em subtensão (*Low Voltage Power Logic – LVPL*) e a atuação rápida de controle do conversor para mitigar sobretensões, reduzindo a injeção de corrente reativa.

A lógica de controle de potência ativa (*LVPL*) atua para limitar a corrente nas conversoras em eventos que resultem em subtensões acentuadas. Essa funcionalidade é importante para a manutenção da conexão do parque eólicos em situações de curto-circuito, por exemplo, onde se verificam valores muito baixos de tensão. Sem essa funcionalidade seriam verificadas elevadas correntes nos conversores, que culminariam na desconexão do parque eólico, tendo em vista a baixa tolerância das conversoras a correntes elevadas. O advento do *LVPL* viabilizou a manutenção da conexão dos geradores eólicos prevenindo impactos adicionais ao sistema elétrico [21].

Outrossim, a capacidade de injeção de corrente reativa no sistema permanece elevada nesses eventos de subtensão, para contribuir com o controle durante o período transitório.

Para os eventos de sobretensão, o controle apresenta a funcionalidade de absorção de corrente reativa com o intuito de contribuir com o restabelecimento da tensão do sistema.

O diagrama de blocos do submodelo do Gerador/Conversor está apresentado na Figura 31.

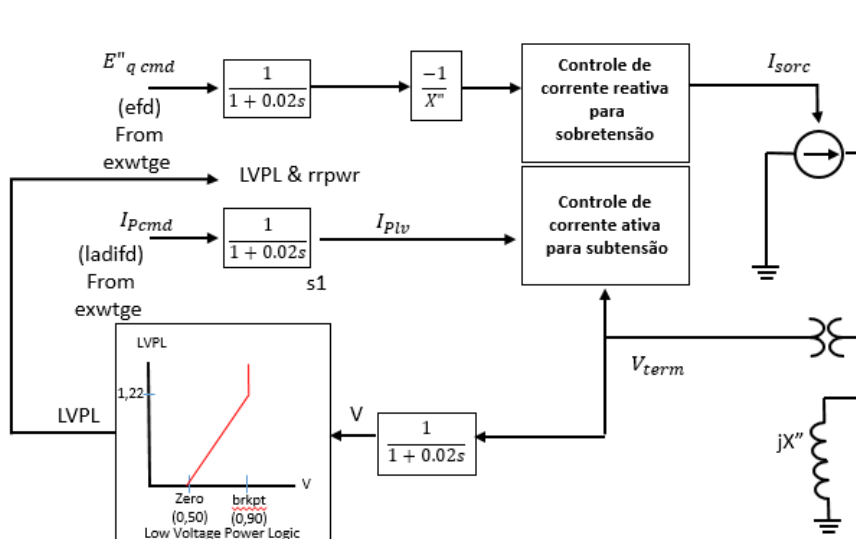


Figura 31 - Detalhe do submodelo do Gerador / Conversor.

Fonte: [21].

O modelo do gerador também inclui funções de proteção com relação a sub e sobretensões (*Low Voltage Ride Through*), que estabelecem as condições limites onde o parque eólico permanece ou não conectado. A GE apresenta algumas condições de severidade para as quais o controle atua para manter a usina conectada, porém algumas outras condições podem ser customizadas junto ao fabricante, a depender dos requisitos de conexão exigidos para cada projeto. Esses valores se referem ao tempo de permanência por níveis e variações de tensão na ocorrência de distúrbios no sistema elétrico.

IV.1.1.2 MODELO DOS CONTROLES ELÉTRICOS

Esse modelo tem como função básica o comando das potências ativa e reativa que são enviadas ao Modelo do Gerador/Conversor para serem injetadas no sistema elétrico, e que são geradas a partir de comandos advindos do Modelo da Turbina.

A injeção de potência reativa apresenta algumas estratégias de controle possíveis, quais sejam:

- I. *Tensão de barra constante;*
- II. *Potência reativa constante;*
- III. *Fator de potência constante.*

Em geral, se utiliza na subestação coletora um transformador com chaveamento automático de tape (LTC), o qual pode funcionar de forma independente ou coordenada

com o sistema supervisor chamado de WindCONTROL, que coordena todo o parque eólico.

A estrutura de blocos desse sistema de controle está ilustrada na Figura 32.

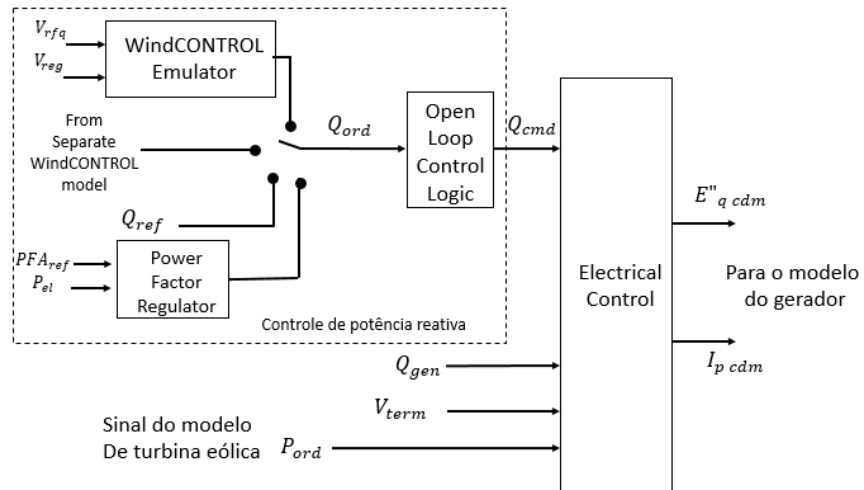


Figura 32 – Detalhamento do submodelo dos controles elétricos do gerador eólico.

Fonte: [21].

Um diagrama de blocos mais detalhado do sistema de controle de potência reativa está apresentado na Figura 33.

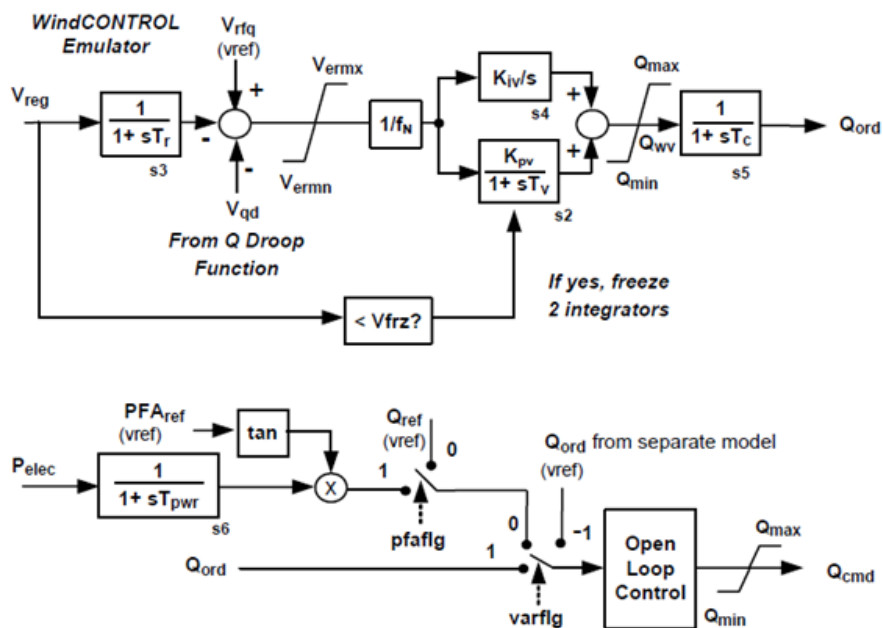


Figura 33 - Detalhamento dos controles específicos de potência reativa.

A regulação é realizada por um controlador PI (proporcional-integral). Os ganhos dos controladores PI, K_{pv} e K_{iv} , podem ser variados de modo a melhorar o desempenho dinâmico, caso se verifique tal necessidade. No comissionamento do parque eólico essas variáveis são ajustadas para que o controle de tensão realize um contraponto às variações de potência ativa decorrente das variações de vento disponível, contribuindo para redução das flutuações. O aumento desses ganhos melhora o desempenho da regulação de tensão, porém isso eleva o risco de instabilidade devido a interações com os controles automáticos de tensão dos geradores síncronos. Quanto mais fraco o sistema, mais rápida se torna a resposta do controle e mais alto o risco de instabilidade. Portanto, o ajuste deve ser corroborado com simulações para aferição do desempenho sistêmico.

A saída dos controladores de tensão são entrada para o sistema de controle do conversor de potência.

O comando de corrente real I_{pcmd} , apresentado na Figura 34, é gerado a partir do comando de potência ativa advindo do Modelo da Turbina, apresentado na Seção IV.1.1.3.

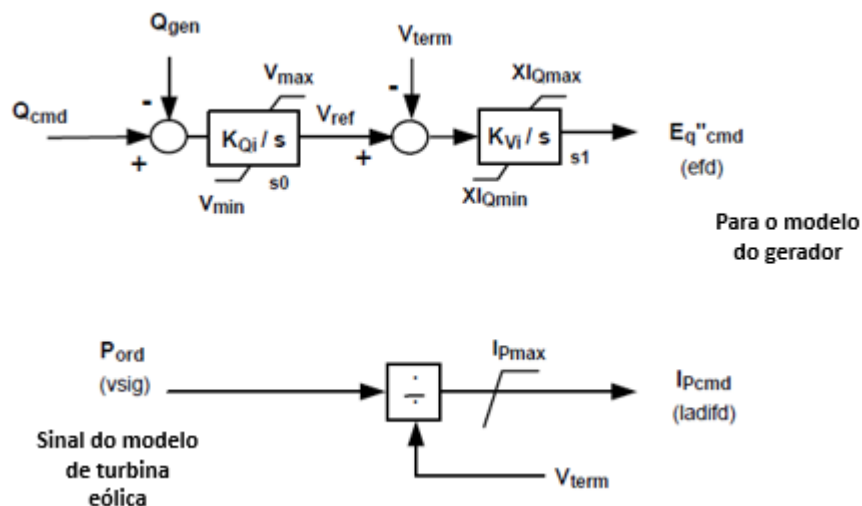


Figura 34 – Modelo do controle elétrico da máquina de indução duplamente alimentada.
Fonte: [21].

IV.1.1.3 MODELO DA TURBINA E CONTROLES

Esse modelo apresenta uma representação simplificada de um sistema eletromecânico bastante complexo, cujo diagrama de blocos está apresentado na Figura 35, considerando os controles mais relevantes e a dinâmica da turbina. O

principal objetivo desse sistema de controle é extrair o máximo de potência disponível no vento, sem exceder a capacidade do equipamento.

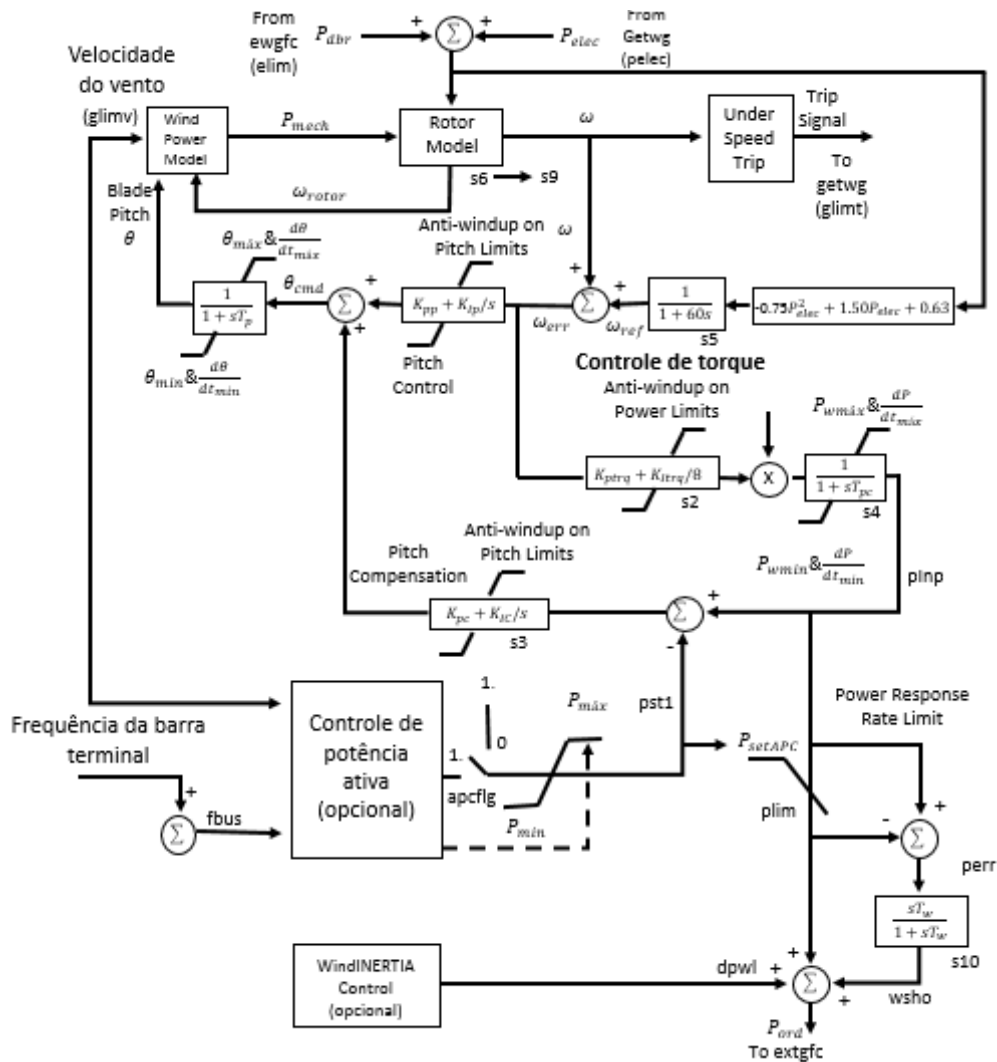


Figura 35 – Diagrama de blocos do Modelo da Turbina.

Fonte: [21].

Uma breve abordagem deste modelo está apresentada nos subitens seguintes.

IV.1.1.3.1 Modelo de Controle da Turbina

A finalidade principal do controlador da turbina é aumentar o ângulo de passo das pás dos aerogeradores quando a potência disponível no vento for maior do que a potência nominal do equipamento de forma a preservar o gerador. Por outro lado, reduzir esse ângulo ao valor mínimo quando essa potência for menor do que a nominal, de forma a extrair a máxima potência possível. A atuação desse controlador é

relativamente rápida e tem impacto significativo no desempenho dinâmico do sistema. O diagrama de bloco dessa funcionalidade pode ser visto na Figura 36.

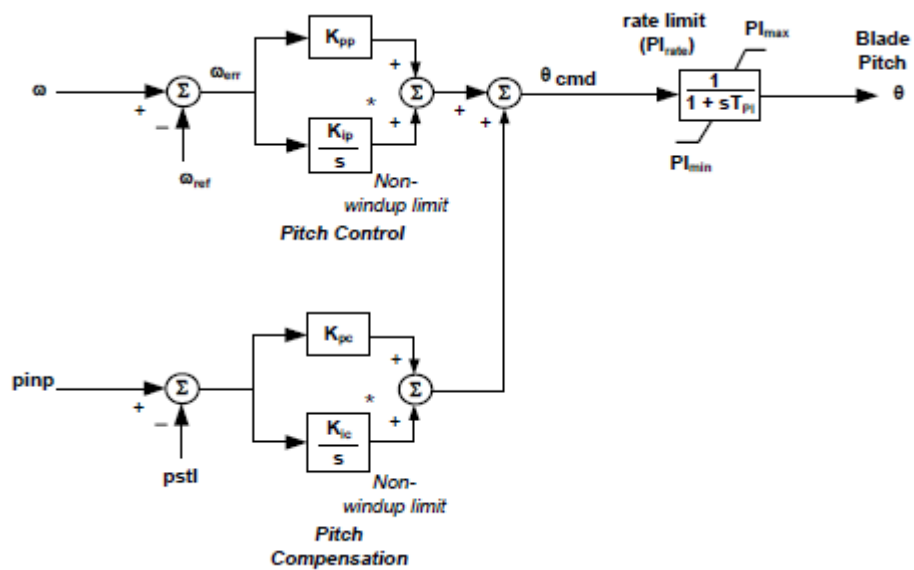


Figura 36 – Diagrama de blocos do modelo de controle da turbina.

Fonte: [21].

O Modelo de Controle da Turbina envia a ordem de potência para o Modelo dos Controles Elétricos que, por sua vez, vai comandar o conversor para injetar essa potência na rede elétrica.

Para níveis de potência acima da nominal, a velocidade do rotor será controlada prioritariamente pelo controle do ângulo das pás, com a velocidade podendo chegar transitoriamente a valores acima da referência.

O controle de velocidade utilizando o ângulo das pás tem uma resposta lenta quando comparado às constantes de tempo dos controles elétricos.

Um artifício importante do Modelo de Controle da Turbina é que ele permite que a velocidade do rotor oscile em torno da velocidade de referência, dando margem para que a inércia do rotor seja utilizada para suavizar a potência elétrica entregue ao sistema elétrico, tendo em vista as constantes variação de velocidade do vento.

O sistema dispõe de proteções que desconectam a usina para velocidades da turbina abaixo de 0,1 p.u.. Adicionalmente, o sistema de proteção está ajustado para retirar a usina de operação para ventos com velocidades abaixo de 3,0 m/s e acima de 25,0 m/s.

IV.1.1.3.2 Modelo Mecânico do Rotor

O bloco Modelo do Rotor, apresentado na Figura 35, contempla a equação de inércia do rotor. Essa equação utiliza a potência mecânica advinda do Modelo de Potência do Vento (abordado na Seção IV.1.1.3.3) e a potência elétrica, fornecida pelo Modelo do Gerador/Conversor, para computar a velocidade do rotor. A modelagem considerando a separação das massas da turbina e do gerador está apresentada na Figura 37.

