

**DAS** Departamento de Automação e Sistemas  
**CTC** Centro Tecnológico  
**UFSC** Universidade Federal de Santa Catarina

Controle de sobrefrequência por droop simulado em FAST para  
aerogeradores AGW 110/2.1

*Relatório submetido à Universidade Federal de Santa Catarina  
como requisito para a aprovação na disciplina:*

*DAS 5511: Projeto de Fim de Curso*

*Victor Skaetta Barankiewicz*

*Florianópolis, 23 de Novembro de 2018*



# Controle de sobrefrequência por droop simulado em FAST para aerogeradores AGW 110/2.1

*Victor Skaetta Barankiewicz*

Esta monografia foi julgada no contexto da disciplina  
**DAS 5511: Projeto de Fim de Curso**  
e aprovada na sua forma final pelo  
**Curso de Engenharia de Controle e Automação**

*Prof. Alexandre Trofino Neto*

---

Banca Examinadora:

Eng. Maicol Rodrigo Mathias  
Orientador na Empresa

Prof. Alexandre Trofino Neto  
Orientador no Curso

Prof. Hector Bessa Silveira  
Responsável pela disciplina

Marcelo de Lellis Costa de Oliveira  
Avaliador

Dandara Cristina Cembranel  
Debatedor

João Paulo Zomer Machado  
Debatedor

# Agradecimentos

A minha família, por me dar todo o apoio e a liberdade desde pequeno para que eu crescesse como pessoa e pudesse caminhar com minhas próprias pernas.

A minha namorada Émile, por estar presente firme ao meu lado, por compreender minha ausência quando essa se fez necessária e por me dar apoio e calma nos momentos tempestuosos da vida.

Aos meus amigos Renê, Pablo, Nilmar, Rong, Leonardo, Amanda, Michael e Lucas que estiveram juntos desde o começo da graduação nos momentos de felicidade e de dificuldade.

Aos meus colegas do departamento de operação e manutenção Mathias e Fernando, pela atenção nas demandas do trabalho cotidiano de O&M nos momentos em que tive que me ausentar para me dedicar a esse projeto de conclusão de curso. A Lucas, por ter sido meu primeiro tutor no universo dos aerogeradores. A Edson, por compartilhar comigo seu conhecimento em diversos assuntos. A Ruviano, Cris e Jackson, por serem presentes no dia a dia do departamento, e a Nicholas que me mostrou o caminho a ser trilhado em diversos momentos de incerteza, e por ser meu principal tutor, a quem recorro sempre quando não sei a quem mais recorrer "Thanks Nick!".



# Resumo

A energia eólica é uma grande alternativa para revolucionar a atual maneira de se produzir energia elétrica no mundo. Essa nova concepção energética sustentável vem impulsionando todo um novo promissor ramo de negócios tecnológicos. O projeto aqui descrito faz parte deste esforço contínuo e global de aperfeiçoamento desta tecnologia. Com o expressivo aumento do contingente de usinas eólicas no país e no mundo e com a elevação da representatividade percentual dessa energia na totalidade instalada, órgãos regulatórios viram-se forçados a repensar a influência que essa nova tecnologia teria frente a eventos de rede no sistema interligado nacional. Diante de um cenário futuro não distante em que a expressão das usinas eólicas será ainda maior, o ONS viu-se em necessidade de revisar o código de rede, deixando-o mais rigoroso e estabelecendo novos critérios mínimos para conexão dessas usinas ao sistema. Os mais novos e eficientes aerogeradores, que constituem a grande maioria das usinas eólicas modernas, possuem conversores que os mantêm conectados indiretamente à rede, sendo assim não há uma resposta natural a eventos de variação de frequência desta, assim como em geradores convencionais que são conectados diretamente a rede. As atuais revisões do código prevêem que as novas usinas que entrarem em operação possuam mecanismos para auxiliar no controle de sobrefrequência, atuando na potência ativa. O presente documento apresenta uma solução de controle por droop, implementada em linguagem C++ e simulada no software FAST.

**Palavras-chave:**Droop, estatismo, FAST, aerogeradores, controle de sobrefrequência.





# Abstract

Wind energy is a great alternative to old electric energy sources. This new sustainable energy concept is giving a boost in a really promising technological business. This project is part of this continuous global effort of improving this kind of technology. With such an expressive growth of wind farms world wide and in Brazil, along with the high representative percentage of this kind of energy among other types, grid requirements had to be adapted due to the influence that this kind of technology would have in the grid when facing grid anomalies. In a not far away future scenario, where wind farms will be more representative in the energy grid, the ONS was obligated to review the grid code making it more strict and establishing new minimum criteria for those farms to connect to the linked grid system. The newer and more efficient wind turbines, which are the majority in modern wind farms, have their converters that keeps them connected indirectly to the grid. Hence there is no natural answer for frequency changes like in conventional turbines. The reviews in the grid code establish that new wind farms must have mechanisms to help in the over frequency control by actuating in the active power. This thesis presents a solution to this issue using droop control, implemented in C++ and simulated in FAST software.

**Keywords:** Droop, FAST, wind turbines, over frequency control.



# Lista de ilustrações

Figura 1 – Ranking mundial capacidade total e nova capacidade [2] . . . . .	15
Figura 2 – Porcentagem eólica na matriz energética brasileira [2] . . . . .	16
Figura 3 – Evolução da capacidade instalada (MW) no Brasil [2] . . . . .	16
Figura 4 – Complexos eólicos com aerogeradores WEG [4] . . . . .	18
Figura 5 – Turbina de velocidade fixa [5] . . . . .	20
Figura 6 – Turbinas de velocidade variável limitada [5] . . . . .	21
Figura 7 – Velocidade variável com controle de potência de escala parcial nos conversores [5] . . . . .	22
Figura 8 – Velocidade variável com controle de potência de escala nos conversores [5]	23
Figura 9 – AGW 110/2.1 [4] . . . . .	23
Figura 10 – Visão em corte AGW 110/2.1 [4] . . . . .	24
Figura 11 – Sistema de yaw [4] . . . . .	25
Figura 12 – Balança de frequência . . . . .	28
Figura 13 – Limitação de potência [11] . . . . .	30
Figura 14 – Reserva de potência [11] . . . . .	31
Figura 15 – Regulação de equilíbrio [11] . . . . .	31
Figura 16 – Saturação de potência em rampa [11] . . . . .	32
Figura 17 – Proteção sistêmica [11] . . . . .	32
Figura 18 – Faixa frequencial de operação [9] . . . . .	34
Figura 19 – Droop estabelecido pelo submodulo 3.6 [9] . . . . .	34
Figura 20 – Curva potência extraída gerador por velocidade do vento [7] . . . . .	38
Figura 21 – Relação velocidade do vento e potência do gerador [7] . . . . .	39
Figura 22 – Curva $C_p(\lambda)$ com diferentes ângulos de pitch [7] . . . . .	40
Figura 23 – Controle de velocidade gerador convencional [11] . . . . .	43
Figura 24 – Diagrama de blocos referente ao droop [11] . . . . .	44
Figura 25 – Funções de transferência equivalentes [11] . . . . .	44
Figura 26 – Droop relacionando potência e frequência [11] . . . . .	45
Figura 27 – Diagrama de blocos com droop Fonte: Acervo pessoal . . . . .	46
Figura 28 – Esquemático funcionamento FAST [14] . . . . .	47
Figura 29 – DLL Wrapper [14] . . . . .	49
Figura 30 – Vizualização de um arquivo data.csv pela interface Notepad++. Fonte: Acervo pessoal . . . . .	51
Figura 31 – Primeira série frequencial vento constante 8 m/s . . . . .	56
Figura 32 – Primeira série frequencial vento turbulento 8 m/s . . . . .	56
Figura 33 – Primeira série frequencial vento constante 12 m/s . . . . .	57
Figura 34 – Primeira série frequencial vento turbulento 12 m/s . . . . .	58

Figura 35 – Segunda série frequencial vento constante 8 m/s . . . . .	59
Figura 36 – Segunda série frequencial vento turbulento 8 m/s . . . . .	59
Figura 37 – Segunda série frequencial vento constante 12 m/s . . . . .	60
Figura 38 – Segunda série frequencial vento turbulento 12 m/s . . . . .	60

# Lista de abreviaturas e siglas

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
AGW	Aerogerador WEG
CAG	Controle Automático de Geração
CSV	Comma Separated Values
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DFID	Double Fed Induction Generator
DLL	Dynamic Link Library
FAST	Fatigue Aerodynamics Structures and Turbulance
HAWT	Horizontal Axis Wind Turbines
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NPS	Northern Power Systems
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PMSG	Permanet Magnet Synchronous Generator
SCIG	Squirrel Cage Induction Generator
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TSV	Tab Separated Values
WRIG	Wound Rotor Induction Generator
WRSG	Wound Rotor Synchronous Generator



# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>15</b>
1.1	Panorama nacional do setor eólico	15
1.2	A WEG e o setor eólico	16
1.3	Problemática abordada	18
1.4	Tipos de aerogeradores	19
1.5	O aerogerador WEG AGW 110/2.1	23
1.6	Estrutura do documento	25
<b>2</b>	<b>CONTROLE DE FREQUÊNCIA</b>	<b>27</b>
2.1	Serviços ancilares	28
2.1.1	Regulação primária	28
2.1.2	Regulação Secundária	29
2.1.3	Regulação terciária	29
2.2	Serviços ancilares eólicos mais comuns	29
<b>3</b>	<b>PROCEDIMENTOS DE REDE</b>	<b>33</b>
3.1	Procedimento de rede brasileiro	33
3.2	O submódulo 3.6	33
<b>4</b>	<b>CONTROLES AEROGERADOR</b>	<b>37</b>
4.1	Controle principal torque e pitch	37
4.2	Controle do AGW 110/2.1	40
4.3	Relação controle principal-regulação primária	41
<b>5</b>	<b>ESTRATÉGIA DE CONTROLE ABORDADA</b>	<b>43</b>
5.1	Controle por droop	43
5.2	Cálculo droop	45
5.3	Explicitando Pref	46
5.4	Diagrama de blocos	46
<b>6</b>	<b>IMPLEMENTAÇÃO</b>	<b>47</b>
6.1	FAST	47
6.1.1	Modelo AGW110/2.1 em FAST	48
6.2	DLL wrapper	48
6.3	Código C++	49
6.3.1	Oscilações na frequência	50
6.3.2	Máquina de estados e Droop	51

<b>7</b>	<b>SIMULAÇÕES FAST</b> . . . . .	<b>55</b>
<b>7.1</b>	<b>Primeira série frequencial</b> . . . . .	<b>55</b>
<b>7.2</b>	<b>Segunda série frequencial</b> . . . . .	<b>58</b>
<b>8</b>	<b>CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS</b> . . . . .	<b>61</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>63</b>



# 1 Introdução

## 1.1 Panorama nacional do setor eólico

Nas últimas décadas a procura por matrizes energéticas de fonte limpa e renovável se tornou uma tendência mundial devido a queda no custo dessas tecnologias. No Brasil, podemos verificar esse movimento também alcançando um patamar de grande influência. Em 2014 o Secretário de Planejamento Energético do Ministério de Minas e Energia, Altino Ventura Filho, confirmou essa tendência nacional, dando destaque à geração eólica: “O Brasil está desenvolvendo seu parque eólico há algum tempo e a energia eólica no Brasil tem condições extremamente favoráveis de custo. Nós temos um potencial muito grande” [1]. Segundo o boletim 2017 de geração eólica da ABEEólica no Brasil [2] foram investidos US\$ 3,57 bilhões (R\$ 11,4 bilhões nesse setor, representando 58% dos investimentos realizados em renováveis (solar, eólica, biocombustíveis, biomassa e resíduos, PCHs e outros). Com isso o país ocupa a 6<sup>o</sup> posição no ranking mundial de nova capacidade eólica instalada e o 8<sup>o</sup> em capacidade total.

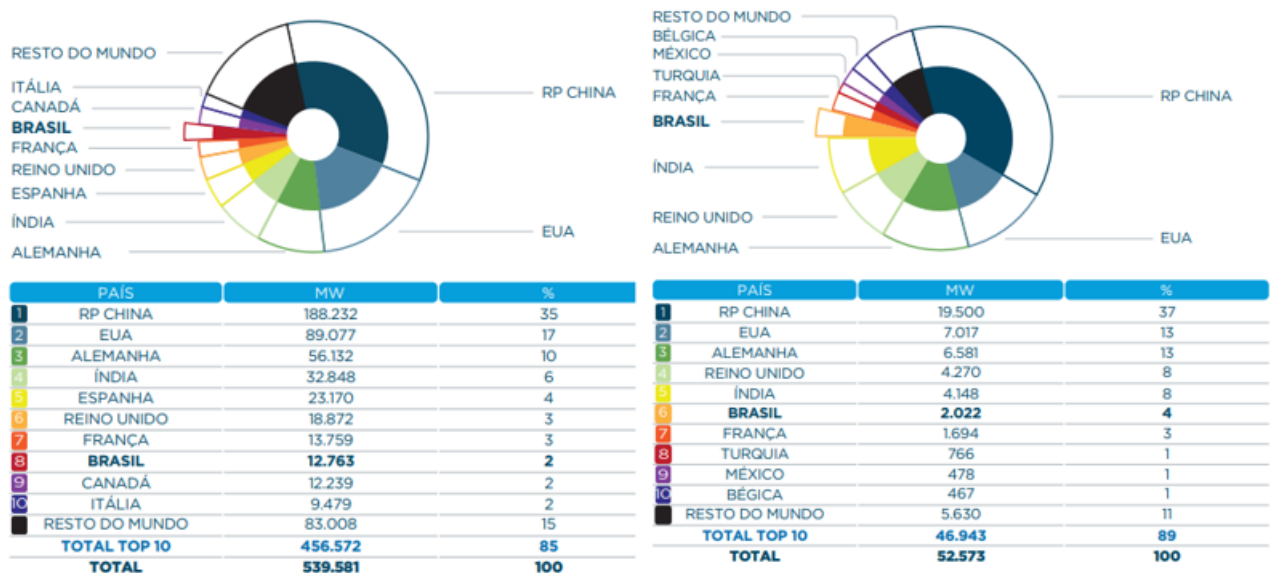


Figura 1 – Ranking mundial capacidade total e nova capacidade [2]

A matriz proveniente dos ventos já representa 8.1% da matriz elétrica total como mostra a figura 2, representando assim a terceira maior fonte atrás da hidrelétrica e biomassa. A tendência é que esse panorama mude e a eólica passe a ocupar 2<sup>o</sup> posição em breve.

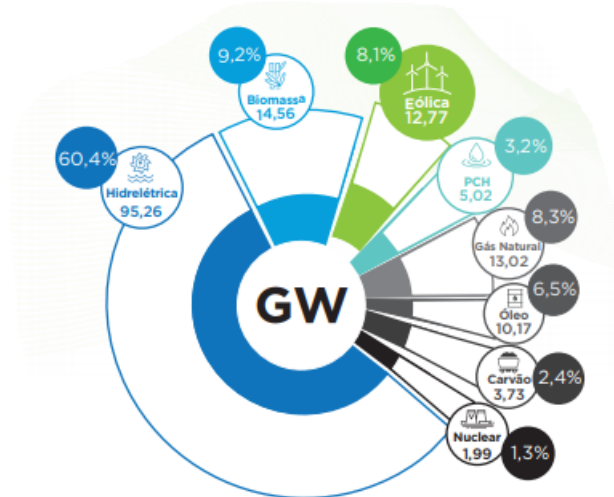


Figura 2 – Porcentagem eólica na matriz energética brasileira [2]

Elbia Gannoum, presidente executiva da ABEEólica, é otimista quanto aos próximos anos: "Nossa perspectiva futura é das melhores possíveis. O Brasil é renovável por definição. Pela escassez da matriz hidrelétrica, o Brasil vai tentar uma matriz elétrica diversificada futuramente." [3]. O que vai ao encontro do que indicam as projeções de crescimento da capacidade eólica da figura 3.

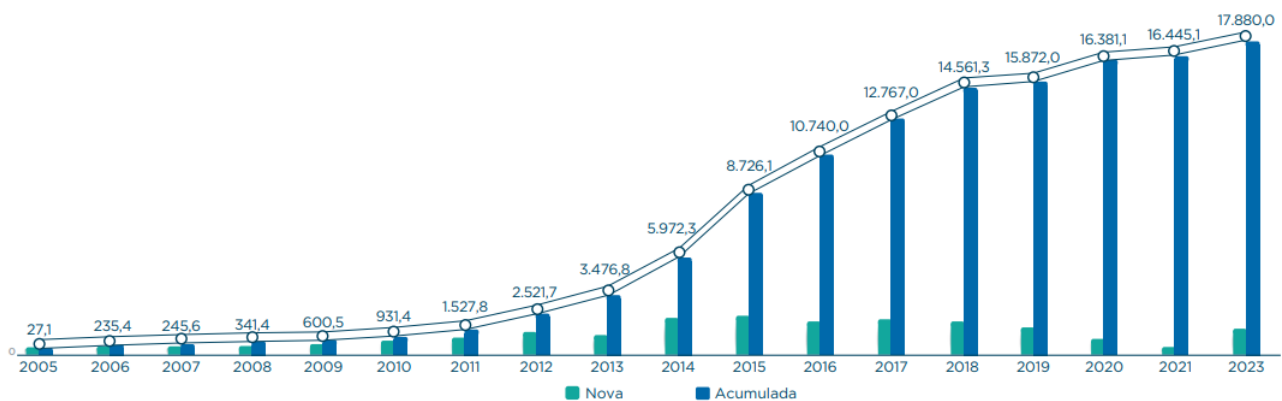


Figura 3 – Evolução da capacidade instalada (MW) no Brasil [2]

## 1.2 A WEG e o setor eólico

A WEG é uma empresa de origem familiar, fundada em 16 de setembro de 1961 com origem na fundação de uma pequena empresa de motores elétricos, chamada Eletromotores Jaraguá. Anos mais tarde, a empresa criada por um eletricista, um administrador e um mecânico viria a ganhar uma nova razão social, a Eletromotores WEG SA. O nome é a junção das iniciais dos três fundadores, Werner Ricardo Voigt, Eggon João da Silva e

Geraldo Werninghaus. No país, o grupo tem sua sede e principais unidades industriais em Jaraguá do Sul, Santa Catarina. Suas demais fábricas estão espalhadas por Rio Grande do Sul, Santa Catarina, São Paulo, Amazonas e Espírito Santo. No exterior, a WEG possui unidades fabris na Argentina, México, Estados Unidos, Áustria, Portugal, África do Sul, China e Índia, além de instalações de distribuição e comercialização nos Estados Unidos, Venezuela, Colômbia, Chile, Alemanha, Inglaterra, Bélgica, França, Espanha, Itália, Suécia, Austrália, Japão, Cingapura, Índia, Rússia e nos Emirados Árabes Unidos.

Produzindo inicialmente motores elétricos, a WEG começou a ampliar suas atividades a partir da década de 80, com a produção de componentes eletroeletrônicos, produtos para automação industrial, transformadores de força e distribuição, tintas líquidas e em pó e vernizes eletroisolantes. Atualmente, a WEG se mostra ainda mais diversificada, se consolidando como uma fornecedora global de soluções para sistemas elétricos industriais completos. Harry Schmelzer Jr., presidente da Weg, garante que a companhia está empenhada no desenvolvimento de uma tecnologia capaz de oferecer soluções em parques eólicos tanto para as demandas atuais como para aquelas que estão emergindo nesse mercado.

A nível nacional a WEG é a única empresa não estrangeira que projeta e fabrica turbinas eólicas. Tudo começou com o fornecimento de geradores nos anos 90 para grandes empresas fabricantes de turbinas eólicas, mas foi com a criação de uma Joint Venture para transferência de tecnologia com a empresa norte americana NPS em 2011 que ela começou a ingressar de fato no mercado de fabricação de aerogeradores, que é dominado por multinacionais como GE, Siemens Gamesa, Vestas e Goldwind.

Atualmente a WEG possui em operação mais de 200 aerogeradores, distribuídos em complexos eólicos no Ceará, Rio grande do Norte, Rio Grande do Sul e um protótipo para testes realizado em parceria com a Tractebel em Tubarão SC, como indica a figura 4. Até o final de 2018 será atingido a marca de 300 turbinas fabricadas e vendidas para clientes interessados em atuar na área de geração de energia elétrica.