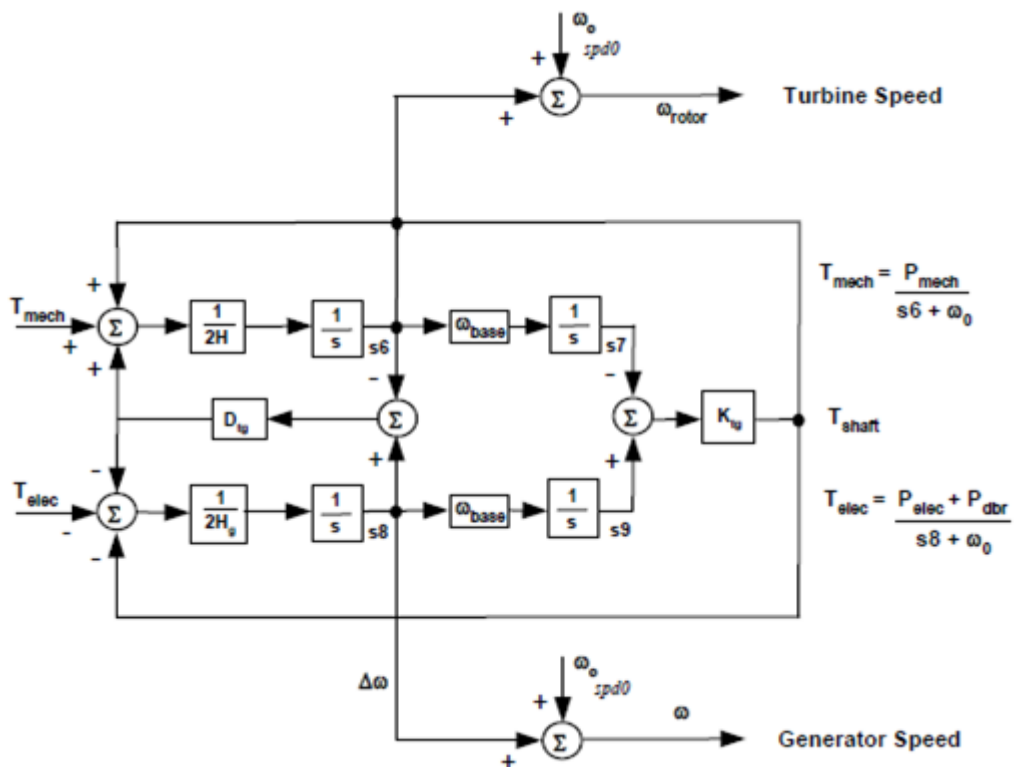


Figura 37 – Modelo para a Turbina considerando separadamente as massas da turbina e do gerador.

Fonte: [21].

Apesar de também disponibilizar a modelagem considerando separadamente os rotores da turbina e do gerador, a GE recomenda o uso do modelo com um único rotor equivalente.

IV.1.1.3.3 Modelo de Potência Mecânica

Para simulações dinâmicas envolvendo eventos em uma janela de tempo de 5 a 30 segundos é razoável considerar a velocidade do vento constante. Mesmo com essa simplificação a potência mecânica entregue ao rotor da turbina é uma função complexa

da velocidade do vento, do ângulo de passo das pás e da velocidade do eixo da turbina. Essa função se baseia em (33)

Para os geradores da GE, os parâmetros apresentados na Tabela 3 fornecem a potência mecânica em p.u..

Tabela 3 – Parâmetros para cálculo da potência disponível no vento.

Parâmetros	Valores para GE1.6 MW
$\frac{\rho}{2} A_r$	0,00159
K_b	56,6

O coeficiente de potência (C_p) é uma característica da turbina, que em geral é apresentada como um conjunto de curvas em função do TSR, tomando θ como parâmetro. Na Figura 38. está apresentada um conjunto de curvas para o valor do coeficiente de potência.

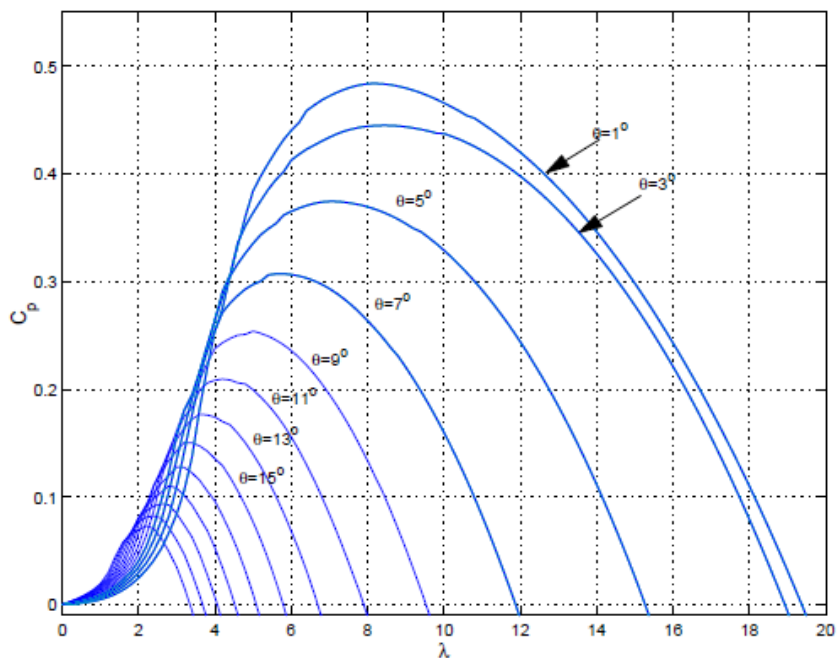


Figura 38 – Conjunto de curvas de C_p em função do TSR , considerando o ângulo de passo das pás como parâmetro.

Fonte: [21].

Essas curvas fornecem uma boa aproximação para C_p quando o coeficiente de velocidade periférica (λ) está compreendida entre 3 e 15. Esses limites estão relacionados a valores mínimos e máximos de velocidade do vento que são admitidos para a operação da turbina. Valores fora desse intervalo resultam na atuação da proteção que retira a usina de funcionamento.

IV.1.1.3.4 Modelo de Controle de Potência Ativa

O controle de potência ativa é um modulo de controle opcional, no entanto, com o aumento do percentual de geração eólica, tornou-se uma funcionalidade requerida por diversos países europeus. Essa função é parte integrante do sistema de monitoramento do parque eólico (WindCONTROL) e as principais atribuições estão elencadas abaixo:

- I. Injetar a máxima potência disponibilizada pelo vento.
- II. Prover uma margem de potência deixando de gerar parte da potência disponível.
- III. Limitar a taxa de injeção de potência ativa.
- IV. Responder às variações de frequência do sistema.

Em situação de subfrequência, como na contingência de unidades geradoras, pode ser realizada uma injeção adicional de potência, coerente com a reserva previamente definida, de forma a contribuir com a manutenção da frequência normal de operação. Na ocorrência de sobrefrequências, o comando realiza uma redução da potência de saída. A Figura 39 apresenta um detalhamento deste modo de controle.

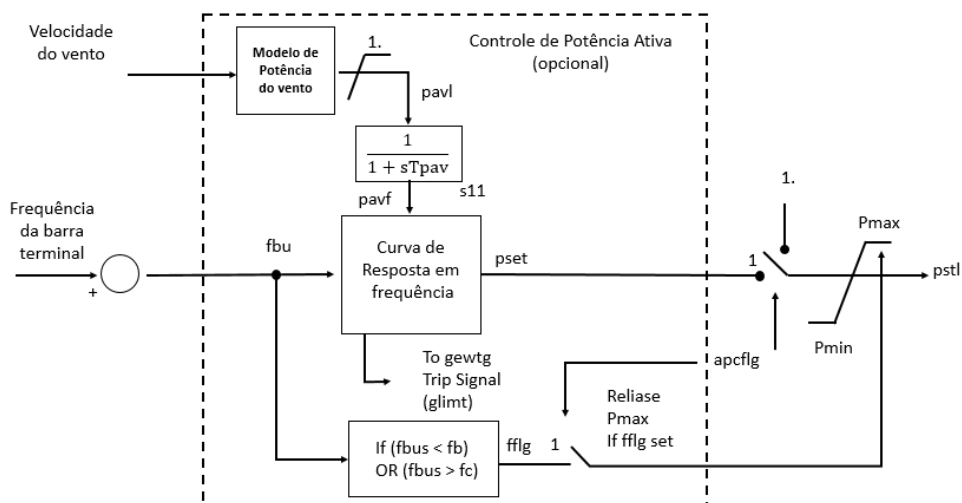


Figura 39 – Diagrama de blocos do modelo de controle de potência ativa.

Fonte: [21].

Para qualquer frequência o valor máximo de referência especificado (p_{stl}) será entrada para os blocos de controle “pitch compensation” da Figura 36, relativo ao modelo da turbina, e também para a função que limita a potência máxima.

IV.1.1.3.5 Modelo da Inércia Sintética

Esse modulo de controle é uma função opcional das turbinas da GE que viabilizam uma contribuição de potência ativa decorrente da energia cinética das turbinas durante os transitórios de frequência elétrica. O modelo simplificado do recurso de IS pode ser visto na Figura 40. No bloco “dbwi” é possível ajustar uma banda morta para especificar a partir de qual erro de frequência é necessária a atuação do recurso. K_{wi} é o ganho, que precisa ser ajustado para adequar o desempenho às especificidades de cada sistema elétrico.

A coordenação dessa funcionalidade com os demais controladores do sistema exige uma adequação de diversos ganhos e constantes de tempo. Particularmente, o ganho proporcional no controle de torque (K_{ptrq}) é reduzido para 0,5, o ganho integral (K_{itrq}) para 0,05 e a constante de tempo (T_{pc}) é aumentado para 4,0 segundos quando o recurso é habilitado.

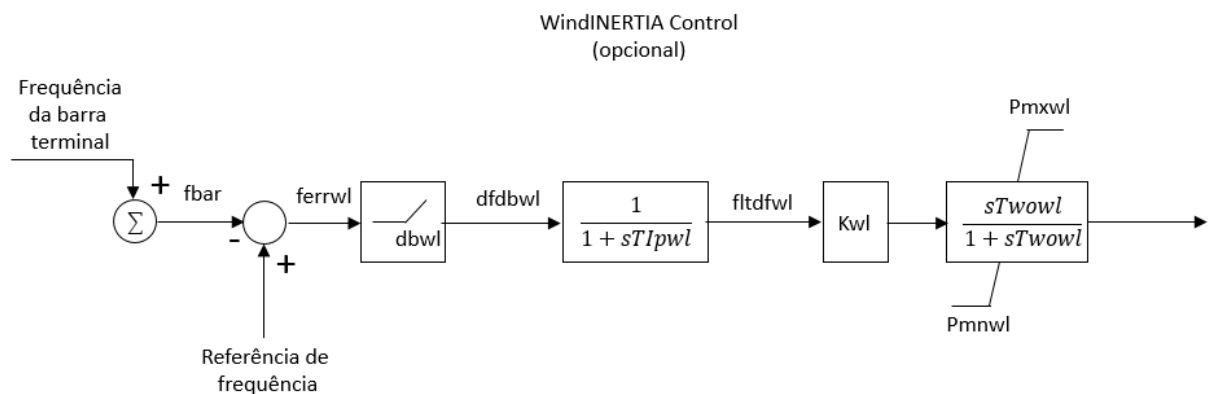


Figura 40: Diagrama de blocos do modelo da inércia sintética.

Fonte: [21].

CAPÍTULO V

SIMULAÇÕES E ANÁLISES

V.1 Introdução

Esse capítulo tem como objetivo avaliar o efeito de um elevado percentual de inserção de geração eólica no controle da frequência do Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando diferentes estratégias de controle.

Inicialmente, um sistema teste de pequeno porte é utilizado para avaliações preliminares, onde a geração síncrona convencional é gradualmente substituída por parques eólicos. Para cada nível de inserção de geração eólica é avaliado o uso de vários recursos de controle nos aerogeradores, incluindo a incorporação de inércia sintética (IS) e da regulação primária (RP), que podem ou não serem utilizados concomitantemente.

Em um segundo momento, as avaliações realizadas no sistema de pequeno porte são estendidas para o SIN, com foco na região Nordeste do Brasil. Nesse sentido, cenários com alta penetração de geração eólica são explorados, com elevada exportação do subsistema Nordeste. É apresentada ainda uma análise comparativa desse caso limite com um caso similar, onde a geração se dá integralmente por unidades convencionais (hidrelétricas e termelétricas).

Durante as simulações, a velocidade do vento incidente nas turbinas eólicas foi considerada constante.

Todas as análises do desempenho dinâmico do SIN, considerando as diferentes estratégias de controle dos parques eólicos, foram realizadas por meio de simulações computacionais utilizando a base de dados completa disponibilizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), utilizando o programa ANATEM, desenvolvido pelo CEPEL.

Os estudos se concentram em contingências de geração, onde se observa a redução significativa da frequência, ressaltando a necessidade de uma resposta rápida dos controles.

V.2 Metodologia e Análise do Sistema Teste

A avaliação do desempenho dinâmico foi realizada inicialmente com a simulação de um sistema teste, que permite uma análise mais detalhada dos impactos no sistema elétrico de

potência, decorrentes das variações efetuadas nos cenários e sistemas de controle. Posteriormente, foi simulado o Sistema Interligado Nacional (SIN), que corroborou os principais resultados obtidos no sistema fictício.

O sistema teste, proposto originalmente em [7], possui 9 Barras, três usinas convencionais e seis linhas de transmissão, formando um anel em 230 kV. A esse sistema foi adicionada uma décima Barra com a conexão de uma unidade geradora, resultando na configuração apresentada na Figura 41.

Esse sistema, apelidado de CASO CONV, tem as seguintes características de geração:

- Nas Barras 1, 2 e 3 estão conectadas usinas termelétricas (UTE), compostas por uma máquina de 192 MVA e constante de inércia (H) de 6,5 s cada. O despacho de geração em cada usina é de 50 MW, 130 MW e 90 MW, respectivamente.
- Na Barra 10 está conectada uma usina hidrelétrica (UHE) composta por uma máquina de 200 MVA e constante de inércia (H) de 4,9 s, com despacho de geração de 50 MW.

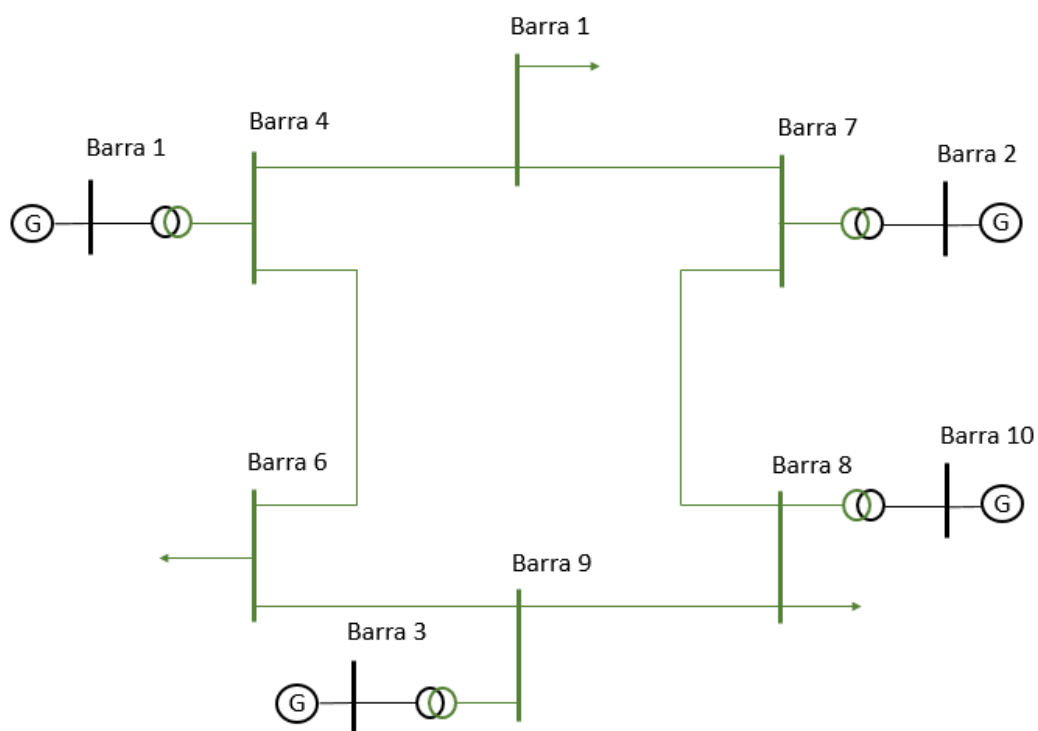


Figura 41 – Sistema teste simulado.

Para esse cenário, cuja inércia global (H_g) tem cerca de 24 s, foi simulada a contingência da usina conectada à Barra 10, cujo despacho é de 50 MW e corresponde a aproximadamente 15% da geração total do sistema.

Monitorando a frequência da rede, obteve-se uma frequência mínima de 59,38 Hz e uma taxa de variação de até 0,42 Hz/s, como pode ser visto na Figura 42.

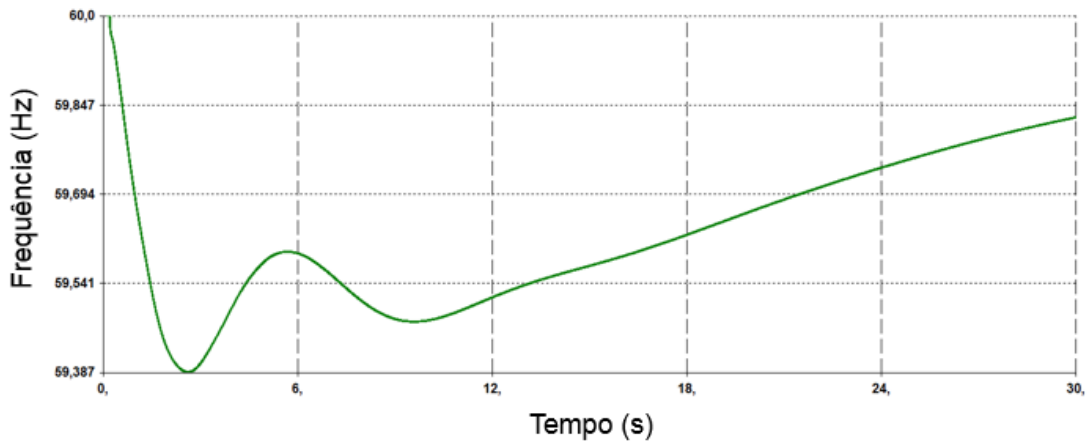


Figura 42 - Desempenho da frequência na contingência de um bloco de geração correspondente a aproximadamente 15% do valor total.

Esse resultado foi usado como referência para avaliar o desempenho dinâmico de cenários que foram montados considerando a entrada em operação de parques eólicos.

Tomando como partida o caso descrito acima foram efetuadas duas variantes de geração:

- A primeira contemplou a substituição da unidade geradora convencional conectada à Barra 3 por um parque gerador eólico exportando o mesmo montante da máquina que foi deslocada. A esse cenário se denominou “*Primeira Variação da Inércia (PVI)*”, onde a inércia global foi alterada de aproximadamente 24 s para cerca de 18 s.
- A segunda foi realizada com a substituição tanto da usina conectada à Barra 3 quanto à Barra 2 por plantas eólicas, também com o mesmo valor de despacho de geração das máquinas deslocadas, que significou uma redução da inércia global para cerca de 11 s, ou seja, valor menor que a metade da inércia do CASO CONV. A esse cenário se denominou “*Segunda Variação da Inércia (SVI)*”.

Para cada um desses dois cenários descritos acima foram avaliados quatro casos considerando diferentes estratégias de controle nos parques eólicos, compondo um total de oito casos de estudos, os quais estão detalhados na Tabela 4.

Tabela 4 – Casos de estudo montados para avaliação do sistema teste.