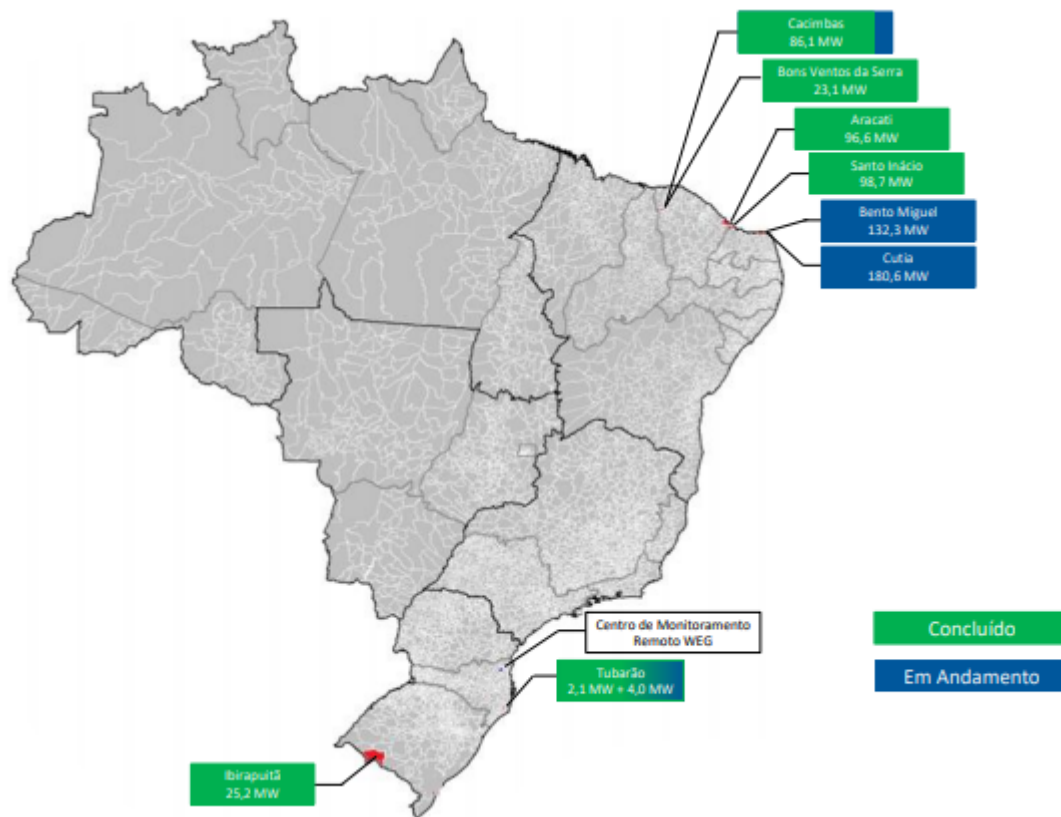


Figura 4 – Complexos eólicos com aerogeradores WEG [4]

### 1.3 Problemática abordada

Devido ao crescimento da conexão de geração eólica no SEP (Sistema Elétrico de Potência), estudos tem sido realizados a fim de avaliar os possíveis impactos dessa conexão, principalmente no que diz respeito ao controle e operação dos sistemas elétricos de potência. Para amenizar tais impactos, diversos novos requisitos técnicos tem sido exigidos pelos operadores de sistemas em todo o mundo, com o objetivo de sustentar a expansão da geração eólica e garantir um funcionamento seguro e confiável por parte dos sistemas elétricos de potência.

Sabe-se que as fontes convencionais são as grandes responsáveis pelo suprimento de serviços auxiliares à rede, e com a expressão cada vez mais significativa das eólicas na matriz energética a capacidade de controle dos sistemas elétricos fica debilitada. Desta forma, quanto maior for o nível de penetração de geradores eólicos nos sistemas elétricos, maior a necessidade da exigência de provimento de serviços ancilares por estes.

Atualmente, um dos principais desafios relacionados à conexão de geração eólica em sistemas elétricos de potência, consiste na capacidade de controle de potência ativa para auxílio nos eventos de frequência da rede. Isso representa uma dificuldade, uma vez que a grande maioria dos geradores eólicos atuais utiliza uma tecnologia que consiste

em máquinas de indução de velocidade variável conectadas à rede através de conversores eletrônicos, em conjunto com controles que, em grande parte, buscam maximizar a geração de energia. Além disso, a utilização de conversores, acarreta em um desacoplamento entre a frequência da máquina e a frequência da rede, fazendo com que o gerador não responda às oscilações ou perturbações sofridas pelo SEP. Desta forma, torna-se necessária a utilização de controles que permitam que os geradores eólicos participem de alguma forma da regulação de frequência do sistema. [8]

O ONS, órgão responsável pelos Procedimentos de Rede do SIN (Sistema Interligado Nacional), com o intuito de adequar os requisitos técnicos mínimos para a conexão de centrais geradoras eólicas à rede atualizou o submódulo 3.6, visando garantir que a crescente conexão dessas centrais não deteriore as condições de segurança do sistema. Dentre os pontos contemplados está o comportamento dos complexos eólicos frente a eventos de sobrefrequência, estes devem possuir controles capazes de emular através da modulação de potência de saída o comportamento semelhante a de geradores convencionais, que devido a conexão direta a rede sem utilização de conversores, teriam uma resposta natural a estes eventos e reduziriam sua potência proporcionalmente ao desvio ocorrido.

Esse recurso já é oferecido por diversos fabricantes de geradores eólicos no mercado internacional e é exigido por operadores de sistemas em diversos países, principalmente na Europa onde a eólica é uma matriz proporcionalmente muito expressiva. A busca para atender esses novos critérios é o foco deste presente documento.

## 1.4 Tipos de aerogeradores

Essa seção apresentará um panorama da tecnologia dos aerogeradores da atualidade com suas configurações, características, vantagens e desvantagens. Dependendo do tipo de gerador, componentes eletrônicos, potência e controlabilidade de velocidade, as turbinas eólicas geralmente são organizadas em quatro categorias.

- **Tipo 1-** Turbina de velocidade fixa. Utiliza uma caixa de transmissão de estágios múltiplos e um SCIG para converter a energia mecânica dos ventos em energia elétrica. Esse é um conceito aplicado por muitos fabricantes dinamarqueses de turbinas eólicas durante os anos 80 e 90, e ainda por isso é referida como Danish concept (conceito dinamarquês). Como ilustrado na figura 5 nessa configuração o gerador é diretamente conectado a rede via transformador. Apesar do gerador, o sistema elétrico desse tipo de turbina também contém um soft starter para suavizar a conexão com a rede e um banco de capacitor para compensação de potência reativa. Como o SCIG opera em um range estreito em torno da velocidade síncrona, essas turbinas operam quase que em velocidade constante independente da velocidade do vento. Esse conceito foi muito popular por causa de seu preço relativamente baixo devido a produção

em massa, sua simplicidade e sua robustez. Contudo, como a turbina de velocidade fixa implica que as variações de velocidade do vento são convertidas em variações mecânicas e variações elétricas, esse tipo de turbina sofre grandes estresses mecânicos. Além disso, tem seu controle de potência limitado, nenhum controle de sua potência reativa, e nenhum controle para otimizar sua eficiência aerodinâmica.

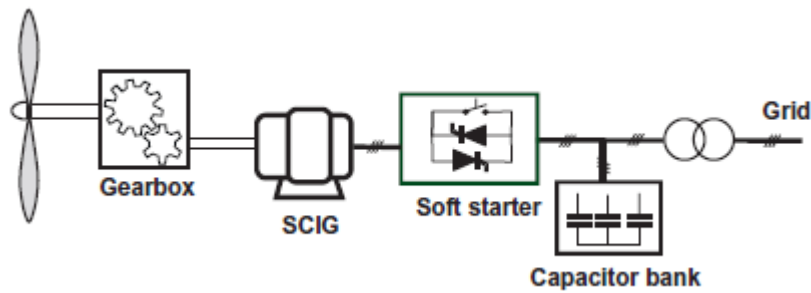


Figura 5 – Turbina de velocidade fixa [5]

- Tipo 2-** Turbinas de velocidade variável limitada. Essa configuração também é conhecida como OptiSlip ou FlexiSlip. Esse tipo de turbina foi promovida pela VESTAS fabricante dinamarquesa desde os anos 90 até 2006 e foi muito usada pela fabricante indiana SUZLON. Indicada na figura 6, nessa configuração o estator do WRIG é diretamente conectado à rede, onde o enrolamento do rotor é conectado em série com a uma resistência variável adicional que é controlada óticamente e muda dinamicamente. Mudando o tamanho da resistência do rotor, a velocidade da turbina pode ser modificada e por isso é possível variar a velocidade de operação. O tamanho dessa resistência define então o range da velocidade variável. Esse conceito ainda precisa de um soft starter e um compensador de potência reativa para entregar magnetização ao gerador. O sistema de controle inclui o controle de uma resistência variável e o controle de pitch das pás. As vantagens são a simplicidade da topologia de circuito sem splip rings e uma melhora no range de operação de velocidade comparada a turbina de velocidade fixa. Esse conceito de turbina diminui as cargas mecânicas e as oscilações de frequência causadas por rajadas de vento. Algumas desvantagens são: range de velocidade limitado, que depende do tamanho da resistência adicional. Algumas indissipações na resistência variável como perdas. Controle de potência ativa e reativa simplórios. Em suma, esse conceito parcialmente resolve a necessidade de uma operação em velocidade variável para incrementar a eficiência aerodinâmica. É portanto o primeiro passo para uma turbina de velocidade variável, que é o principal conceito disponível no mercado atualmente.