CASO 1 - PVI	<p>Obtido a partir do CASO CONV com a substituição da UTE conectada à Barra 3 por um parque eólico;</p> <p>A usina eólica supracitada é composta por 70 aerogeradores, com um total de 112 MW de potência instalada. A exportação é de 80% da capacidade nominal para a rede elétrica, ou seja, 90 MW, que corresponde ao mesmo montante da usina termelétrica que foi deslocada.</p> <p>Neste cenário o único recurso sistêmico do parque eólico é o controle de potência reativa.</p>
CASO 2 - PVI	<p>Obtido a partir do CASO 1 - PVI adicionando o recurso de IS ao parque eólico.</p>
CASO 3 - PVI	<p>Obtido a partir do CASO 1 - PVI adicionando o recurso de RP ao parque eólico, com uma reserva de 10% da potência despachada.</p>
CASO 4 - PVI	<p>Obtido a partir do CASO 1 - PVI adicionando tanto o recurso de IS, quanto de RP com uma reserva de 10% da potência despachada aos parques eólicos.</p>
CASO 1 - SVI	<p>Partindo do CASO CONV, foram substituídas as usinas das Barras 2 e 3 por parques eólicos.</p> <p>As gerações eólicas das Barras 2 e 3 são compostas por 102 e 70 aerogeradores, respectivamente. Ambas as usinas exportam 80% da capacidade nominal, compondo um montante líquido de 130 MW e 90 MW nas Barras 2 e 3. Esses valores correspondem aos praticados nas máquinas convencionais que foram deslocadas das mesmas barras.</p> <p>Nesse cenário o único recurso sistêmico dos parques eólicos é o controle de potência reativa.</p>
CASO 2 - SVI	<p>Obtido a partir do CASO 1 - SVI com a adição do recurso de IS aos parques eólicos.</p>
CASO 3 - SVI	<p>Obtido a partir do CASO 1 - SVI com a adição do recurso de RP aos parques eólicos, com uma reserva de 15% da potência despachada;</p>
CASO 4 - SVI	<p>Obtido a partir do CASO 1 - SVI com a adição tanto do recurso de IS, quanto de RP com uma reserva de 15% da potência despachada aos parques eólicos;</p>

Para cada um destes casos foi simulada a contingência de geração supracitada, a saber, da usina conectada à Barra 10, sendo avaliado o desempenho da frequência do sistema, tomando como referência a resposta obtida para o CASO CONV.

V.2.1 Caso 1: PVI & SVI

Por dispor apenas do recurso de controle de tensão nos parques eólicos, obteve-se um afundamento pronunciado da frequência do sistema, com um valor mínimo de 58,82 Hz no CASO 1 – PVI (Figura 43), que foi significativamente agravado no CASO 1 – SVI (Figura 44), tendo em vista a redução mais acentuada da inércia global, com um mínimo verificado de 57,85 Hz. Comparando com o CASO CONV, cujo valor obtido foi de 59,38 Hz, a diferença é de 0,56 Hz e 1,53 Hz, nos casos PVI e SVI, respectivamente.

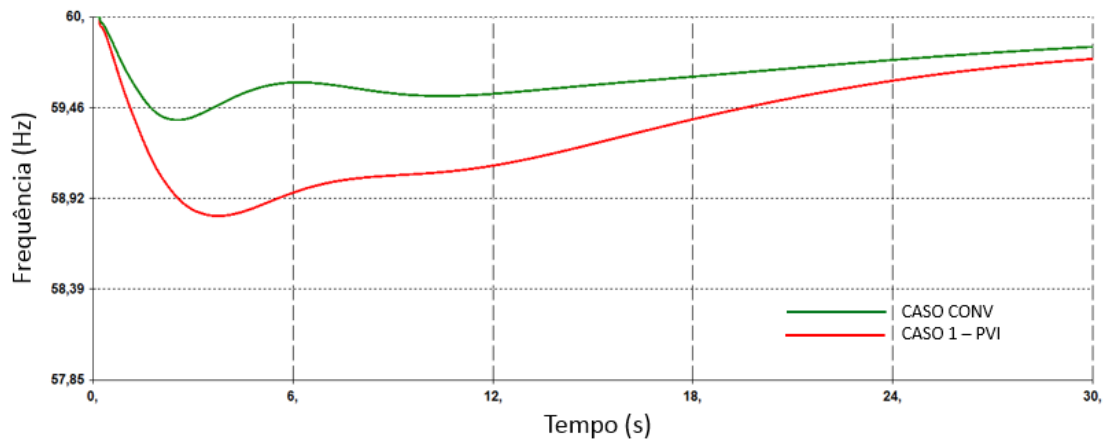


Figura 43- – Curvas de variação da frequência para o CASO CONV e o CASO 1 – PVI.

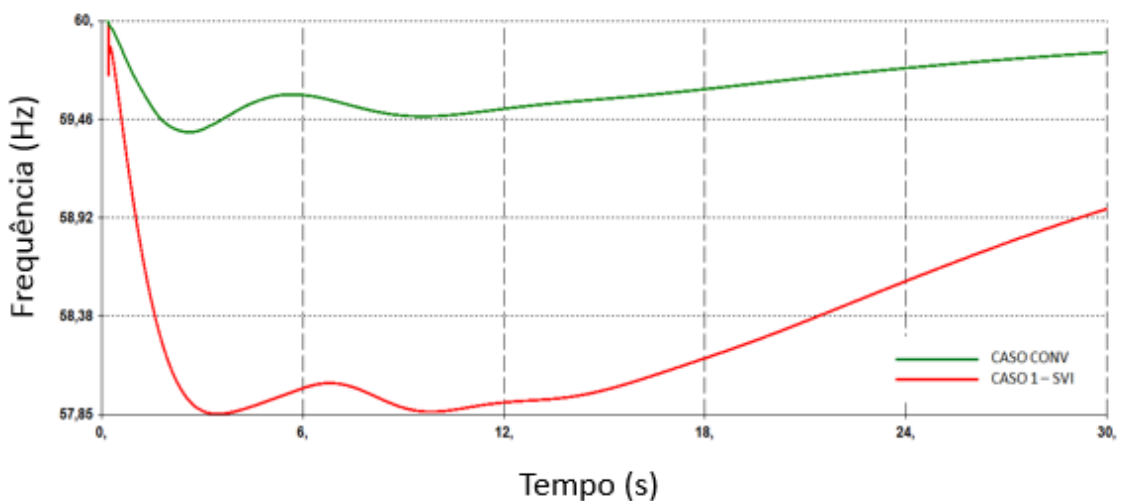


Figura 44 - Curvas de variação da frequência para o CASO CONV e o CASO 1 – SVI.

Na Figura 45 está apresentada uma avaliação do desempenho da potência elétrica da máquina convencional conectada à Barra 1, com a redução gradual da inércia do sistema. Na ocorrência da contingência da unidade geradora da Barra 10, uma demanda extra precisa ser atendida pelas fontes remanescentes, que no CASO 1 – PVI são as usinas das Barras 1 e 2, e no CASO 1 – SVI é apenas a geração da Barra 1. Instantaneamente, essa demanda é distribuída entre as máquinas do sistema na proporção direta dos coeficientes de torque sincronizante. Logo após a resposta instantânea, a divisão é realizada de forma proporcional à inércia das máquinas sincronizadas.

A terceira etapa da atuação se refere à injeção de potência decorrente da regulação primária, cuja partição é proporcional aos estatismos das máquinas do sistema [9].

Comparando o CASO CONV e o CASO 1 – PVI (curvas verde e azul da Figura 45, respectivamente), observa-se um aumento pronunciado da resposta instantânea, elevando o valor de potência ativa de 50 MW, em ambos os casos antes da contingência, para 60 e 70 MW, respectivamente, visto que ocorre uma redução no número de máquinas da rede elétrica no CASO 1 – PVI. O desempenho da resposta inercial e de regulação primária foi similar, com um incremento adicional de cerca de 10 MW nos dois casos.

Com relação ao CASO 1 – SVI a resposta apresentou outro perfil, como pode ser visto na curva em vermelho da Figura 45. Com a redução de inércia decorrente do deslocamento de duas máquinas convencionais, toda a regulação de potência ativa ficou a cargo do gerador remanescente da Barra 1, visto que os parques eólicos não dispõem de recursos. Com a atuação instantânea a resposta foi de 50 MW para cerca de 100 MW. Além disso, a demanda do regulador de velocidade foi significativamente aumentada. O esforço mecânico no instante t_0+ pode, em casos extremos, comprometer componentes mecânicos ou levar à atuação de proteções para desconexão da usina, o que pode, em alguns casos, agravar o desempenho dinâmico do sistema elétrico.

Na Figura 46 estão apresentadas as curvas referentes a potência mecânica da máquina convencional conectada à Barra 1, para os mesmos três casos supracitados. Essas curvas ressaltam o esforço mecânico de torção aplicado ao eixo da máquina, tendo em vista que, como visto na Figura 45, a potência elétrica aumenta de forma instantânea enquanto a potência mecânica, que atua na outra extremidade do eixo, tem uma resposta mais lenta.

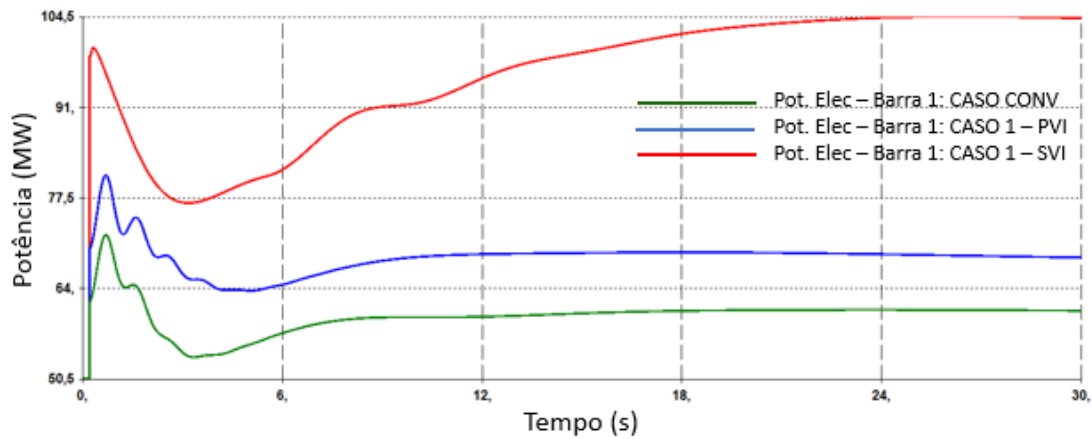


Figura 45 – Comparação da potência elétrica do gerador convencional conectado à Barra 1 entre o CASO CONV (curva em verde), CASO 1 – PVI (curva em azul) e CASO 1 – SVI (curva em vermelho).

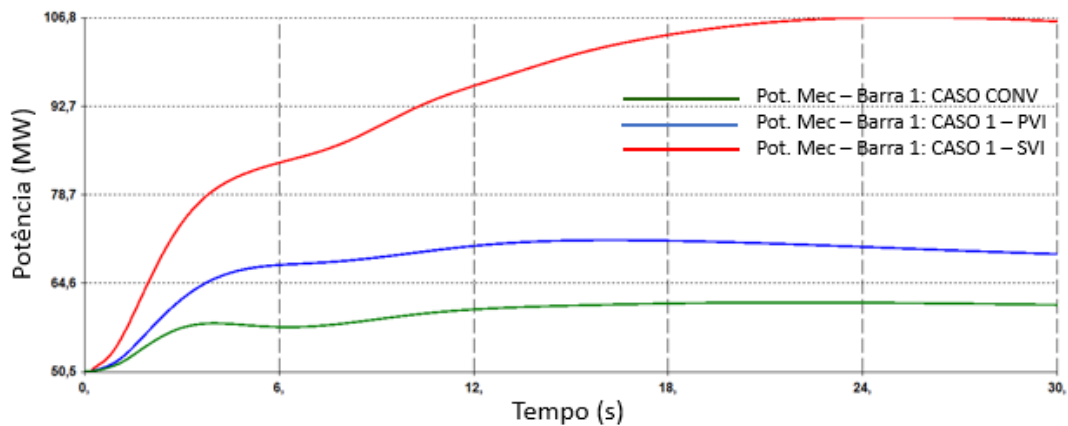


Figura 46 – Comparação da potência mecânica do gerador convencional conectado à Barra 1 entre o CASO CONV (curva em verde), CASO 1 – PVI (curva em azul) e CASO 1 – SVI (curva em vermelho).

V.2.2 Caso 2: PVI & SVI

Adicionando ao sistema de controle dos parques eólicos o recurso de IS, observa-se um valor menos pronunciado de afundamento da frequência no CASO 2 – PVI, com um valor mínimo de 59,02 Hz (curva azul da Figura 47). Reduzindo a diferença para 0,36 Hz, em relação ao CASO CONV.

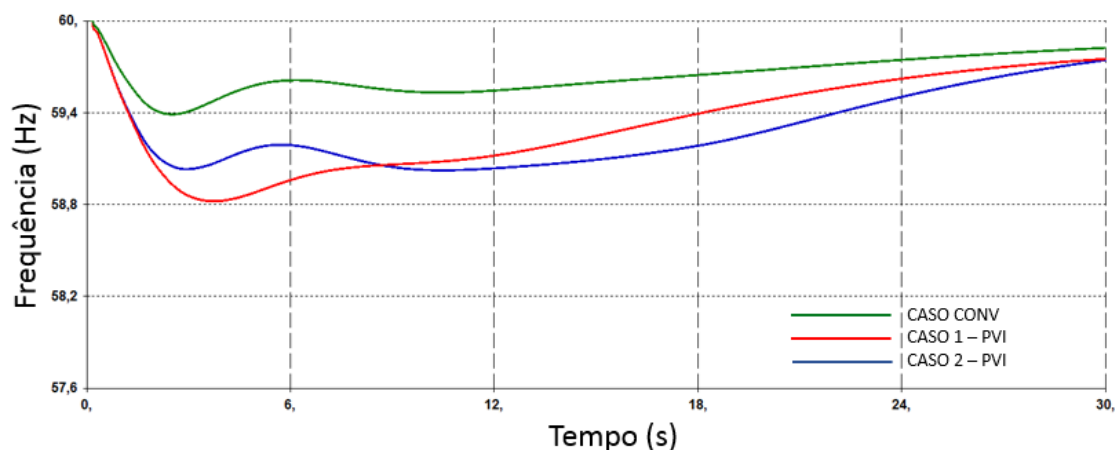


Figura 47 - Curvas de variação da frequência para o CASO CONV, CASO 1 – PVI e CASO 2 - PVI.

Por outro lado, no CASO 2 – SVI (curva azul da Figura 48), observa-se um ganho significativo com relação ao primeiro swing de frequência, sendo verificado um valor mínimo de 58,8 Hz ao invés de 57,85 Hz na resposta sem recursos de inércia sintética nos aerogeradores. Porém, segue-se a isso uma redução acentuada da frequência.

No CASO 2 – PVI, a IS contribui fornecendo potência no instante de maior carência do sistema elétrico, permitindo a recomposição do sistema com a atuação dos reguladores de velocidade.

No CASO 2 – SVI, o sistema apresentou uma dificuldade não só durante a resposta transitória, onde a IS contribui para melhorar o desempenho, mas também, deficiência de reserva de potência ativa para realizar a regulação primária. Portanto, nesta condição operativa de reserva insuficiente, o uso da IS, que implica em um atraso na recuperação da frequência, pode inclusive degradar o desempenho dinâmico do sistema.

O principal objetivo do recurso de inércia sintética é prover um adicional de potência ativa nos instantes iniciais, que representa o período de maior carência, dando tempo para que os reguladores de velocidades atuem para recompor o equilíbrio carga-geração. Adicionalmente, em um segundo momento, os próprios parques eólicos demandam a energia fornecida para restabelecimento da velocidade de rotação da turbina, reforçando a necessidade de um desempenho adequado da regulação primária.

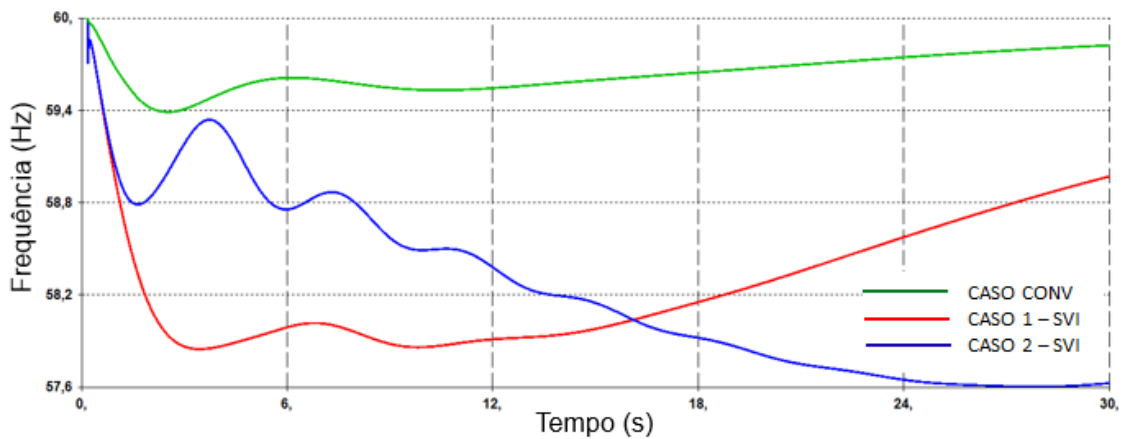


Figura 48 - Curvas de variação da frequência para o CASO CONV, CASO 1 – SVI e CASO 2 – SVI.

A Figura 49 apresenta a comparação entre a injeção de potência ativa das unidades eólicas das Barras 2 e 3 do CASO 2 – SVI e das máquinas convencionais deslocadas dessas barras no CASO CONV.

A diferença de comportamento se observa imediatamente após a ocorrência do evento. Enquanto a injeção de potência a partir das usinas convencionais é praticamente instantânea, no gerador eólico a atuação se inicia após o sistema de controle ser sensibilizado. Para tanto, é necessário que a frequência atinja o valor mínimo de banda morta, ajustado em 59,85 Hz, que foi verificado nas simulações aos 200 ms. Adicionalmente, a injeção de potência advinda da energia cinética das turbinas dos aerogeradores apresenta uma limitação de taxa de variação de potência ativa, conforme relatado na Seção III.8, que diz respeito, principalmente, ao risco de *stall* das pás dos aerogeradores. Com isso, após 1 segundo da ocorrência do evento, o aumento adicional de potência ativa nos parques eólicos foi de aproximadamente 5% do despacho da usina, com a injeção máxima ocorrendo em torno de 1,7 segundos. Também pode ser observado que, a partir de aproximadamente 12 segundos, o gerador eólico passa a absorver potência da rede elétrica, com o objetivo de recompor a velocidade nominal das turbinas.

Na Figura 50 pode ser vista a variação da velocidade de rotação da turbina do gerador eólico durante a utilização do recurso da IS.