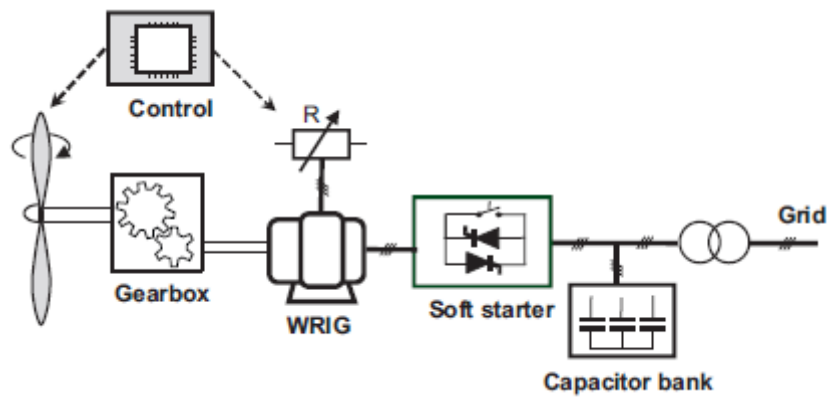


Figura 6 – Turbinas de velocidade variável limitada [5]

- Tipo 3-** Turbinas de velocidade variável com controle de potência de escala parcial no conversor - Essa configuração denota a turbina de velocidade variável com DFID. Ela usa um conversor back-to-back com escala parcial conectado ao rotor do gerador tipicamente através de slip rings. Esse conceito suporta um grande range de velocidade operacional dependendo do tamanho do conversor. Como ilustrado na figura 7 o estator é diretamente conectado a rede enquanto o rotor é conectado através do conversor. Esse conversor desacopla as frequências mecânicas e elétricas fazendo a operação em velocidade variável possível pois é possível variar eletricamente a frequência do rotor. Além disso, esse conversor desempenha a compensação de potência reativa e suaviza a interconexão da rede, e por isso essa configuração não necessita de soft starter nem de compensadores de potência reativa. Um slip ring é usado para transferir a potência do rotor para o conversor. O conversor de potência controla a frequência do rotor, fazendo-se assim possível a operação em velocidade variável. Além disso, controla também a potência ativa e reativa do gerador. O sistema de controle inclui controle elétrico do conversor e do pitch para limitar a potência quando a turbina está acima da potência nominal. Esse conceito é normalmente mais caro quando comparado com os outros dois tipos anteriores, no entanto, é o mais atrativo e popular. O conversor de potência viabiliza que essas turbinas atuem como uma unidade controlável para o SEP. Comparado com o tipo 2, a energia do rotor ao invés de ser dissipada pode ser direcionada para a rede elétrica através do conversor. Tem um range maior de controle de velocidade comparado com a turbina 2, dependendo do tamanho do conversor de potência. Adicionalmente ao fato que o conversor é menor, as perdas também são menores. As principais desvantagens são a necessidade de proteção adicional do conversor de potência no caso de falhas na rede e o uso de slip rings, que necessitam regularmente de manutenção, e pode resultar em falhas mecânicas e elétricas.

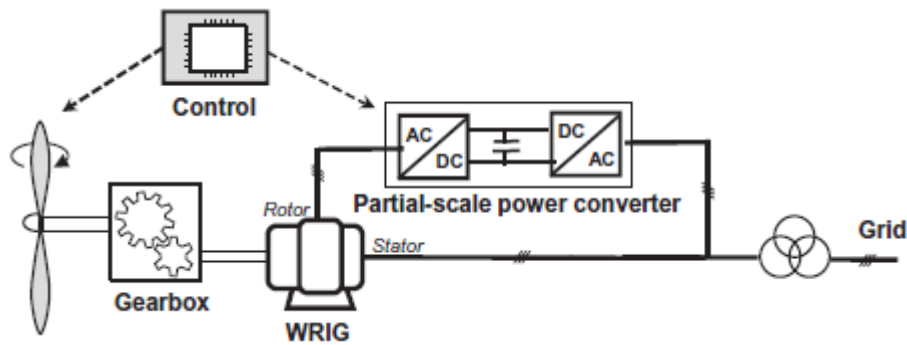


Figura 7 – Velocidade variável com controle de potência de escala parcial nos conversores [5]

- Tipo 4-** Turbinas de velocidade variável com controle de potência de escala no conversor. Esse tipo tem o gerador conectado a rede através de um conversor com controle de potência de escala assim como mostra a figura 8. Esse conversor permite o controle de geração em um range de até 100% , conexão suave a rede e compensação de reativo em todo o range de velocidade. Similar ao tipo 3, o sistema de controle desse conceito inclui o controle elétrico para controlar a potência ativa e reativa, também o sistema de pitch para limitar a velocidade do rotor. Esse conceito pode ser implementado para diferentes tipos de gerador, que podem ser excitados eletricamente ou por ímãs. Algumas turbinas desse tipo tem caixa de transmissão que nesse caso usam um gerador multipolos direct-driven, outros são gearless. A diferença entre as turbinas com e sem caixa de transmissão é a velocidade do gerador. O gerador multipolo direct-drivem rotaciona a uma velocidade baixa, porque o rotor do gerador é conectado diretamente ao hub. A velocidade mais baixa faz ele necessariamente produzir um torque mais alto e por isso um gerador maior com mais polos é necessário. Comparado como tipo 3, o sistema do tipo 4 tem as vantagens de um gerador com: Mais eficiência, sem slip rings, e com possibilidade de não utilizar caixa de transmissão. Controle de potência e de velocidade. Um melhor suporte na qualidade da rede. Capacidade maior de atravessar falhas de rede. Alguns benefícios importantes de remover a caixa de transmissão são a redução de perdas, o baixo custo e o incremento da durabilidade e confiabilidade devido a eliminação de componentes mecânicos rotacionais. Sua maior desvantagem é o conversor mais caro.



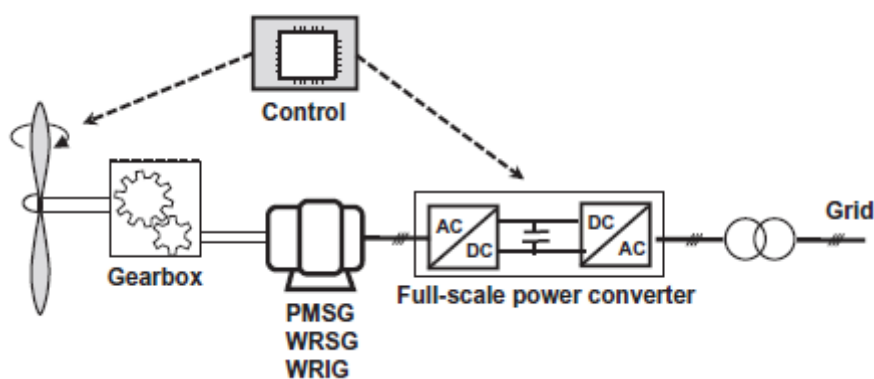


Figura 8 – Velocidade variável com controle de potência de escala nos conversores [5]

## 1.5 O aerogerador WEG AGW 110/2.1

O WEG AGW 110/2.1 é um aerogerador de eixo horizontal, de três pás com rotor de 110 m de diâmetro e potência nominal de 2,1 MW. Sua velocidade de rotação em operação é variável. A velocidade de operação é controlada pela variação do ângulo de passo das pás (pitch), via atuação elétrica.



Figura 9 – AGW 110/2.1 [4]

Seu gerador, trifásico, é do tipo síncrono, com ímãs permanentes no rotor e fluxo magnético no sentido radial. A roda polar e o rotor do aerogerador são conectados diretamente, sem uso de caixas multiplicadoras (configuração de condução direta, ou direct drive).

A frequência da corrente elétrica produzida é variável. Conversores de potência, instalados na nacela, retificam e convertem a corrente para a frequência da rede elétrica.

Antes de ser transmitida para a base, a tensão elétrica gerada é elevada a 34,5 kV, pelo transformador instalado na nacela.

Um circuito de ar, com radiador no topo da nacela, faz o arrefecimento da roda polar. Um circuito de fluido refrigerante, com um radiador na traseira da nacela, faz o arrefecimento dos conversores de potência e do estator do gerador.

A Figura 10 possui uma ilustração em corte da nacela, do gerador e do cubo do rotor, onde os componentes citados podem ser observados.

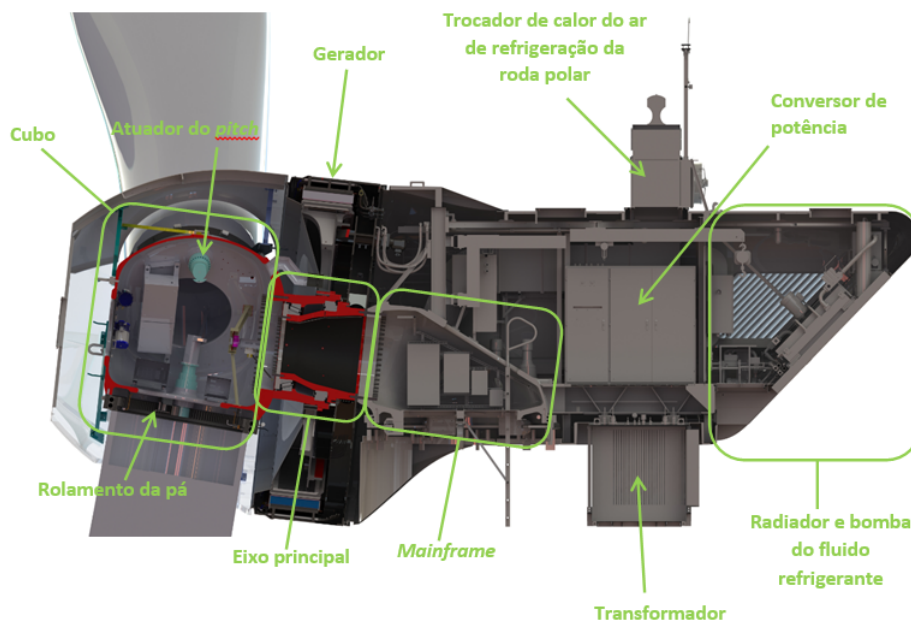


Figura 10 – Visão em corte AGW 110/2.1 [4]

O mainframe é o componente responsável por sustentar todos os componentes da nacela. Nele, é instalado o sistema de yaw, composto por motorreductores, rolamento e o sistema de freio a disco. Esse sistema é responsável por fazer o giro do aerogerador em torno do eixo de sua torre. A figura 11 ilustra o conjunto. Mais características e especificações técnicas do AGW 110/2.1 são apresentadas no anexo A.

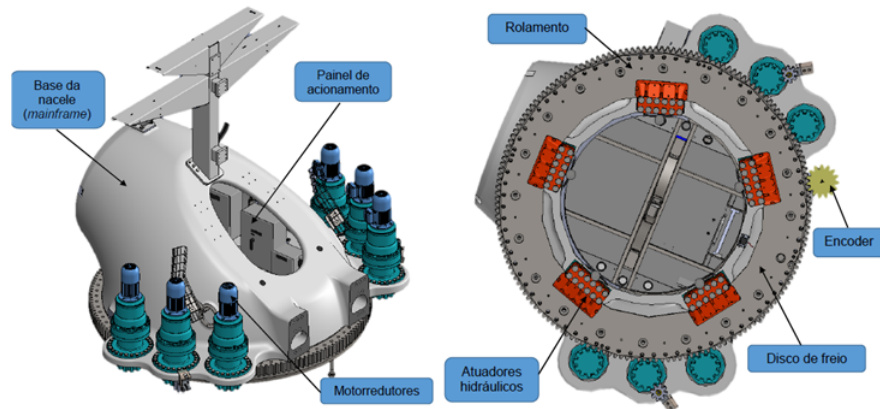


Figura 11 – Sistema de yaw [4]

## 1.6 Estrutura do documento

Para melhor apresentar a abordagem do assunto em questão, a estrutura deste documento é dividida em 9 capítulos, são eles:

- Capítulo 1 - Introdução

Onde é contextualizado o panorama do setor em que o problema se encontra. A empresa WEG nesse setor. A problemática abordada por esse PFC. Os diferentes tipos de turbina eólica e o tipo de turbina eólica que trabalha-se nesse documento.

- Capítulo 2 - Controle de frequência

Aborda o que é o controle de frequência no SEP, suas camadas, os serviços ancilares necessários para que ele funcione e os serviços aplicados a parques eólicos.

- Capítulo 3 - Procedimentos de rede

Aborda o conceito de procedimentos de rede, o órgão responsável por propo-los e os principais itens dos procedimentos referentes a eólica e eventos de sobrefrequência.

- Capítulo 4 - Controles aerogerador

Onde é apresentado através de equações e gráficos o embasamento teórico do controle de torque e pitch dos aerogeradores. Também se faz breve menção a estrutura do controle do AGW 110/2.1 e a relação que o controle principal tem com o serviço ancilar de regulação primária.

- Capítulo 5 - Estratégia de controle abordada

Nesse capítulo é apresentada a teoria por trás do controle de droop baseado em um exemplo. Também são apresentados os cálculos para o controle desenvolvido neste PFC.

- Capítulo 6 -Implementação

Onde mostra a implementação do controle no simulador FAST, o funcionamento dessa ferramenta e o código de controle implementado em C++.

- Capítulo 7 -Simulações FAST

Onde são apresentadas as simulações do controle realizado na ferramenta FAST através de séries de frequência e gráficos.

- Capítulo 8 -Conclusão

Onde é feita uma retomada geral do que foi apresentado neste PFC, a síntese do resultado do trabalho, retomando o método aplicado, seus impactos e sugestões para trabalhos futuros.

## 2 Controle de frequência

O conjunto constituído por centrais elétricas, subestações de transformação e de interligação, linhas e receptores, ligados eletricamente entre si denomina-se sistema elétrico de potência. São grandes sistemas de energia que englobam geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

As usinas do SEP são constituídas por geradores e as características de operação dessas máquinas interconectadas determinam como a potência escoada é controlada no sistema. A potência de saída ativa dos geradores é determinado pela entrada de energia mecânica de seus motores principais, seja água, vapor, vento ou similar. A consequência de um descompasso entre a geração e a demanda para energia ativa é uma mudança na energia rotacional armazenada na massa rotativa dos geradores convencionais e, portanto, um desvio na frequência do sistema.

A balança da figura 12 ilustra bem o que ocorre com a frequência com relação a geração e a demanda. Sobrefrequências são causadas por excedentes de geração ou faltas de demanda. Subfrequências são causadas por falta de geração ou excesso de demanda.

Em eventos de subfrequência, a parte faltante de potência necessário para alimentar as cargas é obtido da energia cinética armazenada nas massas girantes das unidades dos geradores convencionais, que em consequência sofrem redução de sua velocidade. Em proporções maiores, fenômenos como este se repetem quando ocorrem grandes perturbações, tais como a saída súbita de um gerador, curto-circuito em linhas de transmissão ou uma grande variação da carga em um intervalo curto de tempo. Eventos de sobrefrequência por sua vez tem o efeito contrário de aumentar a velocidade dos geradores convencionais.

Esse tipo de controle é realizado pelo ONS e um melhor detalhamento dos níveis de controle é apesentado nesse capítulo, como também as particularidades desse controle quando se trata de aerogeradores.

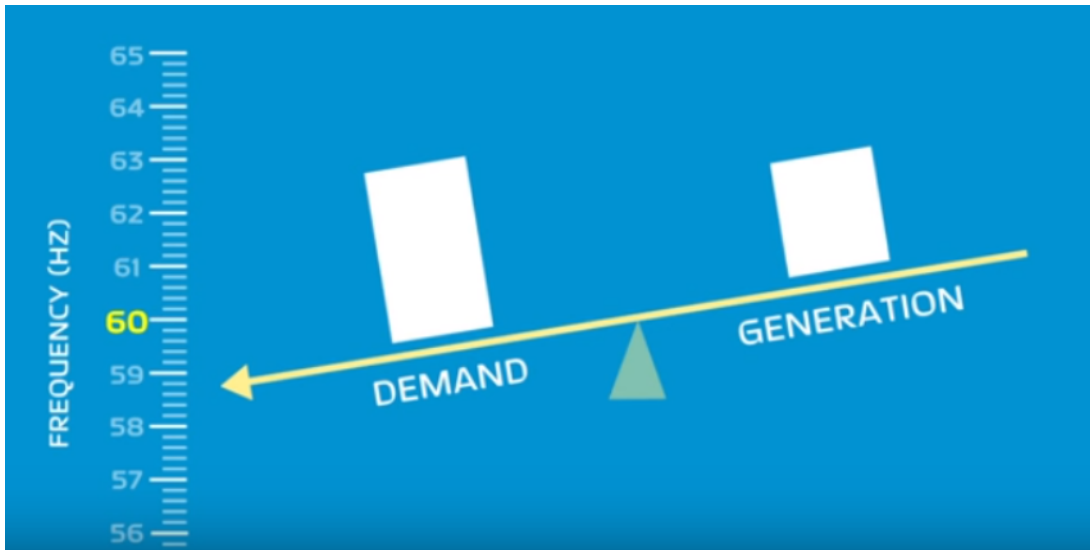


Figura 12 – Balança de frequência

## 2.1 Serviços ancilares

Serviços ancilares são recursos e ações que garantem a continuidade do fornecimento, a segurança do sistema e a manutenção dos valores de frequência e tensão [6]. Desta forma, os serviços ancilares englobam vários serviços, como regulação primária, regulação secundária (ou controle automático de geração), suporte de reativo para controle de tensão, suprimento de perdas, reservas de contingências e capacidade de restauração autônoma.

Os serviços ancilares responsáveis pela manutenção do valor da frequência próximo ao valor nominal são os serviços de regulação primária e regulação secundária. Estes serviços são providos por geradores que mantêm reservas de potência sincronizadas com o sistema. O serviço de regulação terciária consiste no estabelecimento de reservas de geração, as quais são utilizadas para a manutenção da segurança do sistema. Os serviços de regulação são descritos em maiores detalhes a seguir.

### 2.1.1 Regulação primária

A regulação primária é realizada localmente nas unidades de geração. Sua função é controlar a potência do gerador de modo a manter o equilíbrio entre geração e carga. Em geradores convencionais nos quais se pode controlar a fonte de energia primária, a resposta do gerador depende da característica de estatismo do regulador de velocidade, de modo que o gerador deve ter condições de aumentar ou reduzir sua geração. Na impossibilidade de controlar a fonte primária como em turbinas eólicas, outros métodos de controle de potência são aplicados. Para o provimento deste serviço está associada a reserva girante do sistema, que deve estar disponível no intervalo de 10 a 20 segundos.

### 2.1.2 Regulação Secundária

A restauração da frequência do sistema ao valor nominal necessita de uma ação de controle suplementar, que ajuste o valor de referência de carga. Este controle pode ser feito de forma manual ou automática. A atuação manual consiste na alteração das potências de saída dos geradores mediante ação de operadores do sistema elétrico. A atuação automática é feita pelo CAG, que atua automaticamente na referência dos reguladores de velocidade das unidades geradoras, com o objetivo de corrigir os desvios de frequência.

O CAG é um controle centralizado, cujos sinais são transmitidos para geradores selecionados do sistema. Para prover este serviço são utilizadas reservas rápidas, disponíveis dentro de 1 a 10 minutos. No Brasil, participam do CAG hidrogeradores de porte, dependendo da sua localização no sistema elétrico.

Segundo a resolução nº 265 da ANEEL, o CAG é definido como controle secundário de frequência e para o provimento deste serviço ancilar também está associada uma reserva de potência secundária. Tanto o controle secundário de frequência quanto a reserva de potência secundária devem ser providos sempre que solicitado pelo ONS, sem qualquer ônus para os demais agentes e consumidores.

### 2.1.3 Regulação terciária

Regulação terciária consiste em ligar, desligar ou variar o output de unidades geradoras em operação, com finalidade de dar apoio a regulação secundária e estabelecer a reserva de potência consumida por ela.

Além da reserva de geração alocada em unidades geradoras, esquemas de interrupção da carga também são utilizados para conter a excursão da frequência que se verifica quando ocorrem grandes desequilíbrios entre carga e geração. No Brasil, estes esquemas são automáticos através dos Esquemas Regionais de Alívio de Cargas, os quais são sistemas de proteção através do desligamento automático e escalonamento de blocos de carga, utilizando relés de frequência.

## 2.2 Serviços ancilares eólicos mais comuns

Os complexos eólicos por muito tempo ficaram isentos de participar do controle de frequência devido a sua inexpressiva penetração energética. Atualmente a energia eólica não precisa apenas reduzir seu impacto no sistema, mas também contribuir no controle frequencial.

Devido a incapacidade de se controlar o vento, fonte de energia primária dos aerogeradores, os serviços ancilares por parte dos complexos eólicos é limitado ao que se

pode produzir de potência no momento de necessidade. Normalmente estes são baseados em limitações de potência em diferentes padrões.