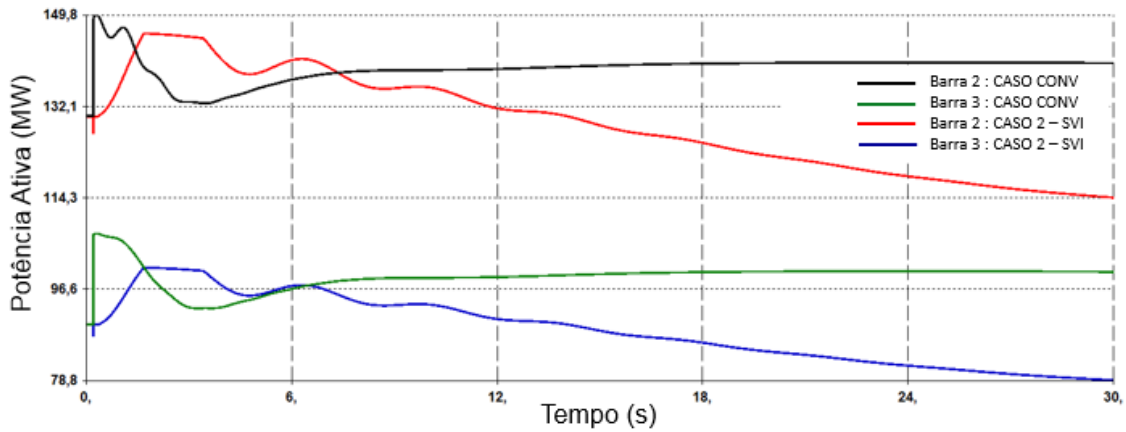


Figura 49 – Comparação entre às injeções de potência ativa dos parques eólicos e dos geradores convencionais que foram deslocados das Barras 2 e 3.

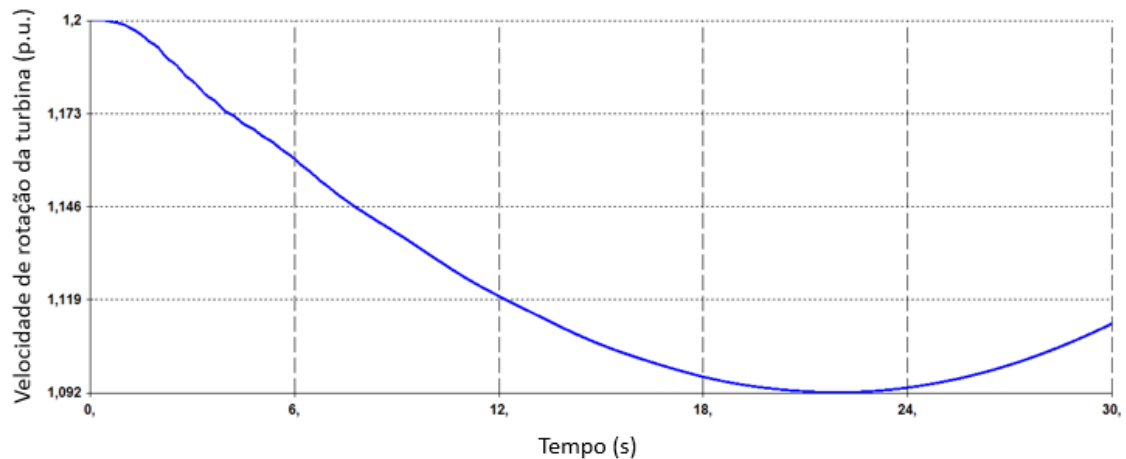


Figura 50 – Velocidade de rotação do rotor da turbina.

A Figura 51 apresenta a injeção de potência ativa a partir da única usina convencional do CASO 2 – SVI, onde se verifica uma solicitação excessiva do regulador de frequência, resultando em um aumento praticamente instantâneo de mais de 100% em relação ao valor inicial. Posteriormente, se observa um aumento linear ao longo da simulação, mostrando claramente a deficiência de reserva de potência ativa para a regulação primária.

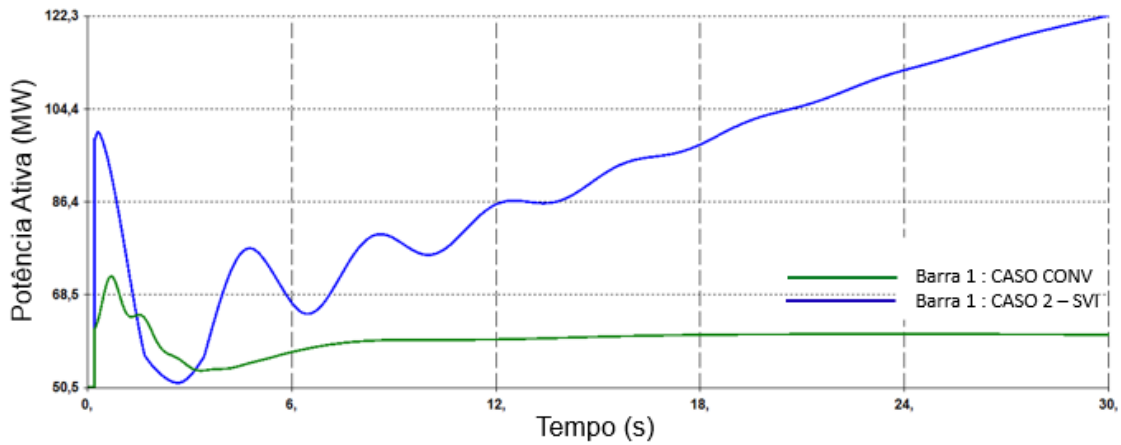


Figura 51 – Comparação das injeções de potência ativa do gerador convencional conectado à Barra 1 entre o CASO CONV e o CASO 2 – SVI.

Ainda é possível avaliar o efeito no desempenho dinâmico da máquina conectada à barra 1 antes e após a adição do recurso da inércia sintética nos parques eólicos, comparando o CASO 1 – SVI e o CASO 2 – SVI. Verifica-se, a partir da Figura 52 que, instantaneamente, não foi verificada qualquer mudança de desempenho. Em um segundo momento, pode ser verificado uma redução da potência ativa, devido ao suporte fornecido ao sistema elétrico por meio do recurso da IS, mostrado na curva em azul. Em seguida, o que se verifica é um aumento quase linear da injeção de potência ativa. Esse último comportamento é impactado pela demanda de potência nos parques eólicos para a recomposição da velocidade de rotação das turbinas dos aerogeradores.

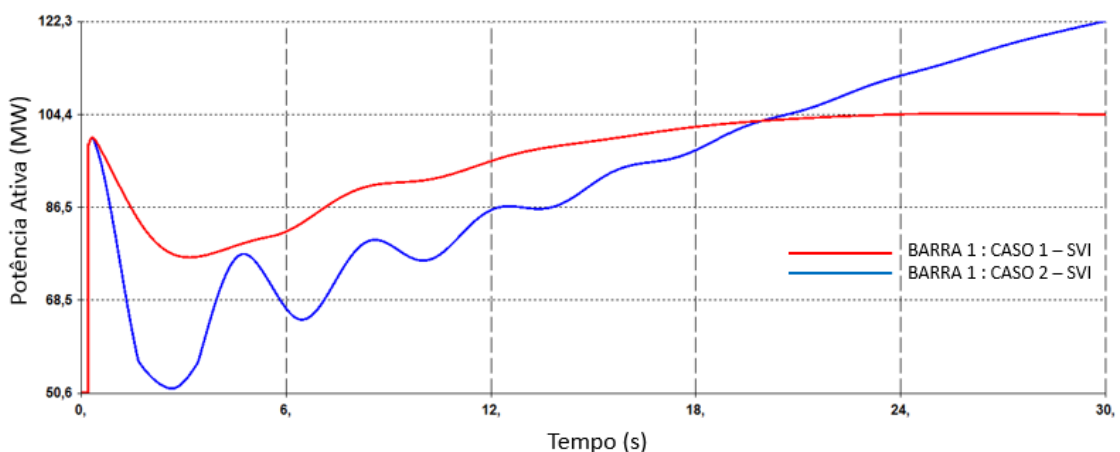


Figura 52 - Avaliação do impacto da utilização do recurso de inércia sintética no desempenho do regulador de velocidade da máquina convencional conectada à Barra 1.

V.2.3 Caso 3: PVI & SVI

Utilizando exclusivamente a RP como recurso adicional de potência ativa nos parques eólicos (CASO 3 – PVI), com uma reserva de potência de 10% do valor disponível, observa-se uma frequência mínima de 58,95 Hz. Esse valor é ligeiramente menor do que o obtido utilizando o recurso de IS, porém, com uma recuperação mais rápida, como pode ser vista na curva rosa da Figura 53.

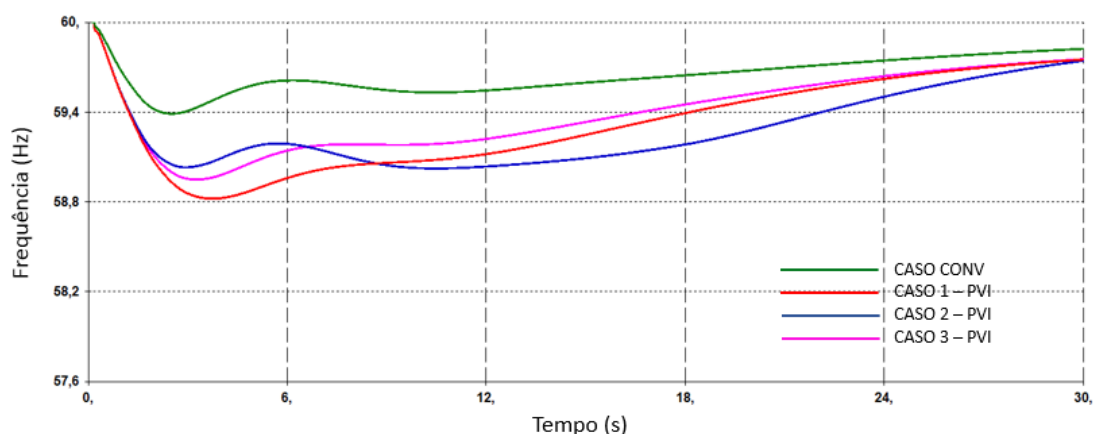


Figura 53 - Curvas de variação da frequência para o CASO CONV, CASO 1 – PVI, CASO 2 – PVI e CASO 3 – PVI.

No CASO 3 – SVI foi considerada uma reserva de 15% da potência disponível nos parques eólicos. Com isso, obteve-se uma frequência mínima do primeiro swing de 58,59 Hz, que é inferior ao valor de 58,8 Hz obtido com a IS (curvas rosa e azul da Figura 54, respectivamente). Novamente, a recuperação da frequência apresentou um melhor desempenho.

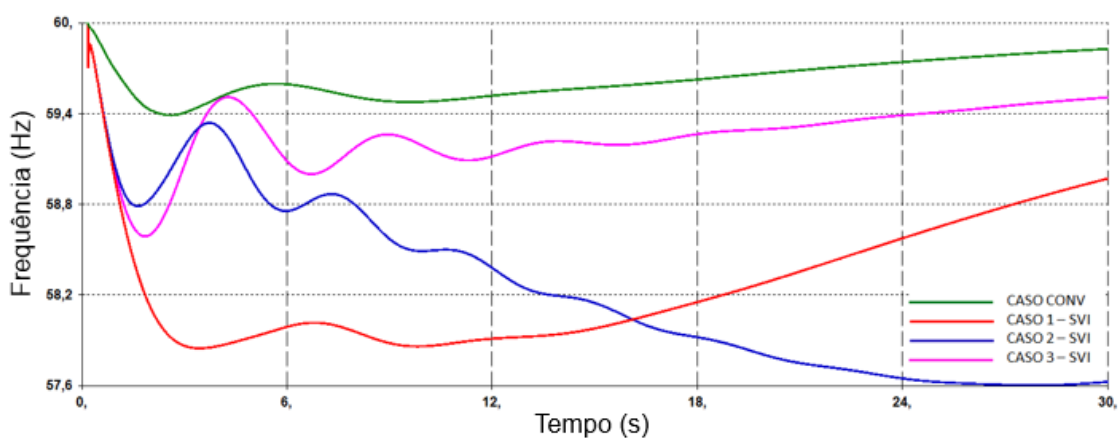


Figura 54 – Curvas de variação da frequência para o CASO CONV, CASO 1 – SVI, CASO 2 – SVI e CASO 3 – SVI.

A principal justificativa para o maior afundamento do primeiro swing, em relação ao obtido utilizando a IS, é a velocidade de atuação dos recursos. Comparando a resposta dos geradores eólicos das Barras 2 e 3 do CASO 2 – SVI e CASO 3 – SVI, verifica-se uma resposta mais rápida utilizando a IS, tendo em vista que, na atuação da RP, está incluso o atraso decorrente da variação do ângulo de passo das pás dos aerogeradores.

Essa comparação está explicitada na Figura 55, que mostra a injeção de potência ativa com cada um dos recursos.

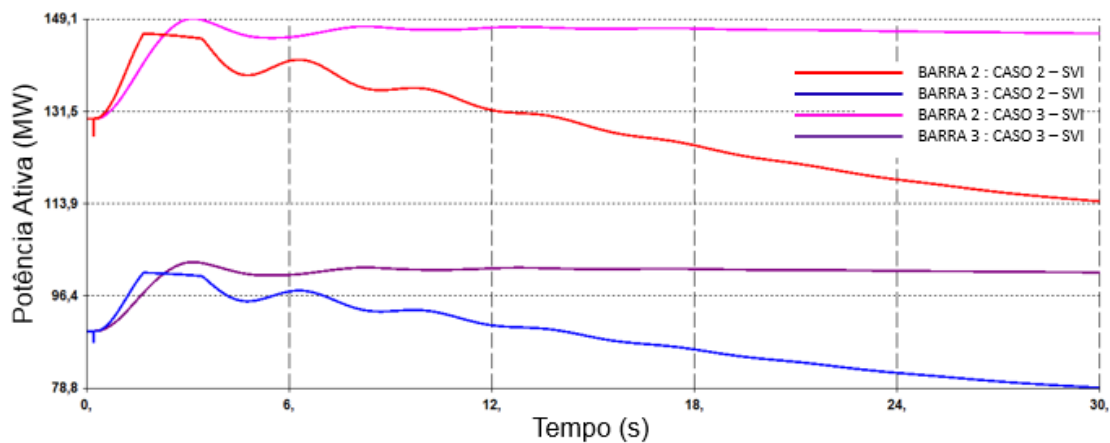


Figura 55 – Comparação entre às injeções de potência ativa a partir dos parques eólicos utilizando a inércia sintética e a regulação primária.

A Figura 56 mostra a variação do ângulo de passo utilizando o *pitch control*. A redução do ângulo de passo, que equivale a um aumento do ângulo de ataque utilizando a estratégia de controle ativo de passo, conforme apresentado na Seção III.7, eleva a relação entre a força de sustentação e a força de arrasto, aumentando o rendimento do gerador.

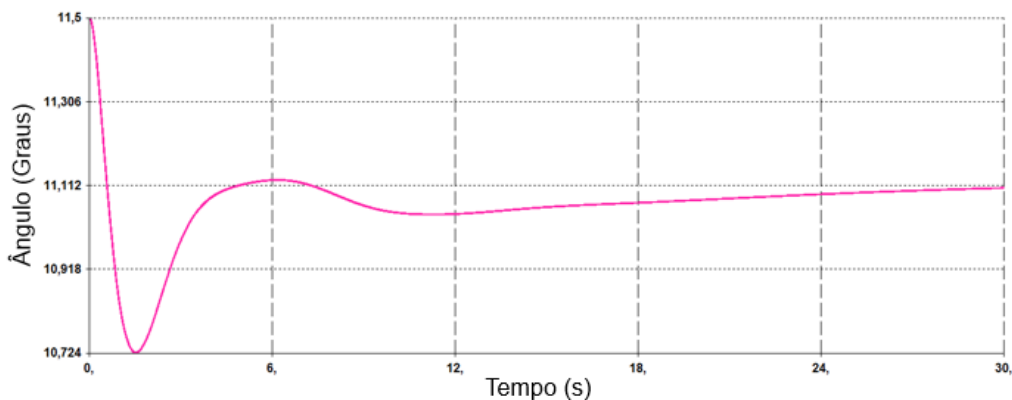


Figura 56 – Variação do ângulo de passo das pás dos aerogeradores durante a atuação da regulação primária.

Uma vantagem da RP com relação à IS é a ausência de demanda de potência dos aerogeradores para recompor a velocidade dos rotores, uma vez que não se utiliza, na RP, a energia cinética das turbinas, mas, sim, uma reserva de potência previamente definida no parque eólico. Essa reserva é viabilizada fazendo com que o aerogerador opere fora da condição ótima. Ademais, outras formas de armazenamento podem ser utilizadas, como por exemplo, sistemas de armazenamento de energia, cujo desenvolvimento tecnológico tem apresentado uma melhora inclusive nos custos de implantação.

Avaliando o desempenho da máquina convencional remanescente na Barra 1 do CASO 3 – SVI observa-se que não houve uma mudança de desempenho com relação à resposta instantânea em comparação ao CASO 1 – SVI, dado o atraso da atuação do recurso de RP do parque eólico. Porém, foi verificada uma demanda menor do regulador de velocidade, que decorre do suporte de potência ativa da RP dos parques eólicos, conforme mostra a Figura 57.

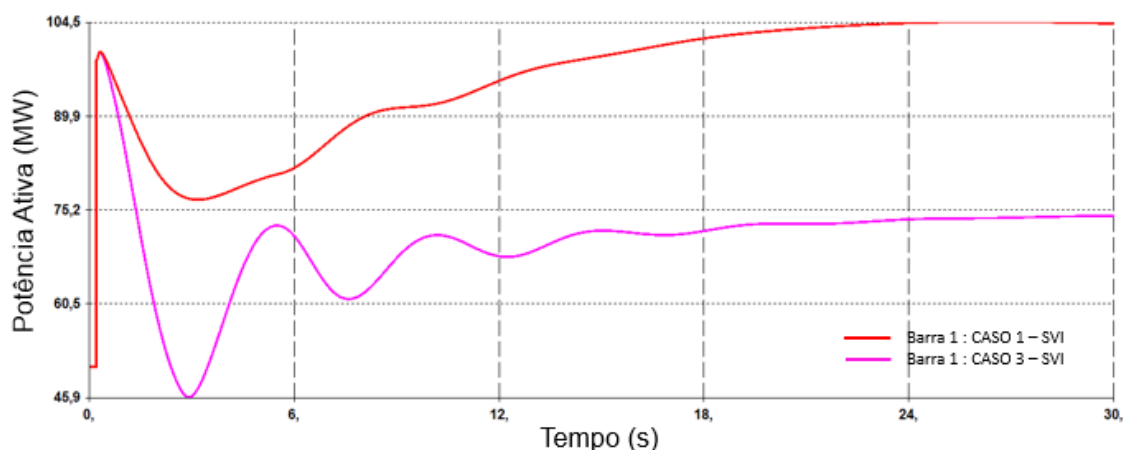


Figura 57 – Comparação da resposta da máquina convencional remanescente sem utilizar recurso de potência ativa nos parques eólicos e com a atuação da RP.

V.2.4 Caso 4: PVI & SVI

Com o intuito de dispor os parques eólicos com recursos que viabilizem um desempenho semelhante ao das máquinas convencionais, utilizou-se, conjuntamente, os recursos de IS e RP.