Os parques eólicos mais modernos, são capazes de fornecer auxílio a oscilações frequenciais e são requisitados para o fazer pelo operador do sistema. Para lidar com diferentes adversidades da rede, diferentes estratégias podem ser necessárias. Dependendo do código de rede que varia de país para país, pelo menos cinco tipos de regulação de potência podem ocorrer são elas:

- Limitação de potência: Neste tipo de controle de potência figura 13, a saída de potência do parque eólico nunca excederá um máximo pré-definido, mesmo que haja vento suficiente para isso. Abaixo desse limite máximo a potência é extraída normalmente de acordo com as oscilações do vento. O principal intuito desse requisito é limitar a produção de energia caso não haja demanda para ela.

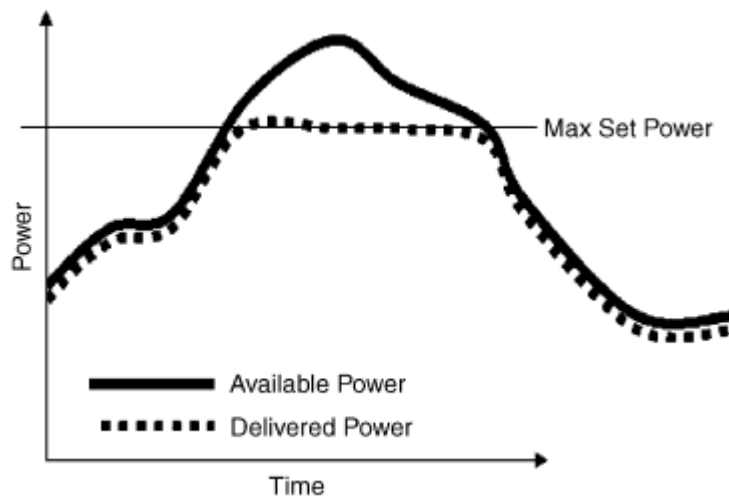


Figura 13 – Limitação de potência [11]

- Reserva de potência ou delta: A potência é limitada em uma variação delta abaixo do que se pode produzir como visto na figura 14 criando uma reserva de potência em um percentual constante. Este tipo de controle de potência permite que o complexo participe do controle de subfrequência. Se houver uma queda na frequência, o parque eólico é capaz de utilizar a reserva aumentando assim a potência e auxiliando na regulação. Normalmente atrelado ao mesmo controle de subfrequência está o de sobrefrequência, porém para a implementação deste último não há a necessidade de uma reserva de potência, pois eventos como esse são tratados com diminuição de potência e não seu aumento.



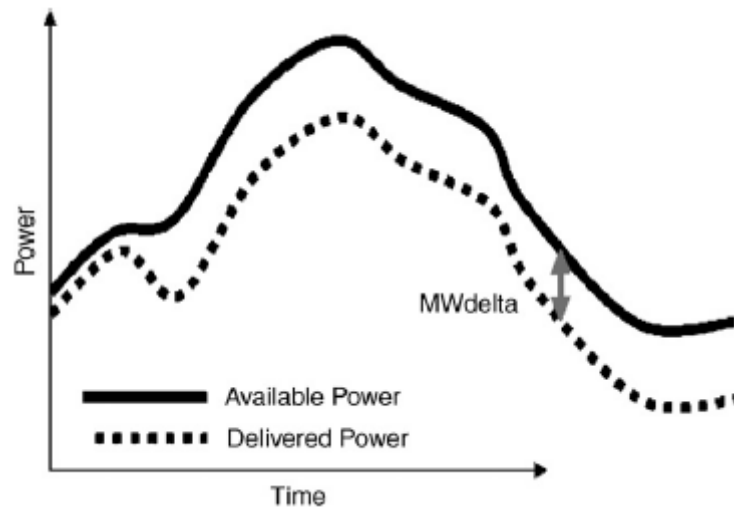


Figura 14 – Reserva de potência [11]

- Regulação de equilíbrio: Neste caso, o parque eólico deve ser capaz de reduzir / aumentar rapidamente o sua potência de acordo com uma rampa pré determinada como visto na figura 15 . Essa regulação é útil para o equilíbrio da produção e do consumo na rede elétrica.

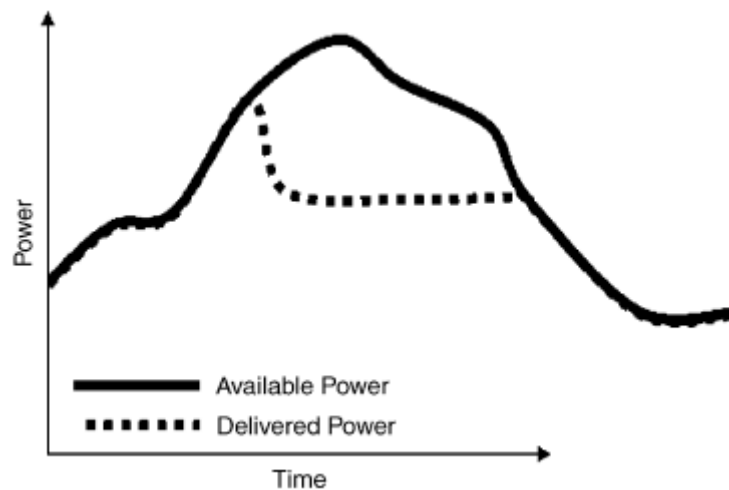


Figura 15 – Regulação de equilíbrio [11]

- Saturação de potência em rampa: Usinas convencionais não podem aumentar ou diminuir sua potência em qualquer velocidade, seu acréscimo/decréscimo de energia é mais lento que a das usinas eólicas. Esse controle tem o intuito de manter o equilíbrio de energia durante um desligamento de usina convencional, para isso o complexo eólico injeta potência na rede elétrica para compensar a perda de geração de outras usinas como visto na figura 16.

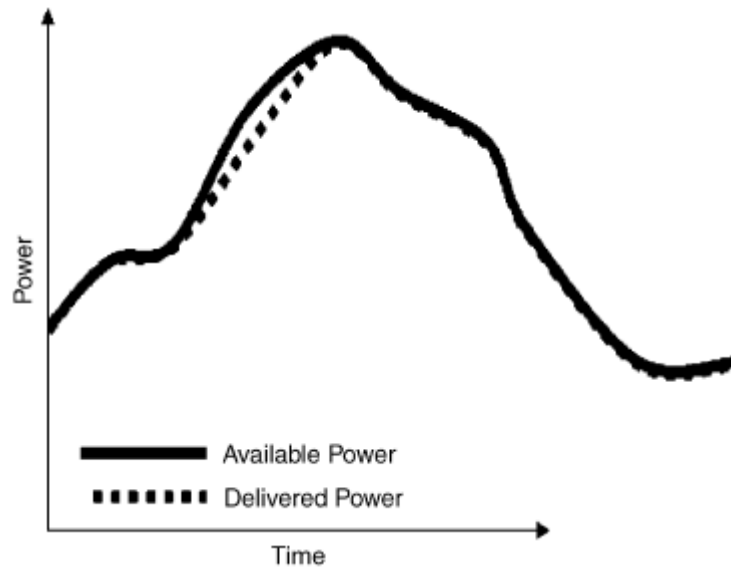


Figura 16 – Saturação de potência em rampa [11]

- Proteção sistêmica: Quando há sobrecarga na rede, por exemplo na interrupção forçada de uma linha, o operador vai pedir ao parque eólico para reduzir rapidamente a sua produção como visto na figura 17. Na regulamentação dinamarquesa, por exemplo, uma redução de 100% para 0% da potência em 30s é obrigatória. O evento continuará enquanto o sinal externo de proteção estiver ativo, se o sinal de desaparecer o parque volta a operar normalmente.

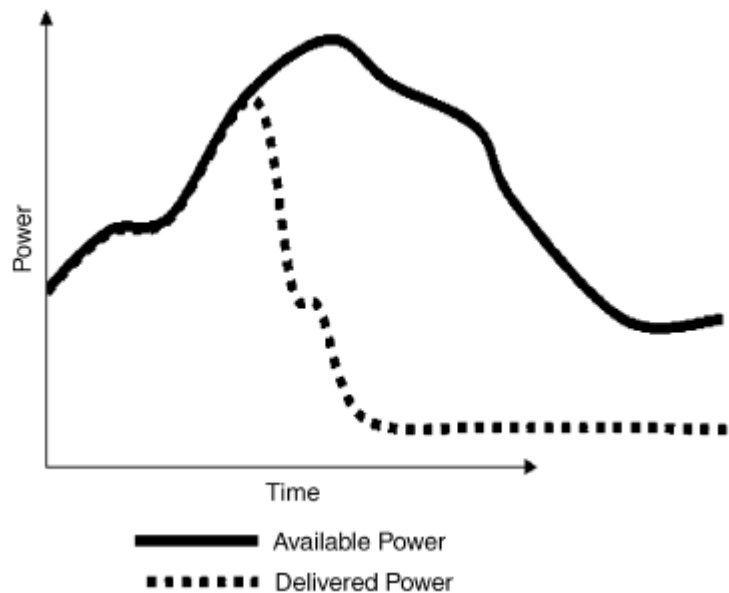


Figura 17 – Proteção sistêmica [11]

## 3 Procedimentos de rede

Procedimentos de rede em suma são compilados de regras para padronizar a utilização do SEP. Este capítulo irá abordar partes essenciais dos procedimentos de rede em que esse trabalho teve seu fundamento.

### 3.1 Procedimento de rede brasileiro

Para introduzir o procedimento de rede brasileiro, primeiramente necessita-se introduzir o órgão responsável por sua elaboração, o ONS que é uma entidade brasileira de direito privado sem fins lucrativos responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do SIN, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. O ONS é constituído por membros associados e participantes. São membros associados os agentes de geração com usinas despachadas de forma centralizada, os agentes de transmissão, os agentes de distribuição integrantes do SIN, além de agentes importadores e exportadores e consumidores livres com ativos conectados a Rede Básica.