Para o CASO 4 – PVI (curva preta da Figura 58), a reserva de potência para a RP foi de 10% do despacho do gerador eólico e, para o CASO 4 – SVI, a reserva foi de 15% (curva preta Figura 59). No CASO 4 – PVI, a frequência mínima obtida foi de 59,09 Hz, que corresponde a 0,29 Hz abaixo do CASO CONV (59,38 Hz), porém 0,27 Hz acima do valor obtido no CASO 1 – PVI. Por outro lado, no CASO 4 – SVI, a frequência mínima foi de 58,95 Hz, que representa uma recuperação de 1,1 Hz com relação ao CASO 1 – SVI. Ainda em relação ao CASO 4 – SVI, além da melhora no desempenho do primeiro swing, foi verificada uma rápida recuperação frequência, como pode ser visto na Figura 59.

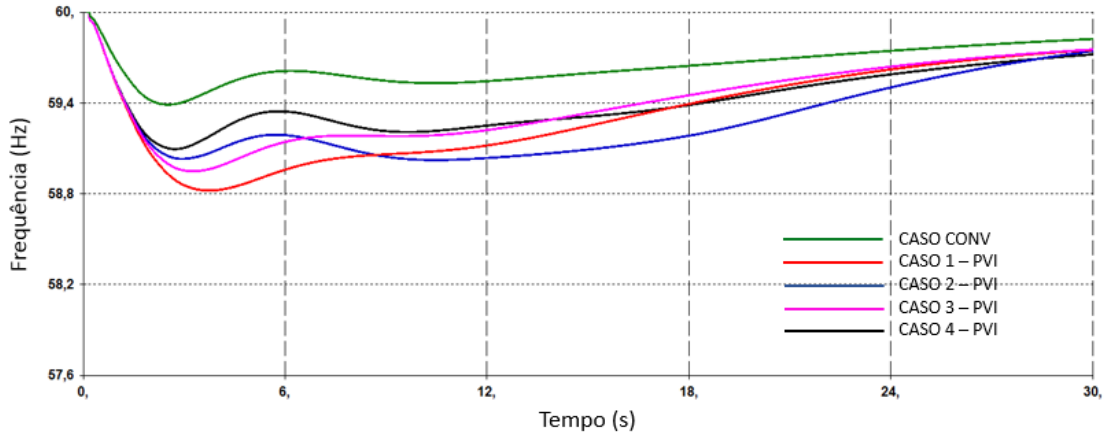


Figura 58 - Curvas de variação da frequência para o CASO CONV, CASO 1 – PVI, CASO 2 – PVI, CASO 3 – PVI e CASO 4 PVI.

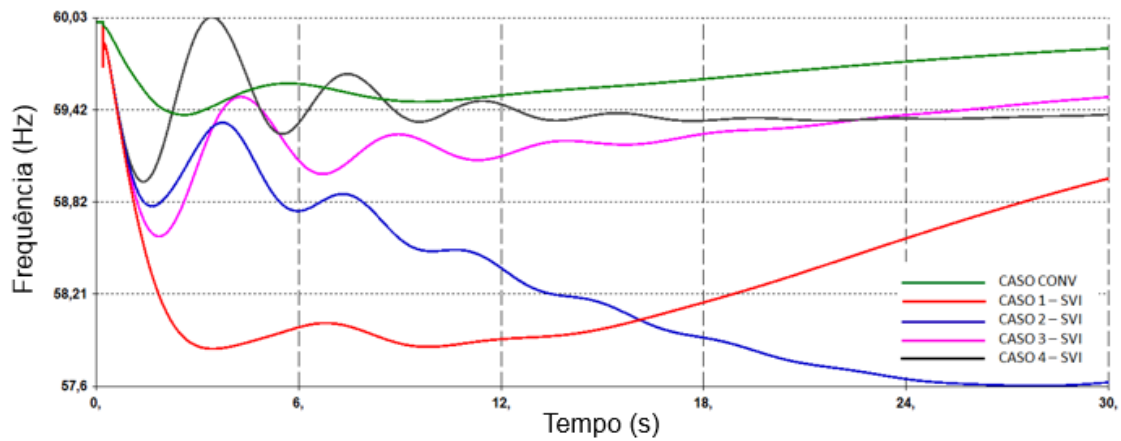


Figura 59 - Curvas de variação da frequência para o CASO CONV, CASO 1 – SVI, CASO 2 – SVI, CASO 3 – SVI e CASO 4 - SVI.

Na Figura 60 estão comparadas as injeções de potência ativa da geração convencional (CASO – CONV: curva em verde) conectada à Barra 2 e do parque eólico que deslocou essa geração, com cada um dos recursos analisados. A curva em azul e em rosa apresentam a potência ativa do parque eólico com o uso exclusivo da IS e da RP, respectivamente. A curva em preto é a resposta utilizando simultaneamente os dois recursos.

Pode ser observado que a curva em preto apresenta um atraso na injeção de potência ativa em relação à curva em verde. Por outro lado, observa-se um desempenho melhor quando comparada às curvas em azul e rosa. Também pode ser verificado que houve um aumento das oscilações, que indica uma redução da constante de amortecimento do sistema.

Utilizando uma reserva de potência no parque eólico, a energia cinética das pás, utilizada a partir do recurso de IS, é recomposta pela própria reserva da usina. Com isso, observa-se uma recuperação mais rápida da frequência.

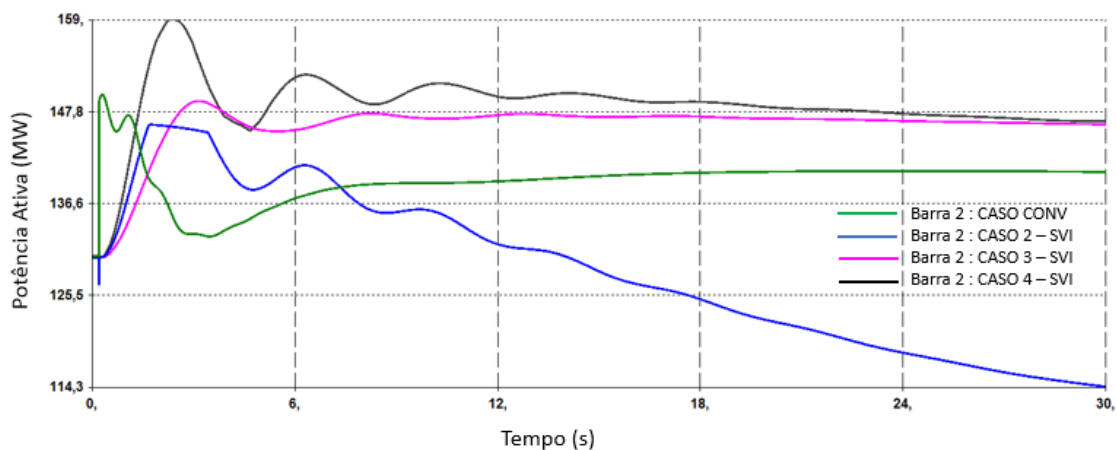


Figura 60 - Comparação entre às injeções de potência ativa do gerador convencional (curva em verde) e do parque eólico, este utilizando a inércia sintética (curva em azul), a regulação primária (curva em rosa) e ambos os recursos (curva em preto).

V.2.5 Taxa de Variação de Frequência

Quando se compara o CASO CONV com os CASO 1 - PVI e CASO 1 - SVI, observa-se um valor crescente da taxa de variação da frequência (TVF), como pode ser visto na Figura 61.

No CASO CONV a TVF foi de 0,428 Hz/s. Com o deslocamento da primeira geração convencional (CASO 1 - PVI) essa taxa aumentou para 0,610 Hz/s e com a substituição de duas usinas convencionais (CASO 1 - SVI) a taxa evoluiu para 1,250 Hz/s.

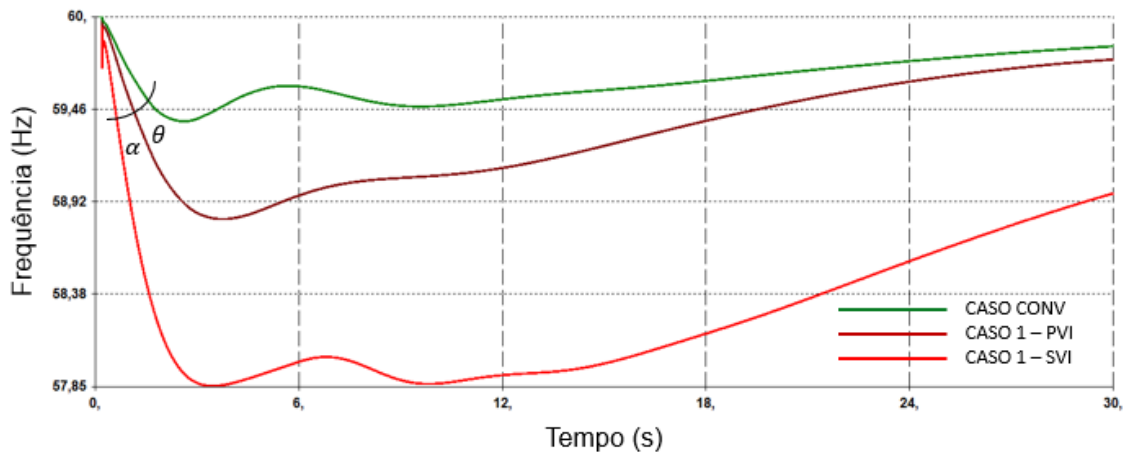


Figura 61 – Gráficos que mostram o aumento da taxa de variação da frequência com a redução da inércia global do sistema.

Ao avaliar o impacto dos recursos de potência ativa que foram utilizados nos parques eólicos no desempenho da TVF, observa-se que, nos primeiros instantes após a ocorrência do evento, não houve melhora no comportamento da frequência, como mostra a Figura 62 e a Figura 63.

Na Figura 62, o CASO – CONV é comparado com os casos PVI (variando os recursos de potência ativa), sendo verificado uma redução na TVF em torno de 1 s de simulação. Na Figura 63, onde estão comparadas as curvas dos casos SVI (também variando os recursos de potência ativa), a TVF foi sensibilizada pelos recursos dos parques eólicos em torno de 700 ms. Nos dois casos, a TVF foi mantida inalterada nos primeiros instantes após a ocorrência do evento.

Esse resultado está relacionado à diferença de atuação entre às máquinas convencionais e os parques eólicos. Nos geradores síncronos, a injeção adicional de potência ativa e a variação da frequência ocorre simultaneamente, enquanto que nos parques eólicos a variação da frequência é o sinal que sensibiliza a atuação do sistema de controle. Adicionalmente, ainda existe o atraso relacionado a banda morta de frequência, ajustada em 59,85 Hz, que foi de aproximadamente 200 ms. Outrossim, a taxa de injeção de potência é significativamente menor devido, principalmente, à possibilidade de *stall* das turbinas.

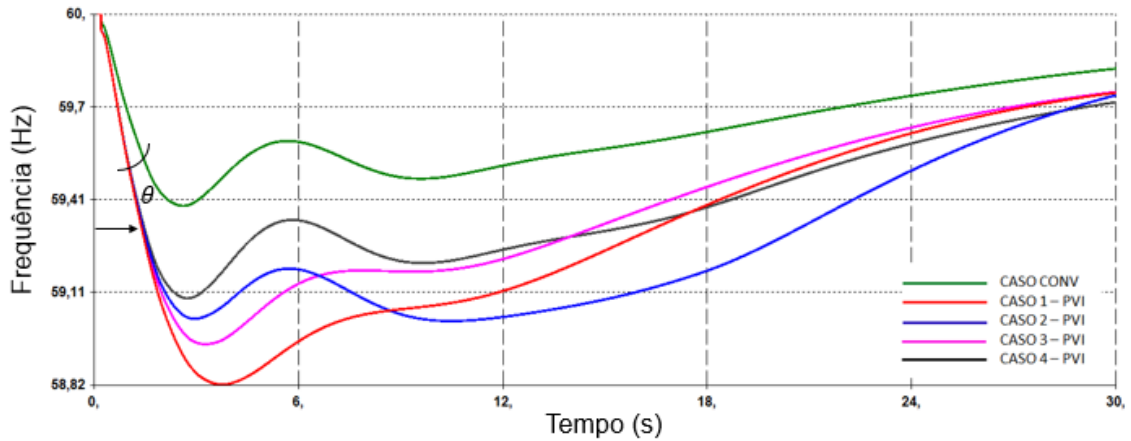


Figura 62 – Comparação do CASO – CONV com os casos decorrente do deslocamento de uma única usina convencional, porém variando o recurso utilizado nos aerogeradores.

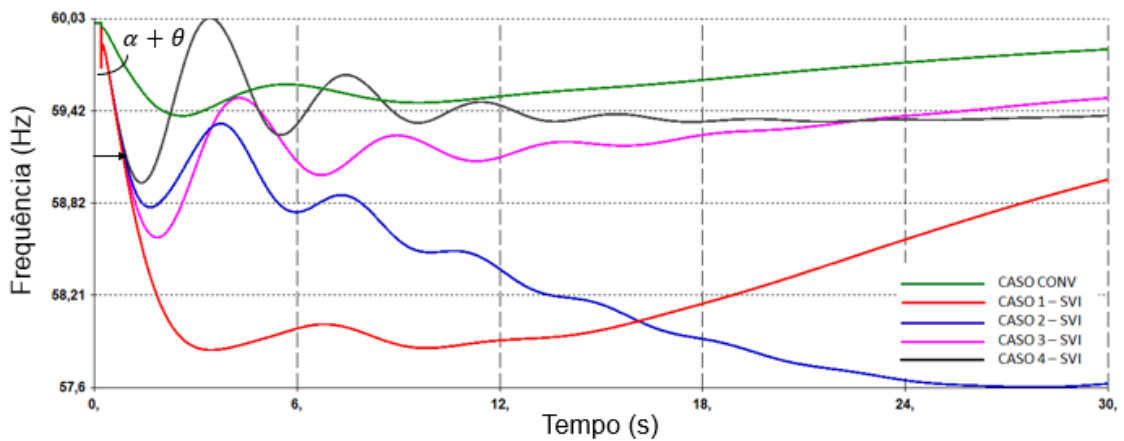


Figura 63 - Comparação do CASO – CONV com os casos decorrente do deslocamento de duas usinas convencionais, porém variando o recurso utilizado nos aerogeradores.

Avaliando a potência ativa injetada a partir da Barra 3, verifica-se que a taxa de variação da potência nos parques eólicos é pouco sensível à taxa de variação da frequência. Do CASO 4 – PVI para o CASO 4 – SVI a taxa de variação passou de 0,610 Hz/s para 1,25 Hz/s, que representa um aumento de 105%, enquanto que a taxa de variação de potência evoluiu de 11,37 MW/s para 14,54 MW/s, ou seja, um aumento de 27,8%, como pode ser visto na Figura 64. Outro ponto importante, é que a potência máxima injetada tem pouca margem para modulação, uma vez que, tanto com a IS quanto com a RP a margem disponível de potência adicional é dependente do ponto de operação dos parques eólicos.

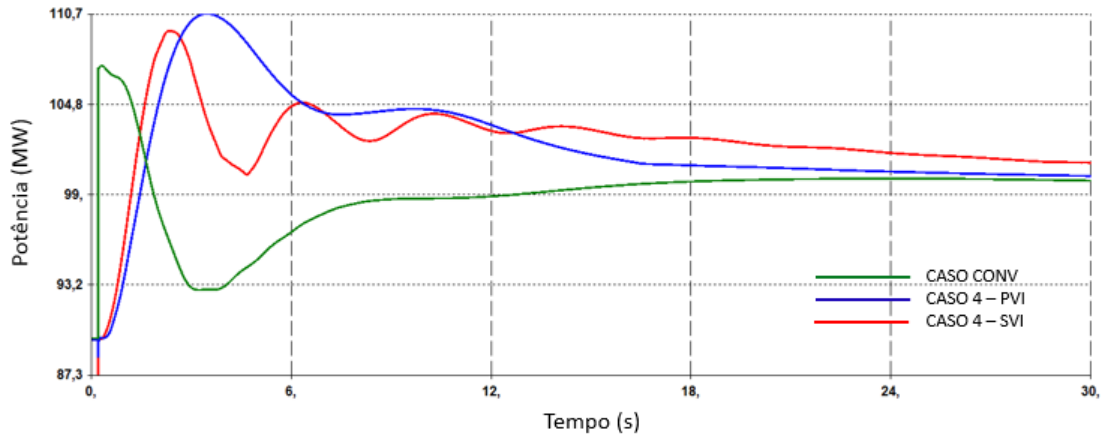


Figura 64 – Aumento pouco significativo da taxa de injeção da potência ativa dado um grande aumento da TVF.

V.3 Análise do Sistema Interligado Nacional

Nesta seção, é apresentada uma análise prospectiva de cenário com elevada inserção de geradores eólicos no Sistema Interligado Nacional (SIN). A avaliação foi realizada no caso de carga leve, por representar a condição de carga em que, naturalmente, se tem a menor inércia global.

Devido à robustez do SIN para eventos eletromecânicos, foi realizada a análise de uma grande perturbação, a saber, a perda total da usina de Tucuruí, operando com um despacho de 4000 MW.

Para avaliação do desempenho dinâmico foram elaborados cinco casos de estudo, os quais estão descritos na Tabela 5.

Tabela 5 – Casos montados para avaliação do Sistema Interligado Nacional.

CASO SIN - CONV	<p>Configuração da rede elétrica prevista para 2021;</p> <p>Geração no subsistema Nordeste composta exclusivamente de geração convencional com um montante global de aproximadamente 15,0 GW;</p> <p>Carga no subsistema Nordeste de cerca de 10,0 GW, resultando em um cenário com o Nordeste exportador;</p> <p>Carga total do SIN de aproximadamente 62 GW;</p>
------------------------	--

	O cenário de intercâmbio entre as subregiões do SIN está ilustrado na Figura 65.
CASO SIN – EOL 1	<p>Montado a partir do CASO SIN – CONV substituindo toda a geração convencional do subsistema Nordeste exclusivamente por geração eólica; resultando em um sistema com um grau de penetração de quase 25%.</p> <p>Todos os parques eólicos foram modelados como geradores GIDA GE 1.6 MW via modelo CDU, dispondo apenas de recurso para controle de potência reativa.</p>
CASO SIN – EOL 2	Montado a partir do CASO SIN – EOL 1 com a adição do recurso de IS aos parques eólicos.
CASO SIN – EOL 3	Montado a partir do CASO SIN – EOL 1 com a adição do recurso de RP aos parques eólicos, considerando uma reserva de 15% da potência eólica disponível.
CASO SIN – EOL 4	Montado a partir do CASO SIN – EOL 1 com a adição tanto do recurso de IS, quanto de RP aos parques eólicos, com uma reserva de 15% da potência despachada.