O ONS tem como atribuição propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL. Essas regras são consolidadas nos Procedimentos de Rede, que são documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes. Os Procedimentos de Rede estabelecem os requisitos técnicos necessários para garantir o livre acesso às instalações de transmissão, a realização das atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, administração de serviços de transmissão de energia elétrica, proposição de ampliações e reforços para a Rede Básica e para as DITs, bem como as atividades de supervisão, coordenação e controle da operação do SIN. [12]

### 3.2 O submódulo 3.6

O submódulo 3.6 dos procedimentos de rede estabelece os requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. O capítulo 8 do mesmo trata especificamente das centrais geradoras eólicas. Devido a já expressiva penetração eólica na matriz brasileira, esse submódulo passou por uma revisão no ano de 2016 para justamente regulamentar alguns serviços ancilares que devem ser providos por complexos eólicos que irão entrar em operação após a revisão.

Quando se trata de frequência, o submódulo estabelece a faixa de operação para o complexo vista na figura 18. Os aerogeradores devem estar providos de controle suficiente

para operar dentro dessa faixa minimamente, ou seja, se ela for ultrapassada o desligamento da unidade pode ser justificado, algo que é entendível por parte do gerador pois grandes oscilações na frequência podem danificar as turbinas sobreaquecendo o enrolamento do gerador, degradando materiais de isolamento e danificando componentes elétricos.



Figura 18 – Faixa frequencial de operação [9]

Em termos de serviços ancilares no auxílio de controle de sobrefrequência a revisão do submódulo estabelece que:

Os aerogeradores de centrais geradoras com potência instalada superior a 10 MW deverão dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, que promovam a redução da potência de saída quando em regime de sobrefrequência na faixa de frequências de 60,2 Hz a 62,5 Hz. Este controle deverá ser do tipo proporcional com ganho de 3% / 0,1Hz na base da potência disponível no aerogerador no momento [9].

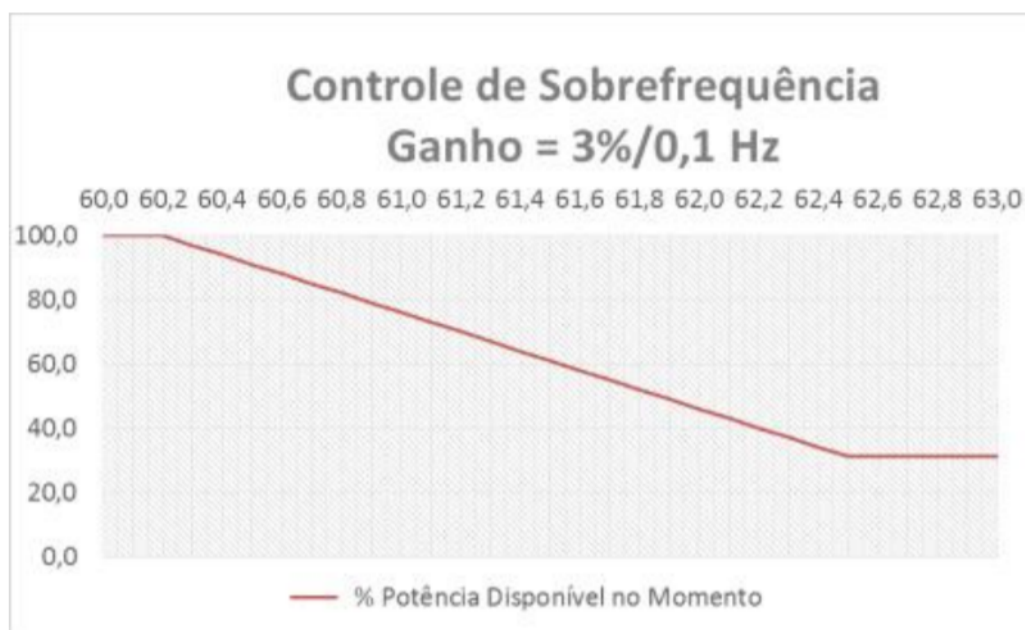


Figura 19 – Droop estabelecido pelo submodulo 3.6 [9]

De acordo com o submódulo 14.2 o controle primário de frequência e a reserva de potência primária devem ser realizados por todas as unidades geradoras integrantes do SIN, sem ônus para os demais agentes de operação [10]. Se por ventura o ONS requerir uma

limitação de potência no complexo a energia que não foi gerada não será recompensada. Essas discussões a respeito da remuneração na prestação desses serviços já está sendo levantada em países da europa como a Dinamarca.



## 4 Controles aerogerador

O funcionamento dos aerogeradores de velocidade variável como o AGW 110/2.1 dependem de controles sofisticados. Esses controles tem principalmente a finalidade de fazer com que a variabilidade da velocidade aconteça para toda a faixa de vento em que a turbina foi projetada para operar.

Nesse capítulo será abordado o funcionamento do controle principal desses aerogeradores sua participação no controle de frequência.

### 4.1 Controle principal torque e pitch

Ambos os controles de pitch e de torque têm suas referências originárias das equações seguintes, as quais relacionam a velocidade do eixo do gerador e torque no gerador (proporcional à relação entre potência extraída e potência total do vento  $C_p$ ). De acordo com [13]:

$$Q_d = K_\lambda \omega_g^2 (1)$$

$$K_\lambda = \frac{\pi \rho R^5 C_p(\lambda)}{2 \lambda^3 G^3} (2)$$

onde:

$\omega_g$  Velocidade medida no gerador

$\rho$  Densidade do ar

$G$  Constante de redução da caixa de engrenagens

$Q_d$  Torque no gerador

$R$  Raio do rotor

$\lambda$  Relação de velocidade na ponta da pá (tip speed ratio) : Relaciona a velocidade do vento e a velocidade tangencial da ponta da pá.

$$\lambda = \frac{\omega_p R}{V}$$

$\omega_p$  Velocidade angular do rotor

$V$  Velocidade do vento

$C_p$  é o coeficiente de potência: razão entre potência extraída pelo gerador e a potência total disponível no vento:

$$C_p = \frac{P}{P_{\text{vento}}}$$

O físico alemão Albert Betz provou que  $C_{p\text{MAX}}=0,593$  (máximo e ideal), porém os coeficientes das máquinas atuais estão concentrados em 70-75% deste número. Este coeficiente representa as características inerentes à cada aerogerador, sendo que sua relação com o valor de  $\lambda$  deve ser constantemente atualizado para estipular devidamente as referências para o sistema de controle.

Porém é importante ressaltar a saturação existente no gerador, pois nenhum gerador é capaz de produzir mais energia do que o máximo projetado. Isto quer dizer que existe um valor de  $\omega_g$  em que ocorre uma não linearidade: a potência extraída permanece constante. Isto claramente representa um limite de extração de energia e uma importante característica para a segurança de operação. Tendo estes fundamentos em mente, é possível estipular uma faixa de operação e 4 regiões dependentes de  $\omega_g$  que alteram o modo de funcionamento do aerogerador como visto na figura 20.

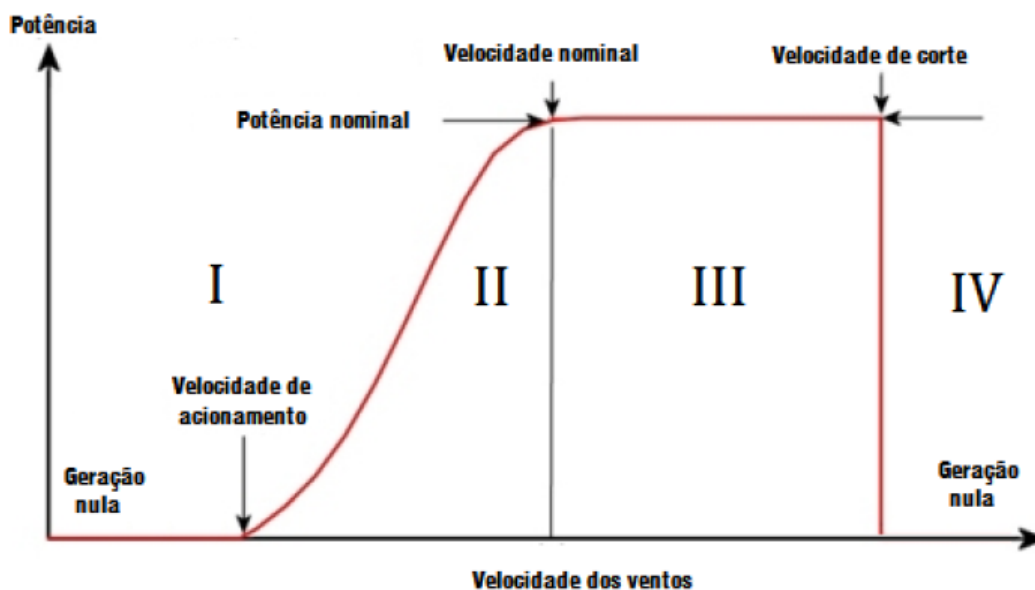


Figura 20 – Curva potência extraída gerador por velocidade do vento [7]

- Região I: A velocidade média do vento não alcança um valor alto o bastante que represente um funcionamento satisfatório, ou seja, o funcionamento do aerogerador não vale a pena;
- Região II: Em ventos medianos a turbina está ligada, o ângulo de pitch das pás permanece no valor que corresponda à maior absorção de energia (cerca de 0 grau) e o



- torque no gerador é controlado de acordo com as equações (1) e (2) injetando corrente no gerador e seguindo o valor de torque com o máximo coeficiente de potência ( $C_p$ );
- Região III: Nesta região o vento está tão forte que a potência extraída já está saturada em seu valor nominal, fornecendo energia máxima e demandando nenhuma injeção de torque do controlador. Nesta região a velocidade do rotor é diminuída através do controle de pitch, seguindo o menor valor de  $C_p(\lambda)$  que conserve a velocidade  $\omega_g$  em seu valor nominal e, assim, garantindo uma maior faixa de operação segura.