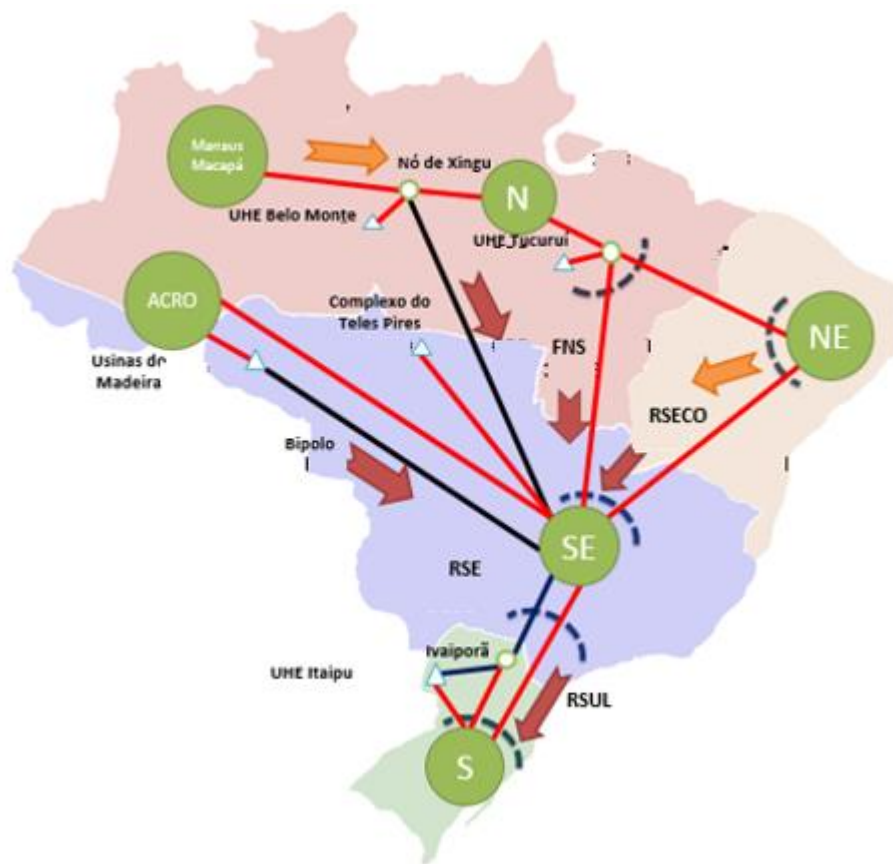


Figura 65 – Diagrama que ilustra o intercâmbio de potência entre as sub-regiões do Sistema Interligado Nacional.

Fonte: ONS

Na simulação com o CASO SIN – CONV, a frequência mínima obtida foi de 59,16 Hz e a taxa de variação de frequência (TVF) de até 0,39 Hz/s, o que não demandou a atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). O desempenho dinâmico pode ser visto na curva em verde da Figura 66. Esse resultado será utilizado como referência para avaliar o comportamento dos demais casos estudados.

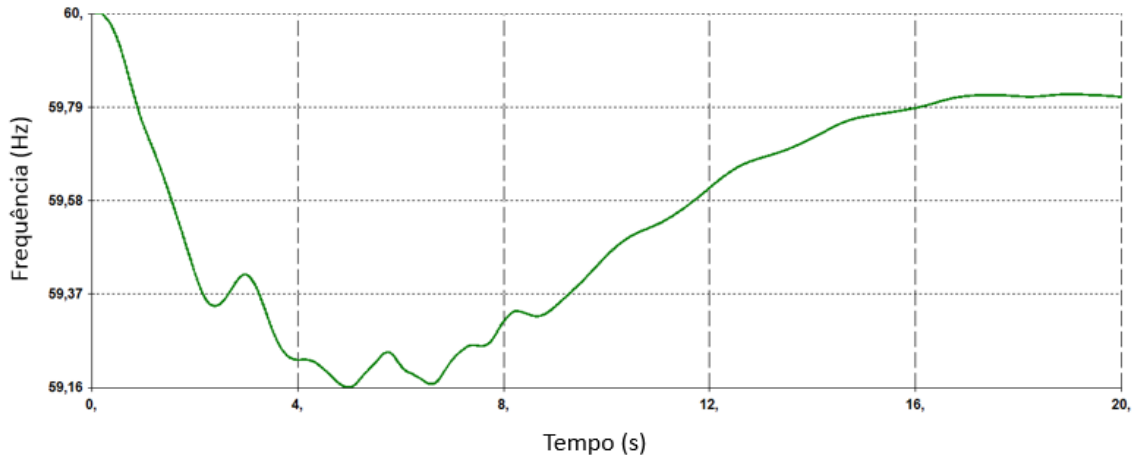


Figura 66 – Desempenho dinâmico do CASO SIN – CONV.

No CASO SIN – EOL 1, por conta da redução da inércia global do sistema, foi verificada a atuação do primeiro e do segundo estágio do ERAC nas áreas 80 e 82 referentes ao Estado do Macapá por TVF. Os ajustes desses estágios são de 0,5 Hz/s e 1,0 Hz/s, respectivamente, conforme apresentado na Tabela 6, e a soma do corte de carga foi de 88 MW. A taxa máxima verificada na simulação foi de 1,92 Hz/s.

Ademais, foi registrada a atuação do primeiro estágio do ERAC nas áreas 42 e 43 dos Estados do Acre e de Rondônia, por valor absoluto de frequência. O ajuste é de 58,5 Hz e o corte de carga foi igual a 102 MW. A frequência mínima verificada na simulação foi de 58,47 Hz, como pode ser visto na curva em vermelho da Figura 67.

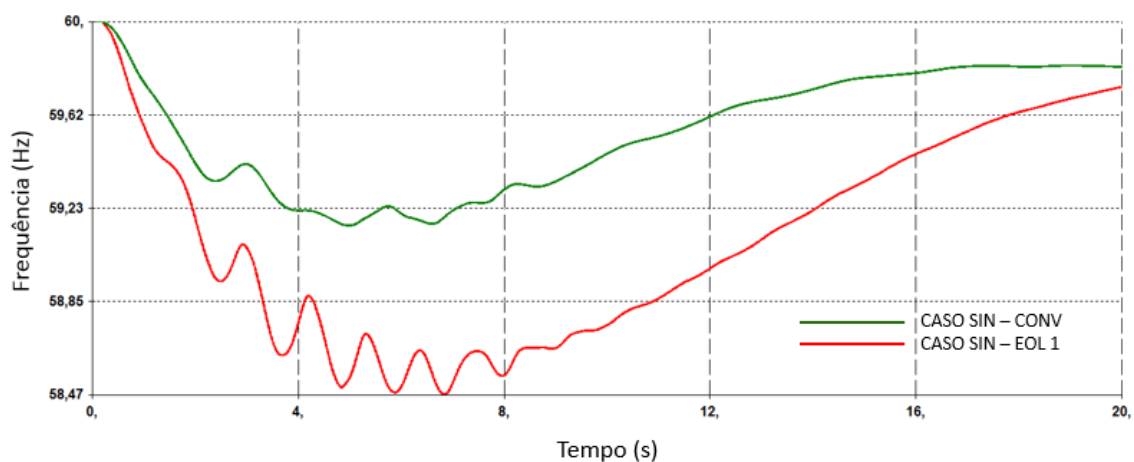


Figura 67 - Desempenho dinâmico do CASO SIN – CONV e CASO SIN – EOL 1.

Adicionalmente, em torno de 6 e 7 segundos, a proteção de sobretensão comandou a abertura das LTs 500 kV Serra da Mesa - Samambaia e Serra da Mesa 2 – Luziânia. Na Figura 68 está apresentado o perfil de tensão na SE Serra da Mesa 2 500 kV.

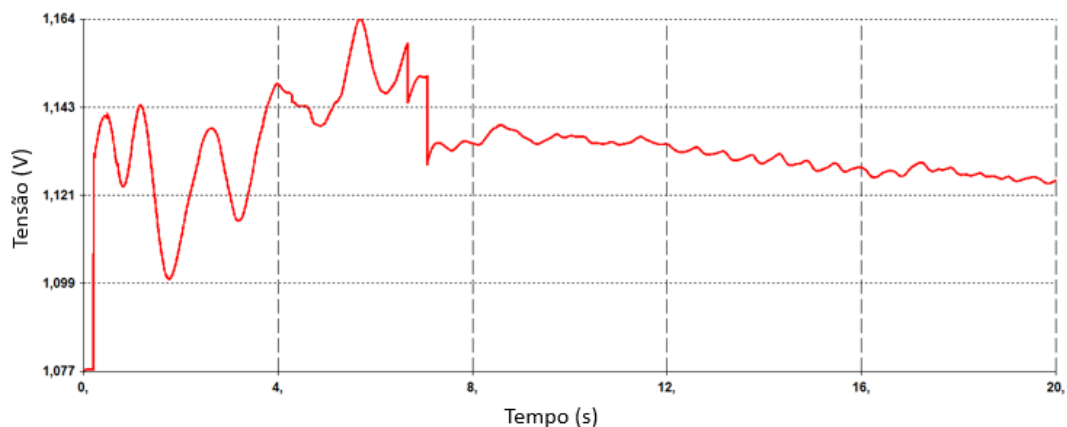


Figura 68 – Perfil de tensão da subestação de 500 kV de Serra da Mesa 2 do CASO SIN – EOL 1.

Tabela 6 – Ajuste do Esquema Regional de Alívio de Carga que foram acionados nas simulações.

Região	Área	Estágio	Taxa (Hz/s)	Frequência (Hz)	Corte (%)
AC/RO	43 e 44	1º		58,5	15
		2º		58,2	10
		3º		57,9	10
		4º		57,7	10
		5º		57,5	10
MACAPÁ	80 e 82	1º	0,5	58,3	11
		2º	1,0	58,1	11
		3º	2,7	57,6	11
		4º	4,0	57,4	11
		5º		57,2	11

Comparando as respostas das potências elétricas da usina de Corumbá IV, do estado de Goiás, no CASO SIN - CONV e no CASO SIN – EOL 1, observa-se um aumento significativo da potência elétrica no caso com a inércia reduzida no instante imediato a ocorrência do evento, como pode ser visto nas curvas em vermelho da Figura 69. Avaliando a potência mecânica nesta usina, observa-se que a variação não ocorre na mesma velocidade, como pode ser visto na Figura 70, que evidencia o aumento da força torcional no eixo da máquina.

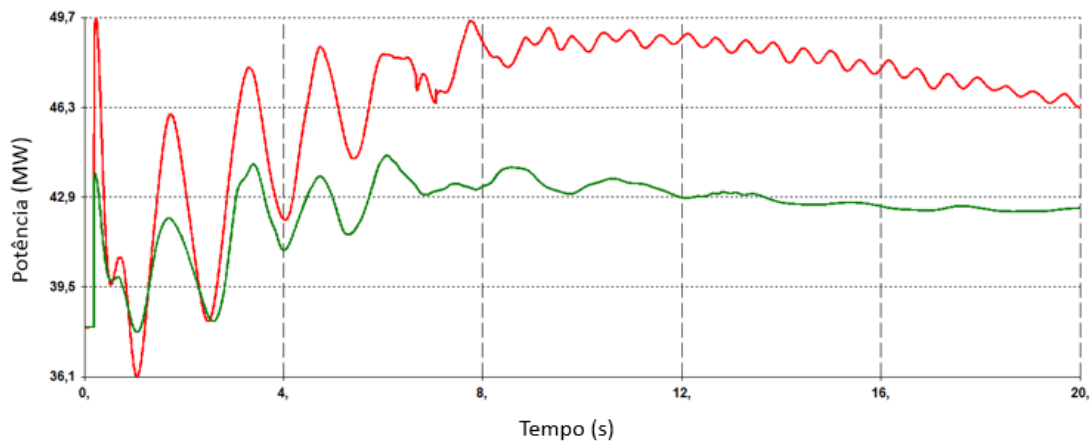


Figura 69 – Comparação entre o desempenho da potência elétrica da usina de Corumbá IV no CASO SIN – CONV e CASO SIN – EOL 1.

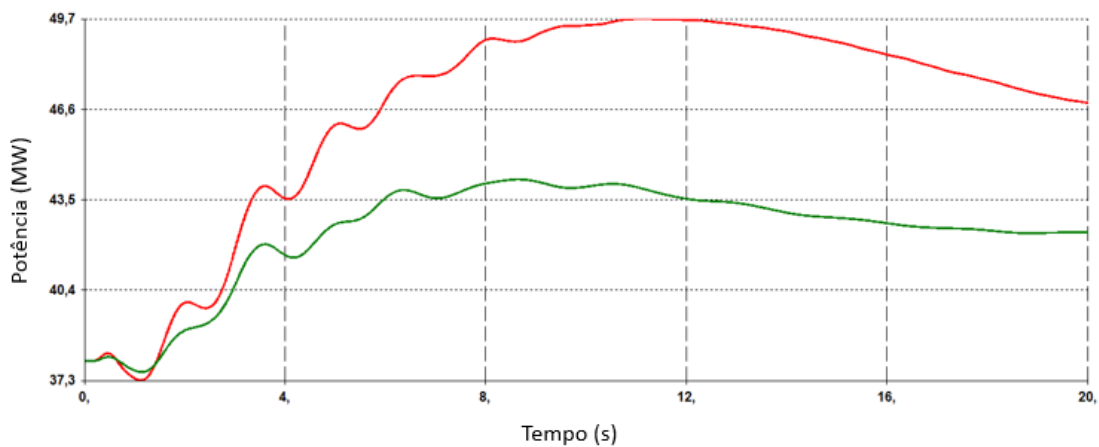


Figura 70 - Comparação entre o desempenho da potência mecânica da usina de Corumbá IV no CASO SIN – CONV e CASO SIN – EOL 1.

Na Figura 71 e Figura 72 estão apresentadas as potências elétricas e mecânicas da usina de São Salvador, que pertence ao estado do Tocantins.

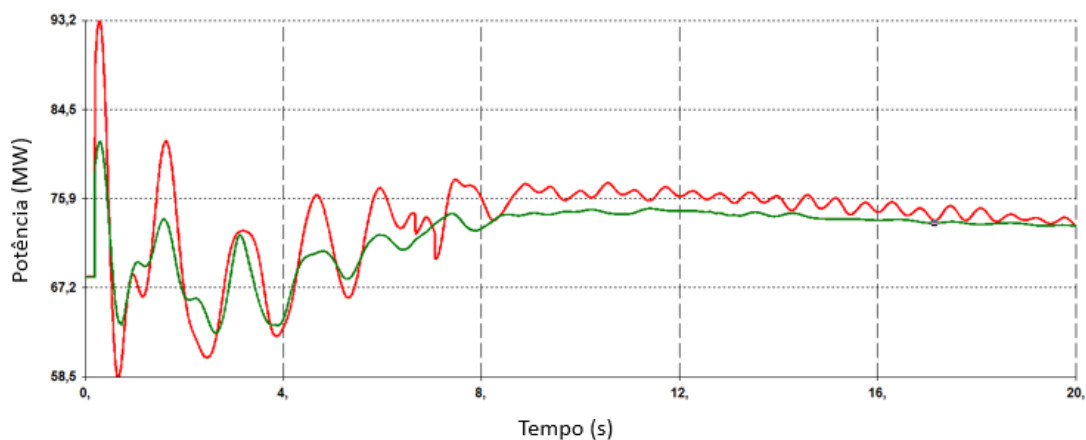


Figura 71 - Comparação entre o desempenho da potência elétrica da usina de São Salvador no CASO SIN – CONV e CASO SIN – EOL 1.

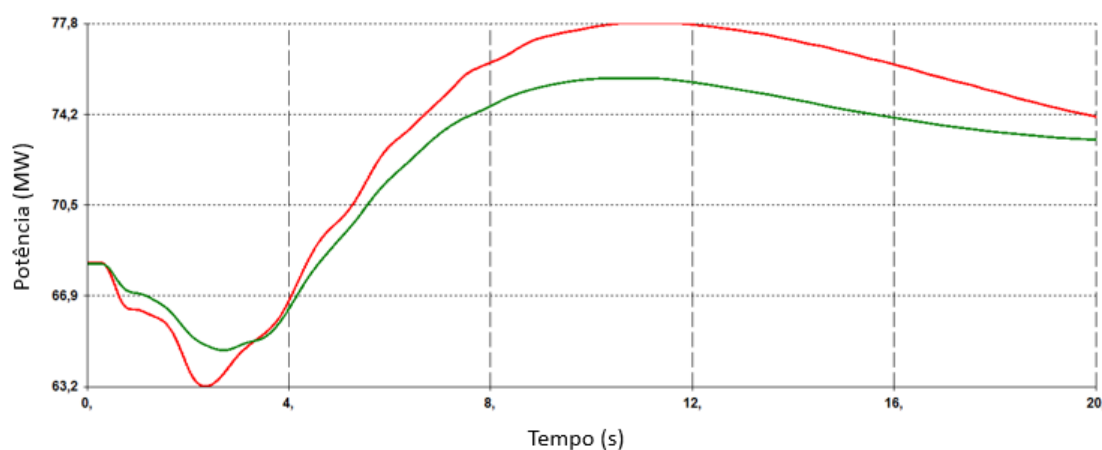


Figura 72 - Comparação entre o desempenho da potência elétrica da usina de São Salvador no CASO SIN – CONV e CASO SIN – EOL 1.

Simulando o CASO SIN – EOL 2, que dispõe do recurso de IS, não foi verificada a atuação do ERAC por valor absoluto, sendo obtida uma frequência mínima de 58,68 Hz.

A partir da Figura 73, observa-se uma melhora no desempenho do primeiro swing, em comparação ao CASO SIN – EOL 1, cujos parques eólicos dispõem apenas de recurso de potência reativa. Porém, verifica-se um atraso na recuperação da frequência, que se deve, principalmente, a redução da reserva de potência ativa para a regulação primária do sistema elétrico, que é agravado com a demanda de potência dos parques eólicos para recompor a velocidade de rotação das turbinas.

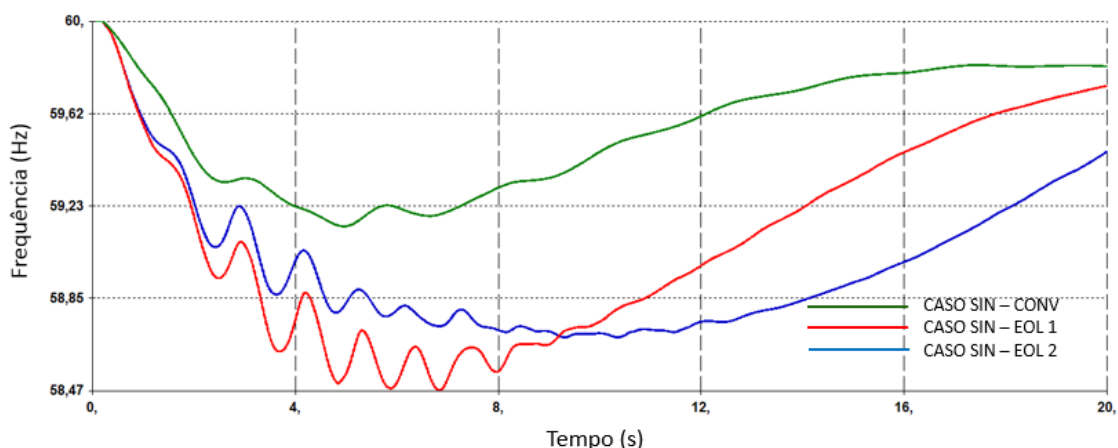


Figura 73 - Desempenho dinâmico do CASO SIN – CONV, CASO SIN – EOL 1 e CASO SIN – EOL 2.

Para esse mesmo caso (CASO SIN – EOL 2) foi verificada a atuação do primeiro e segundo estágios do ERAC nas áreas 80 e 82 do Estado do Macapá por TVF. O valor máximo registrado foi de 1,72 Hz/s. No CASO SIN – EOL 3, cuja potência adicional fornecida pelos parques eólicos, durante o evento de perda de geração, advém da RP, também houve a atuação do mesmo comando do ERAC por TVF, porém com uma taxa máxima verificada de 1,89 Hz/s.

Observa-se que a utilização da IS, devido ao menor tempo de atuação em relação à RP, resultou em uma redução maior da taxa de variação. Portanto, obteve-se nos primeiros segundos, um desempenho melhor da frequência. Esses resultados podem ser vistos comparando as curvas azuis e rosas dos gráficos da Figura 74 e Figura 75, onde o primeiro apresenta as curvas da variação da frequência e no segundo a injeção adicional de potência ativa de um parque eólico que está localizado na região Sul do Estado da Bahia, utilizando a IS e a RP, respectivamente.

Essa melhora na taxa de variação foi possível devido à particularidade de o valor máximo de TVF ter ocorrido na simulação entre 1,6 e 1,7 segundos, viabilizando a influência dos recursos de potência ativa dos parques eólicos.

Já em um segundo momento, fica evidenciado nas simulações a melhor recuperação do CASO SIN – EOL 3 (curva em rosa), tendo em vista que o recurso de regulação primária injeta uma potência ativa sustentada no sistema elétrico, que decorre da reserva praticada no parque eólico.

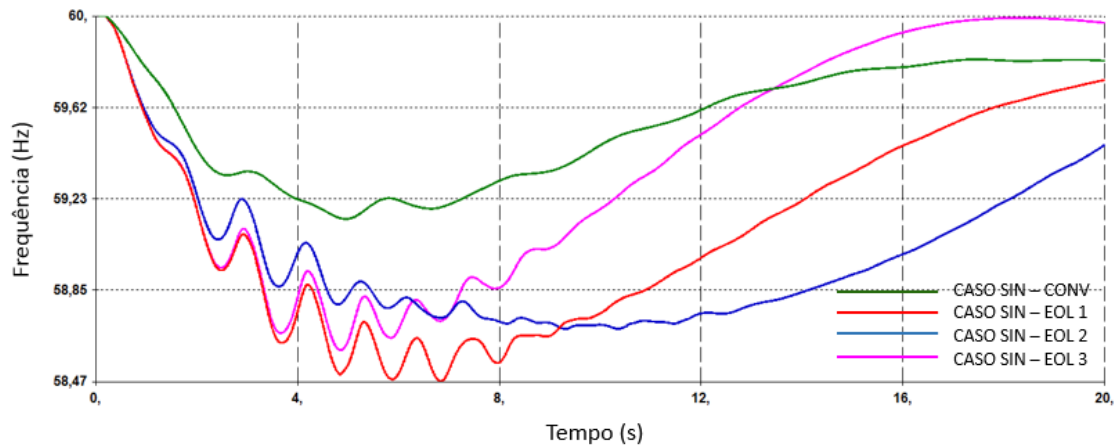


Figura 74 - Desempenho dinâmico do CASO SIN – CONV, CASO SIN – EOL 1, CASO SIN – EOL 2 e CASO SIN – EOL 3.

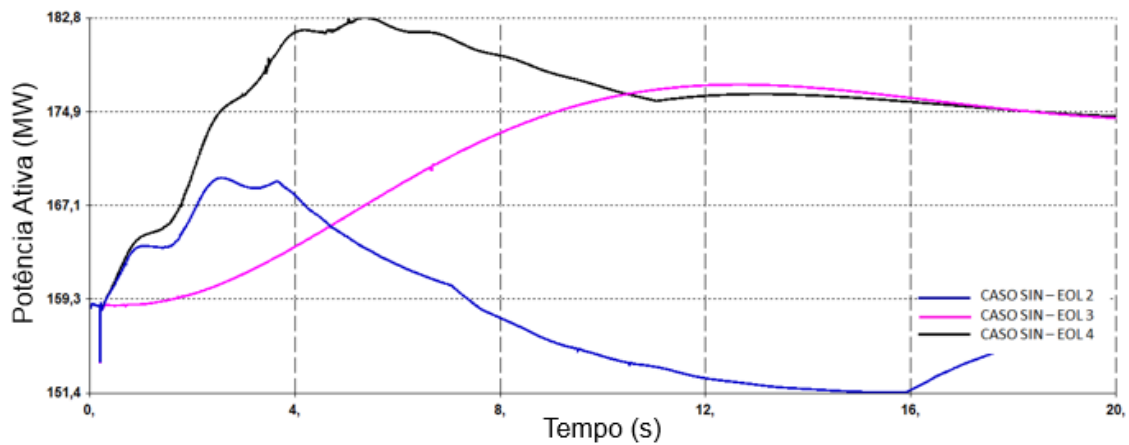


Figura 75 - Potência ativa adicional de um parque eólico no CASO SIN – EOL 2, CASO SIN – EOL 3 e CASO SIN – EOL 4.

Com relação ao CASO SIN – EOL 2, foi verificado, em torno de 9 segundos da simulação, que foi comandada a abertura das LTs 500 kV Serra da Mesa 2 – Luziânia, Samambaia – Itumbiara e Samambaia – Emborcação por atuação da proteção de sobretensão. E no CASO SIN – EOL 3 foi comandada, em aproximadamente 6 segundos da simulação, a abertura da LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia, também por proteção de sobretensão. Na Figura 76 está apresentado o perfil de tensão da SE Serra da Mesa 2 500 kV, que apresenta o desempenho das simulações no CASO SIN – EOL 2, e na Figura 77 o perfil de tensão da SE Serra da Mesa 500 kV no CASO SIN – EOL 3.

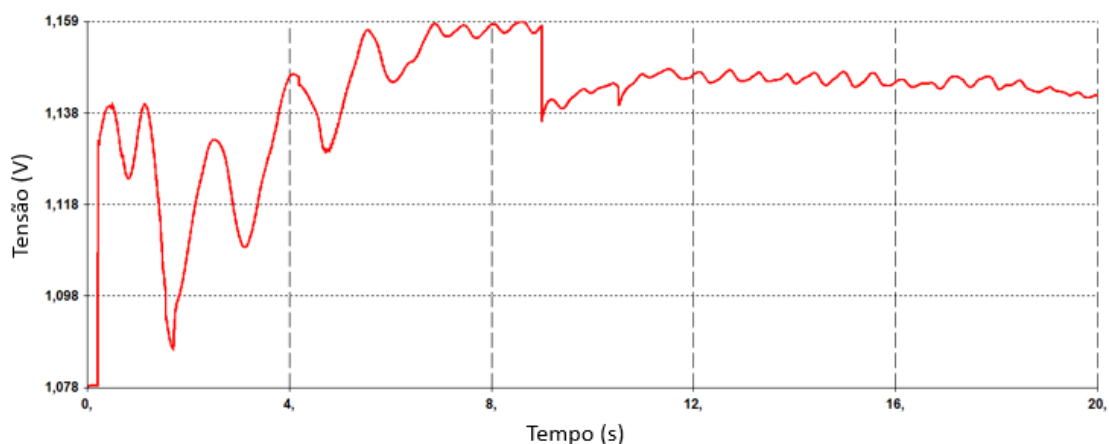


Figura 76 - Perfil de tensão da subestação de 500 kV de Serra da Mesa 2 do CASO SIN – EOL 2.

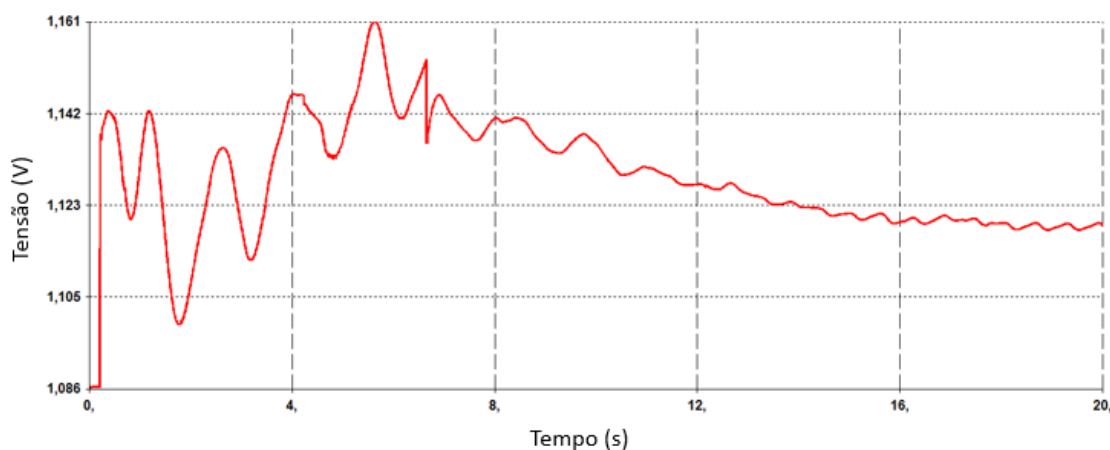


Figura 77 - Perfil de tensão da subestação de 500 kV de Serra da Mesa do CASO SIN – EOL 3.

Para o CASO SIN – EOL 4, cujos recursos tanto da IS quanto da RP foram habilitados, foi observada uma redução da taxa de variação da frequência, com um valor máximo verificado de 1,34 Hz/s. Porém, essa melhora no desempenho não foi suficiente para prescindir a atuação do primeiro e segundo estágios do ERAC na área 80 do Estado do Macapá. Ainda neste Estado, foi verificada a atuação do primeiro estágio do ERAC na área 82, também por TVF. A melhora relativa se deve a não atuação do segundo estágio na área 82 que, apesar de sensibilizado, não disparou o comando de abertura aos disjuntores, por não atender ao tempo de retardo do ajuste da proteção, que é de 0,05 segundos. Isso significou um corte de carga por TVF de 59,5 MW ao invés de 88 MW, como nos casos anteriores com geração eólica.

Adicionalmente, não foram verificadas atuações da proteção por sobretensões na rede elétrica.

Com relação a frequência absoluta, foi observada uma frequência mínima de 59,0 Hz, ou seja, apenas 0,16 Hz abaixo do verificado no CASO SIN – CONV.

Na curva em preto da Figura 78 pode ser visto que o desempenho com a utilização de ambos os recursos (CASO SIN – EOL 4) aproximou o resultado obtido com o caso que dispunha exclusivamente de geração convencional (CASO SIN – CONV), com uma diferença mais acentuada na taxa de variação da frequência e na aparente redução no coeficiente de amortecimento do sistema.

Na Figura 75 estão comparadas as injeções de potência ativa de um parque eólico do CASO SIN – EOL 2, CASO SIN – EOL 3 e CASO SIN – EOL 4, onde pode ser visto o aumento na potência entregue ao sistema elétrico a partir do parque eólico com o uso concomitante do recurso de IS e de uma reserva de potência ativa interna à própria planta eólica.

No entanto, assim como verificado para o sistema teste, a utilização dos recursos de potência ativa nos parques eólicos não implicou em redução da TVF nos primeiros instantes após a ocorrência do evento, como pode ser visto na inclinação das curvas no início da simulação da Figura 78. Isso se deve, principalmente, ao tempo de atuação dos recursos dos geradores eólicos, que também inclui o tempo necessário para sensibilização dos controles e que é proporcional ao ajuste da banda morta de frequência.

Como já mencionado, os casos simulados apresentaram a particularidade de ocorrência da maior TVF entre 1,6 e 1,7 segundos, permitindo a influência positiva dos parques eólicos.

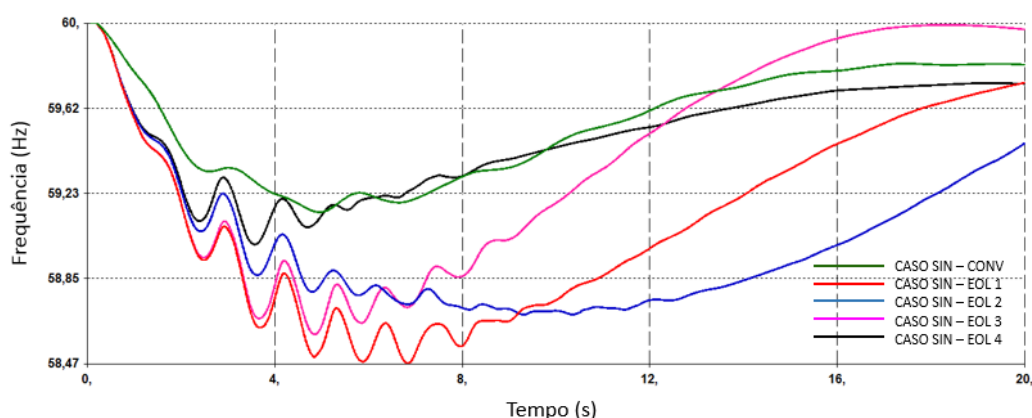


Figura 78 - Desempenho dinâmico do CASO SIN – CONV, CASO SIN – EOL 1, CASO SIN – EOL 2, CASO SIN – EOL 3 e CASO SIN – EOL 4

CAPÍTULO VI

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

VI.1 Conclusões

Diante da perspectiva de crescimento das fontes alternativas para geração de energia elétrica, torna-se importante o estudo dos diversos aspectos que impactam a operação dos sistemas elétricos. No presente trabalho foi possível verificar o ganho obtido com o uso do recurso de inércia sintética em sistemas onde foram efetuadas reduções da inércia global, porém, que ainda dispunham de reserva de capacidade para atuar na recuperação da frequência a partir da regulação primária. Constatou-se que, em sistemas com a capacidade de regulação primária comprometida, o recurso da inércia sintética pode, inclusive, agravar a recuperação posterior da frequência.

Um ponto relevante nas análises de redução gradual de inércia é o acompanhamento, por meio de estudos, do aumento da solicitação mecânica no instante t_0+ nas usinas convencionais, com o objetivo de se evitar a operação em patamares de inércia que resultem em esforços excessivos nos componentes das máquinas, em eventos de grandes desbalanços de atendimento à carga.

Com relação ao objetivo de aproximar o desempenho dos geradores eólicos ao das máquinas convencionais, é importante relatar que ao serem utilizados os recursos de inércia sintética juntamente com uma reserva de potência no gerador eólico, para atuar na regulação primária do sistema, foi possível verificar uma melhora significativa no desempenho dinâmico. Além disso, a demanda dos aerogeradores para aceleração das pás pôde ser atendida pela reserva interna à própria planta.

Verificou-se que, com a substituição da matriz energética convencional, observam-se aumentos significativos na taxa de variação da frequência nos instantes imediatos a eventos de grandes desbalanços de geração, por conta do tempo de atuação dos controles dos parques eólicos, e da natureza de injeção de potência desta fonte. Uma possível solução seria o uso de compensadores síncronos, já que os mesmos contribuem instantaneamente com potência ativa, reduzindo a taxa de variação da frequência nos primeiros instantes e melhorando, inclusive, o coeficiente de amortecimento do sistema.

Nas simulações com o Sistema Interligado Nacional, a máxima taxa de variação de frequência foi verificada quase dois segundos após o evento, permitindo que o recurso de inércia sintética e de regulação primária em menor proporção, atuasse para reduzir essa taxa de variação da frequência, enfatizando a importância desses recursos.

A partir das análises realizadas no presente trabalho, pode ser verificada a importância de alocar recursos de potência ativa adicional nos parques eólicos para manutenção do desempenho dinâmico do sistema. Outrossim, ressalta-se que, o uso de sistemas de armazenamento de energia (baterias) nos parques eólicos pode melhorar o desempenho dinâmico do sistema, tendo em vista as características de resposta rápida e elevada taxa de injeção de potência ativa desse recurso. O uso de armazenamento pode vir a complementar as funcionalidades disponíveis nos parques eólicos, reduzindo, inclusive, a dependência do recurso adicional de potência ativa com relação ao ponto de operação dos parques eólicos.

VI.2 Trabalhos Futuros

O impacto advindo da elevada penetração de fontes alternativas em sistemas elétricos de energia tem sido alvo de inúmeras pesquisas. Assim sendo, serão listadas a seguir algumas sugestões de trabalhos futuros que podem contribuir para o desenvolvimento do tema, que caminha para se tornar cada vez mais relevante.

- Foi verificado neste trabalho um aumento substancial da taxa de variação da frequência com a redução da inércia decorrente da substituição de geração convencional por geradores eólicos. Outrossim, se verificou que os recursos de controle utilizados apresentaram pouco ou nenhum impacto na redução dessa taxa nos instantes imediatos à perda de grandes blocos de geração. Sugere-se, portanto, avaliar a utilização de recursos que tenham o potencial de dirimir esse problema, tal como o uso de compensadores síncronos, tendo em vista que são equipamentos com inércia e que injetam potência ativa no sistema elétrico de forma praticamente instantânea.
- Também, visando contrapor o problema do aumento da taxa de variação de frequência, sugere-se o uso de sistemas de armazenamento de energia (baterias) por apresentarem tempo reduzido de resposta e elevada taxa de injeção de potência ativa.

- Ainda com relação à taxa de variação da frequência, sugere-se uma avaliação quantitativa do aumento da taxa de variação com o aumento do percentual de inserção de geração eólica.
- No presente trabalho foi abordada a importância do dimensionamento da reserva de potência ativa para a regulação primária do sistema de energia e a relação desse dimensionamento com o uso do recurso de inércia sintética nos parques eólicos. Portanto, sugere-se uma avaliação quantitativa do dimensionamento da reserva de regulação primária nos geradores convencionais para o uso massivo do recurso de inércia sintética.
- Avaliar o impacto sistêmico do uso de sistemas de armazenamento de energia em parques eólicos associados ou não da utilização da inércia sintética.
- A regulação secundária de frequência não foi avaliada nas simulações, porém é sabido que o aumento da penetração de fontes eólicas tem impacto significativo no dimensionamento dessa reserva. Portanto, sugere-se uma abordagem similar com foco no desempenho da regulação secundária.
- Foi mostrado ao longo do trabalho que a utilização do recurso de inércia sintética está associada ao ponto de operação do gerador eólico. Adicionalmente, foi mostrado que esse recurso de controle de frequência só é utilizado para grandes perturbações, onde se define uma faixa de desvio de frequência que permite a sensibilização do controle. Também foi verificado que o atraso na atuação da inércia sintética implica em um retardo na redução da taxa de variação da frequência. Dito isto, sugere-se investigar a utilização da própria taxa de variação da frequência como sensor para iniciar a atuação da inércia sintética.
- Foi avaliado neste trabalho o impacto dos controles dos parques eólicos na regulação da frequência elétrica. Sugere-se uma avaliação semelhante, porém, com foco na estabilidade angular das máquinas do sistema.
- No presente trabalho foi avaliado o desempenho da frequência para sistemas com alta penetração de geração eólica. Sugere-se uma avaliação semelhante, porém, com foco no desempenho das tensões do sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] T. F. G. Mundstock, A. d. A. Barbosa, P. E. M. Quintão, S. L. d. A. Sardinha e A. Bianco, “Avaliação dos Efeitos da Representação da Inércia Sintética no Parque Aerogerador com Previsão de Implantação na Região Nordeste,” *XXIII SNTPEE*, pp. 1-2, Outubro 2015.
- [2] ABEEólica, “Boletim Anual de Geração Eólica,” Associação Brasileira de Energia Eólica, 2012.
- [3] EPE, “Participação de Empreendimentos Eólicos nos Leilões de Energia no Brasil - Evolução dos Projetos Cadastrados e suas Características Técnicas,” Empresa de Pesquisa Energética - Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, 2018.
- [4] ABEEólica, “Boletim Anual de Geração Eólica,” Associação Brasileira de Energia Eólica, 2017.
- [5] EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia,” Empresa de Pesquisa Energética - Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, 2027.
- [6] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, United States: McGraw-Hill, 1994.
- [7] P. M. Anderson, *Power System Control and Stability*, New York: Wiley - IEEE Press, 2003.
- [8] X. V. Filho, *Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração*, Rio de Janeiro: CAMPUS LTDA, 1984.
- [9] R. Sauer, “Controle Frequência - Potência em Sistemas Elétricos,” em *Associação Brasileira de Engenheiros Eletricistas (ABEE)*, Rio de Janeiro, 1967.
- [10] P. Tielens e D. V. Hertem, “Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewable,” 2012.
- [11] R. d. S. Custódio, “Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica,” Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobrás, Rio de Janeiro, 2009.
- [12] Y. R. d. Souza, “Análise da Interação entre Elos de Corrente Contínua em Redes Eletricamente Próximas,” *Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro / COPPE*, Rio de Janeiro, 2014.
- [13] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, Stockholm: John Wiley & Sons, Ltd, 2005.

- [14] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins e E. Bossanyi, "Wind Energy Handbook," John Wiley & Sons Ltd, England, 2001.
- [15] A. J. A. d. S. Santos, *Estudo de um Sistema de Concentração Integrado Numa Pequena Turbina Eólica de Eixo Vertical*, Lisboa: Dissertação de Mestrado, Universidade de Lisboa, 2014.
- [16] J. G. Sloomweg, H. Polinder e W. L. Kling, "Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations," *IEEE*, pp. 516-524, 4 Dezembro 2003.
- [17] I. Paraschivoiu, *Wind Turbine Design With Emphasis on Darrieus Concept*, Canada: École Polytechnique de Montréal, 2002.
- [18] J. Aho, A. Buckspan, J. Laks, P. Fleming, Y. J. F. Dunne, M. Churchfield, L. Pao e K. Johnson, "A Tutorial of Wind Turbine Control for Supporting Grid Frequency Through Active Power Control," *American Control Conference*, pp. 3120-3131, 27-29 junho 2012.
- [19] H. Babisky, "How do Wings Work?," *Physics Education*, Cambridge, 2003.
- [20] N. W. Miller, K. Clark, M. Shao e G. Energy, "Frequency Responsive Wind Plant Controls: Impacts on Grid Performance," *IEEE*, 2011.
- [21] K. Clark, N. W. Miller e J. J. Sanchez-Gasca, "Modeling of GE Wind Turbine - Generators for Grid Studies," General Electric International, New York, 2010.
- [22] M. Seyedi e M. Bollen, "The utilization of synthetic inertia from wind farms and its impact on existing speed governors and system performance," *Elforsk*, Janeiro de 2013.
- [23] L. d. O. Regô, *Análise do Impacto da Geração Eólica na Regulação de Frequência de Sistemas de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro: COPPE - UFRJ, Março de 2017.

APÊNDICE A

REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

Após a atuação da regulação primária, a frequência é estabilizada com um desvio em relação ao valor síncrono. Os principais fatores que determinam essa diferença são o percentual verificado de desbalanço de potência ativa, o ajuste de estatismo dos reguladores de velocidade e o fator de amortecimento da carga, como apresentado em (23).

Para o restabelecimento da frequência síncrona é necessária a atuação da *regulação secundária* que é realizada a partir de um conjunto de usinas predefinidas, que são incluídas no *Controle Automático de Geração (CAG)*. Além desse objetivo, uma segunda função desse controle é recompor o intercâmbio de potência entre as áreas controladas, aos valores praticados antes da ocorrência do evento que resultou na variação da frequência [6].

Para ilustrar a atuação da regulação secundária, considera-se um sistema com duas áreas que são interligadas por um sistema de transmissão para o qual se desconsidera as perdas elétricas. Essa rede está representada na Figura 79.

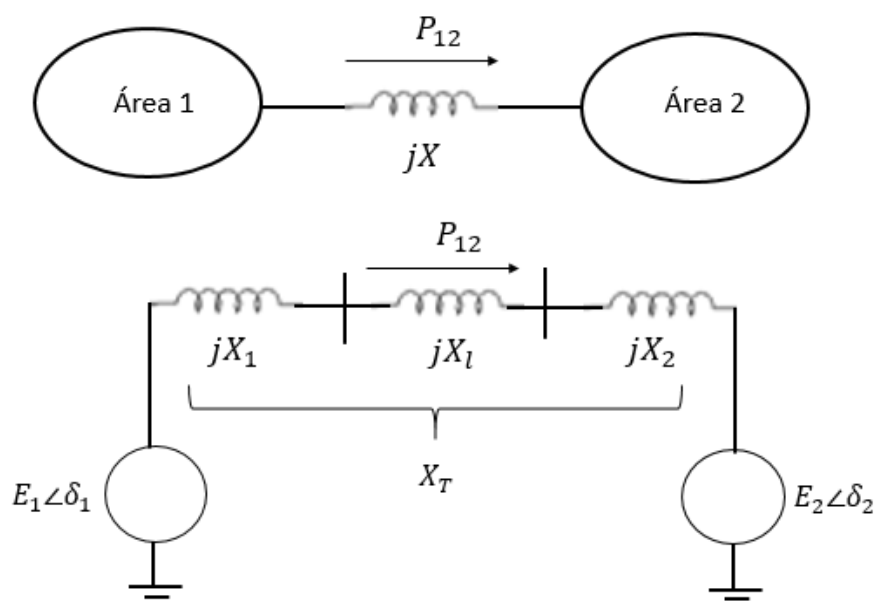


Figura 79 – Sistema elétrico composto por duas áreas, cuja interligação é representada por uma reatância.

A potência transferida entre as áreas é dada por (38).

$$P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (38)$$

Linearizando (38) em torno do ponto inicial de operação, obtém-se a (39):

$$\Delta P_{12} = T \Delta \delta_{12} \quad (39)$$

Em que, $\Delta \delta_{12} = \Delta \delta_1 - \Delta \delta_2$, e T é o torque de sincronismo, dado por (40) [6]:

$$T = \frac{E_1 E_2}{X_t} \cos(\delta_1 - \delta_2) \quad (40)$$

O diagrama de blocos que representa o sistema está apresentado na Figura 80, onde M é a inércia equivalente de cada área, D o fator de amortecimento e a interligação está representada pelo coeficiente de torque sincronismo (T). O valor positivo de ΔP_{12} significa um fluxo de potência com o sentido da área 1 para a área 2.

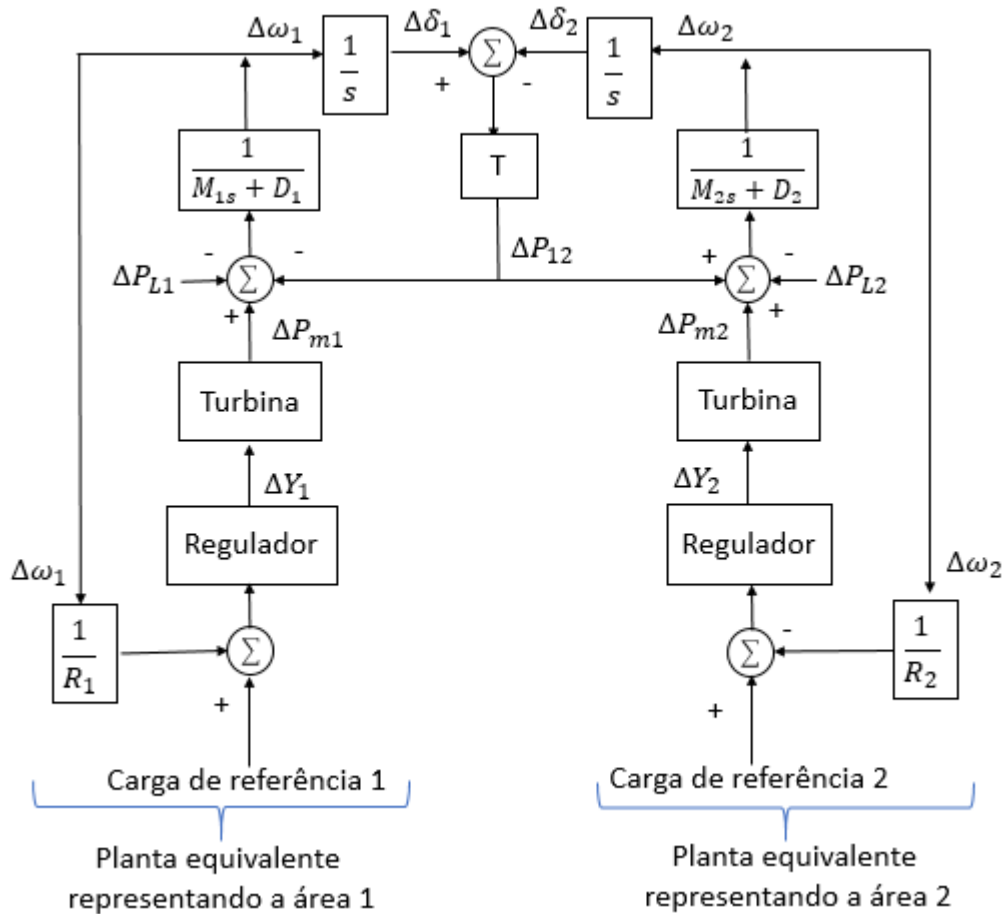


Figura 80 – Diagrama de blocos do sistema duas áreas conectados por uma linha de transmissão sem perdas.

Considerando uma variação de carga no sistema e a atuação apenas da regulação primária, a variação da frequência do sistema é dada por (41).

$$\Delta f = \frac{-\Delta P_L}{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}\right) + D_1 + D_2} \quad (41)$$

Considerando um aumento de carga na área 1, a variação de geração que se verifica nessa área atende à condição estabelecida por (42).

$$\Delta P_{m1} - \Delta P_{12} - \Delta P_{L1} = \Delta f D_1 \quad (42)$$

E, para a área 2, que não apresentou variação de carga, a geração interna atende (43):

$$\Delta P_{m2} + \Delta P_{12} = \Delta f D_2 \quad (43)$$

Adicionalmente, as variações das potências mecânicas de ambas às áreas dependem dos valores de ajuste de estatismo dos reguladores de velocidade dos geradores. Portanto, essa potência mecânica adicional será calculada por (44) e (45).

$$\Delta P_{m1} = -\frac{\Delta f}{R_1} \quad (44)$$

$$\Delta P_{m2} = -\frac{\Delta f}{R_2} \quad (45)$$

Substituindo (44) e (45) em (42) e (43) e equacionando, obtém-se (46) e (47).

$$\Delta f = \frac{-\Delta P_L}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} = -\frac{\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (46)$$

$$\Delta P_{12} = \frac{-\Delta P_L \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} = -\frac{\Delta P_{L1} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} \quad (47)$$

As grandezas β_1 e β_2 são as *características de resposta natural* de cada uma das áreas que foi definida em (25).

O valor negativo na variação de intercâmbio caracteriza o incremento de potência da área 2 para a área 1. O valor do intercâmbio se ajusta à contribuição da característica de regulação, $\left(\frac{1}{R} + D\right)$, de cada uma das área.

De forma semelhante, uma variação de carga na área 2 (ΔP_{L2}) resulta nos valores para as variações de frequência e intercâmbio dadas por (48) e (49).

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_{L2}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (48)$$

$$\Delta P_{12} = -\Delta P_{21} = \frac{\Delta P_{L2}\beta_1}{\beta_1 + \beta_2} \quad (49)$$

O principal objetivo da regulação secundária é restabelecer a frequência nominal do sistema e, adicionalmente, recompor o intercâmbio praticado antes do evento. Dessa forma, os controles da regulação secundária devem ser capazes de eliminar tanto o erro da frequência quanto do intercâmbio.

Portanto, para essa tarefa, é necessário o uso de um controle integral, ao qual serão injetados os dois sinais, quais sejam, o desvio de intercâmbio e o de frequência. Antes de inserir esses sinais no mesmo integrador é necessário transformá-los em sinais com a mesma unidade de medida. Isso é possível multiplicando o desvio de frequência por um fator B , denominado de “*bias*”, que tem a dimensão de MW/Hz. Dessa forma, o sinal de frequência multiplicado pelo *bias* assume a unidade de potência [8].

Portanto, a grandeza a ser injetada no integrador, denominada de Erro de Controle de Área (ECA), é definida de acordo com (50).

$$ECA = B\Delta f + \Delta P_{12} \quad (50)$$

Ao se definir que cada área seja responsável pelo atendimento da sua própria demanda, o valor atribuído ao *bias* é igual à característica natural de cada área, como apresentado em (51).

$$B = \beta = \frac{1}{R} + D \quad (51)$$

Com isso, podem ser definidas as equações (52) e (53), que correspondem ao ajuste do ECA, para cada uma das áreas.

$$ECA_1 = B_1\Delta f + \Delta P_{12} \quad (52)$$

$$ECA_2 = B_2\Delta f + \Delta P_{12} \quad (53)$$

O ECA representa a variação de potência requerida em cada área durante a atuação da regulação secundária. A unidade de potência dessa grandeza é o MW e a unidade geralmente utilizada para representar o *bias* é o MW/0,1 Hz.

Considerando um aumento de carga na área 1 (ΔP_{L1}), o sistema responde dinamicamente com a resposta inercial e, em seguida, com a regulação primária, estabilizando a frequência em um valor que é definido pela característica natural das duas áreas que compõem o sistema, e cuja variação é dada por (46). A atuação dessa primeira regulação ocorre na escala de tempo dos segundos.

Em seguida, numa escala de tempo de minutos, se inicia a atuação da *regulação secundária*, e o desempenho desse controle está fortemente associado a estratégia de definição dos *bias*. A seguir são definidas três respostas possíveis para diferentes ajustes de *bias*.

1) Assumindo, $B_1 = \beta_1$ e $B_2 = \beta_2$, ou seja, *bias* iguais às características naturais de cada área, obtém-se para os valores de ECA:

$$ECA_1 = B_1 \Delta f_R + \Delta P_{12} = -\frac{\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} (\beta_1 + \beta_2) = -\Delta P_{L1}$$

E,

$$ECA_2 = B_2 \Delta f_R - \Delta P_{12} = -\frac{\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} (\beta_2 - \beta_2) = 0$$

Nessa estratégia, para o aumento de carga na área 1, apenas a regulação secundária da área 1 é acionada, absorvendo todo o aumento de carga com a geração interna a própria área.

2) Fazendo, B_1 e B_2 , o dobro da característica natural das respectivas áreas, tem-se:

$$ECA_1 = B_1 \Delta f_R + \Delta P_{12} = -\frac{\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} (2\beta_1 + \beta_2) = -\Delta P_{L1} \left(1 - \frac{1}{\beta_2}\right)$$

E,

$$ECA_2 = 2B_2 \Delta f_R - \Delta P_{12} = -\frac{\Delta P_{L1}}{\beta_2}$$

Nesse caso, as duas áreas participariam da *regulação secundária* e a resposta seria duas vezes mais rápida.

3) Caso o *bias* seja ajustado com um valor significativamente menor do que a característica natural das respectivas áreas, irá ocorrer o oposto da situação anterior [6].

O controle suplementar responsável pela regulação secundária do sistema está mostrado na Figura 81.

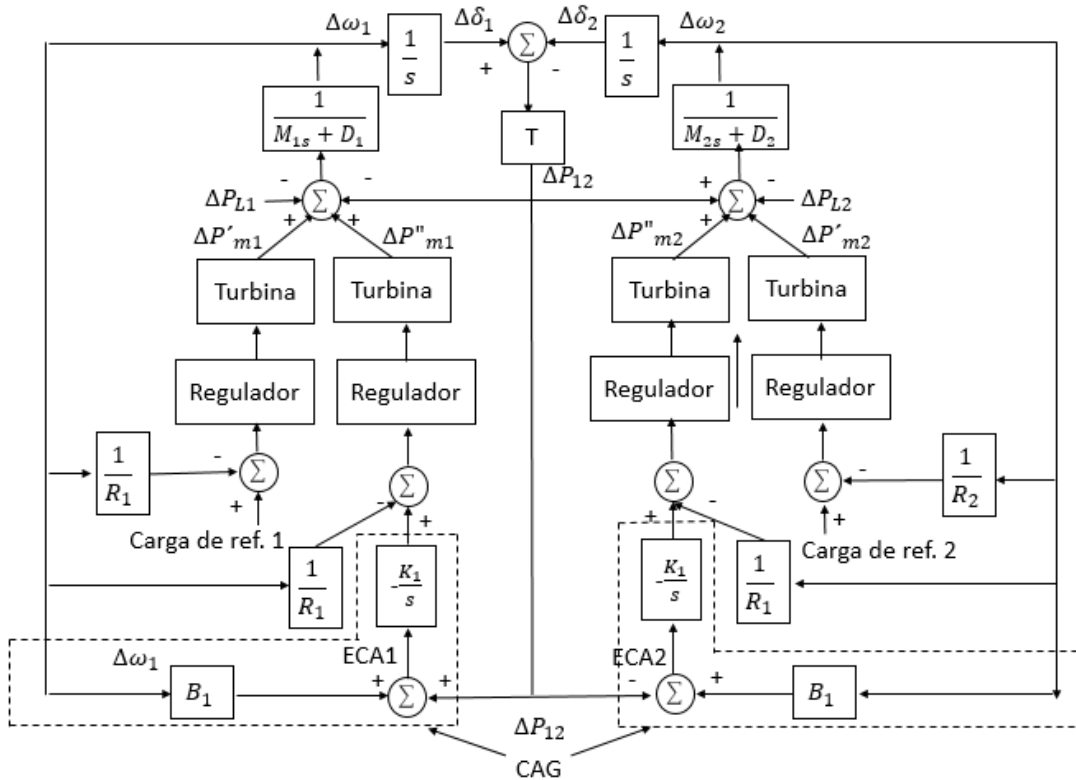


Figura 81 – Diagrama de blocos do sistema com duas áreas considerando a atuação da regulação primária e secundária.

Existem outros diversos ajustes de *bias*, a depender da estratégia desejada para cada sistema elétrico de potência que atenda às características particulares de cada uma das suas áreas. Podem ser usados valores de *bias* que possibilitem às áreas com maior disponibilidade de geração um suporte ao atendimento de área mais deficitárias em relação a sua própria carga, por exemplo.

Valores muito elevados de *bias* não são desejados, uma vez que podem levar o sistema a um estado de instabilidade dinâmica.

A descrição para o sistema composto por duas áreas pode ser aplicada de forma semelhante ao sistema com múltiplas áreas interligadas.

Um maior detalhamento dos controles relativos à regulação secundária pode ser encontrado em [6].

Adicionalmente, é possível a atuação de uma *regulação terciária*, cuja finalidade é o despacho ótimo a ser obtido após a ação da *regulação secundária* [8].