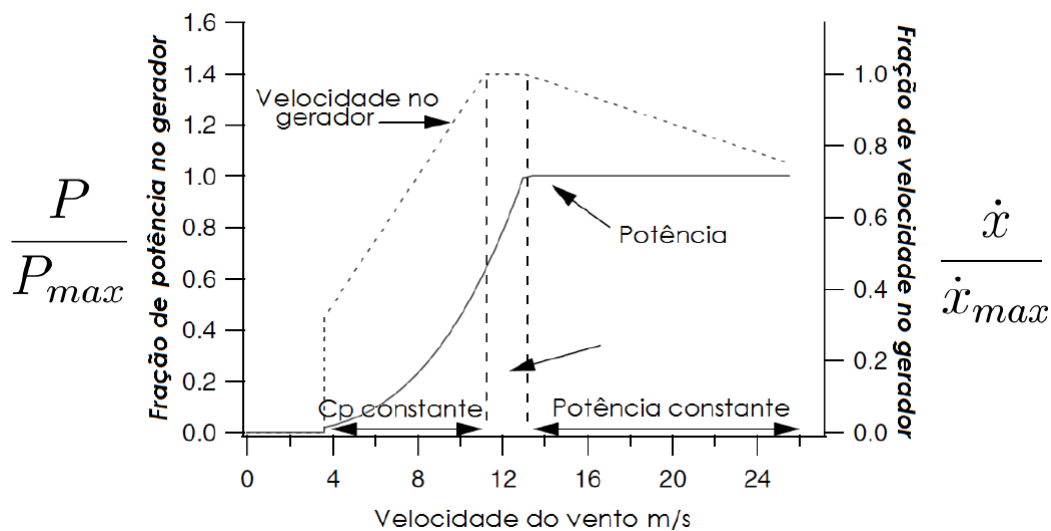


Figura 21 – Relação velocidade do vento e potência do gerador [7]

Fronteira II - III: Podemos observar o comportamento intermitente que o sistema de controle pode ter quando estiver na fronteira entre a região II e a região III, normalmente nessa região existe atuação dos dois controles torque e pitch comutando entre si.

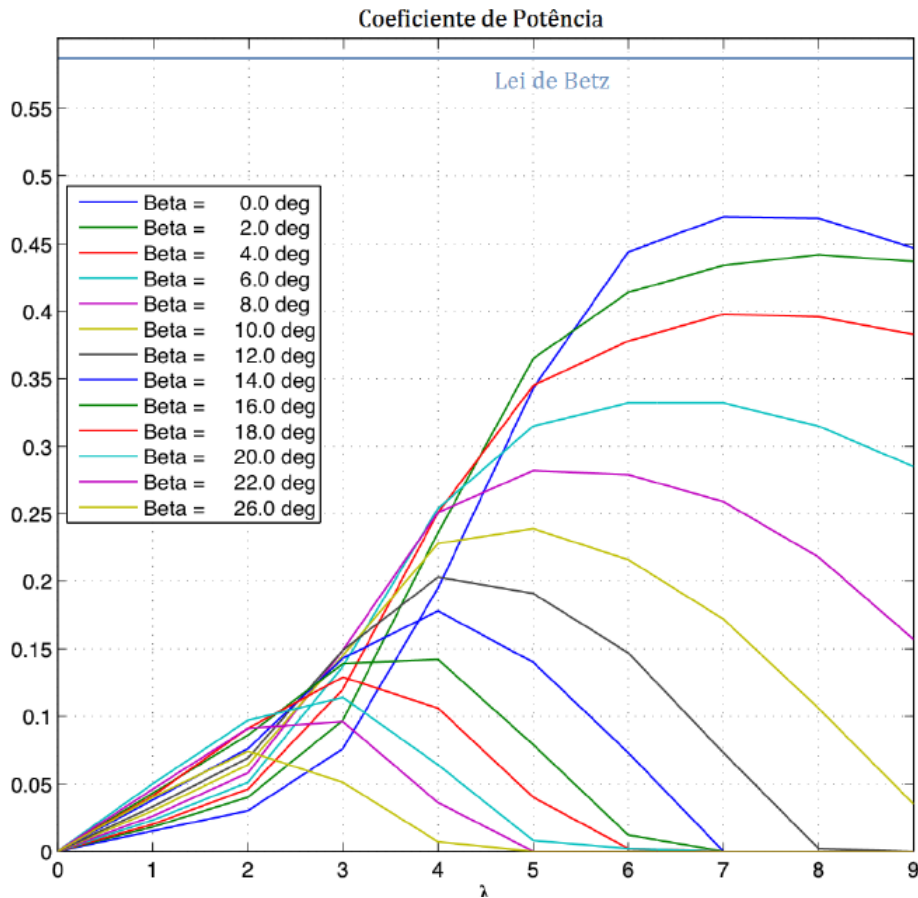


Figura 22 – Curva  $C_p(\lambda)$  com diferentes ângulos de pitch [7]

- Região IV: Apesar do controle de pitch ampliar a faixa de operação da máquina, ainda existem condições que impossibilitam o funcionamento da mesma, onde fatores como a manutenção da vida útil da máquina devem ser considerados prioridade. No caso de ventos muito fortes, exemplificado na região IV, comandos de segurança são acionados, dentre eles é possível destacar o comando de 90 graus para o atuador de pitch e o desvio do posicionamento yaw para direções com menor velocidade de vento.

## 4.2 Controle do AGW 110/2.1

O controle torque e pitch que compõe o AGW 110/2.1 é legado da NPS quando houve a compra da divisão de aerogeradores dessa empresa norte americana. Ele foi projetado pela empresa inglesa Gahad Hassan, e não possui detalhamentos da arquitetura do controle em si.

Caracterizando uma caixa preta, as limitações para implementação de novas features de controle são grandes. Para realização do controle de sobrefrequência, que será abordada nos próximos capítulos, a possibilidade de modificar o comportamento do controle foi

limitada à passagem de referências, não tendo a possibilidade de atuar na arquitetura interna do controle principal.

Essas limitações motivaram a WEG a desenvolver o seu próprio controlador, que será implementado nas máquinas futuramente.

### 4.3 Relação controle principal-regulação primária

Geradores convencionais utilizam sistemas de controle que regulam a fonte de energia primária, provocando um aumento ou uma diminuição de sua potência de saída, de forma a restabelecer o estado de equilíbrio entre carga e geração.

No caso dos geradores eólicos, a regulação não pode ser feita a nível da fonte primária, uma vez que o vento tem seu próprio comportamento, fortemente caracterizado pela sua intermitência, não sendo possível regular sua velocidade. Desta forma, a regulação da potência de geradores eólicos é feita atuando no torque elétrico que os conversores geram para contrapor o torque mecânico no rotor, e atuam no controle de pitch, atacando ou defendendo as pás para absorver mais ou menos a energia disponível no vento naquele momento.



## 5 Estratégia de controle abordada

A estratégia utilizada para alcançar o controle de frequência exigido pelo ONS do submódulo 3.6 é o controle por estatismo ou droop. Neste capítulo será introduzida a teoria por trás do droop e a modelagem para realização do controle em questão.

### 5.1 Controle por droop

O controle por estatismo ou droop é um controle utilizado há décadas nos geradores convencionais para a regulação da velocidade do rotor e também para o controle de frequência da rede em casos de oscilação.

O droop consiste em um ganho calculado para alterar o setpoint do controlador de acordo com alguma mudança externa normalmente atrelada a rede elétrica. Isso pois ele é uma correlação entre duas variáveis que seguem uma função de uma reta com inclinação  $R$ .

Em exemplo a figura 23 extraído de [11] representa um sistema de controle de velocidade angular de uma turbina onde a variável manipulada  $\Delta Y$  regula a abertura da válvula de água/vapor.

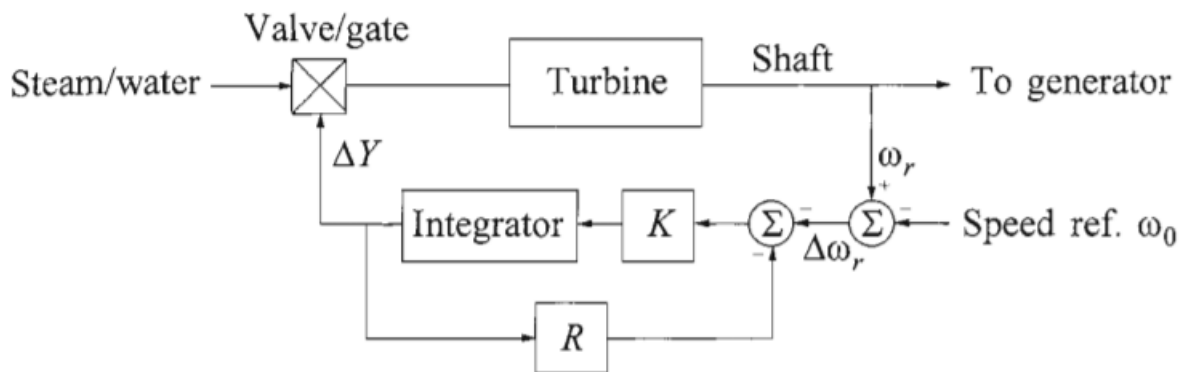


Figura 23 – Controle de velocidade gerador convencional [11]

A parte referente ao droop é explicitada na figura 24 que mostra o controle separado do restante da planta. A figura 25 mostra a função de transferência equivalente desse controle onde o droop atua como um ganho de  $-1/R$ .

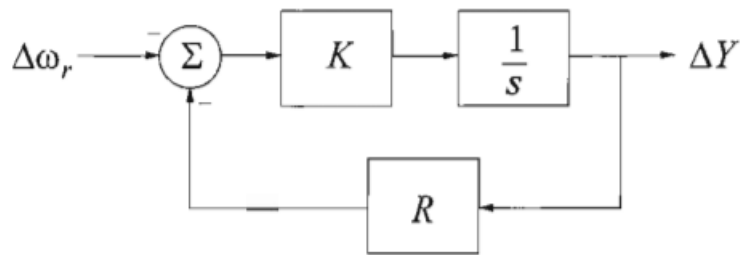


Figura 24 – Diagrama de blocos referente ao droop [11]



Figura 25 – Funções de transferência equivalentes [11]

$$T_g = \frac{1}{KR}$$

O cálculo do droop deriva da equação da reta inclinada que relaciona quanto duas variáveis variam entre si. Por convenção o droop é dado em porcentagem, e para calcular o seu valor corretamente as variáveis devem estar em pu, onde a base escolhida é normalmente o valor que a variável tem em seu estado nominal.

Seu valor é o equivalente a tangente do ângulo entre a reta e o eixo x, que por sua vez é o equivalente a variação no eixo y sobre a variação no eixo x.

$$droopR = \frac{\Delta y}{\Delta x} \cdot 100$$

Em exemplo na figura 26 um droop de 5% implicaria que um desvio de 5% na frequência/velocidade causaria um desvio de 100% na potência/válvula.

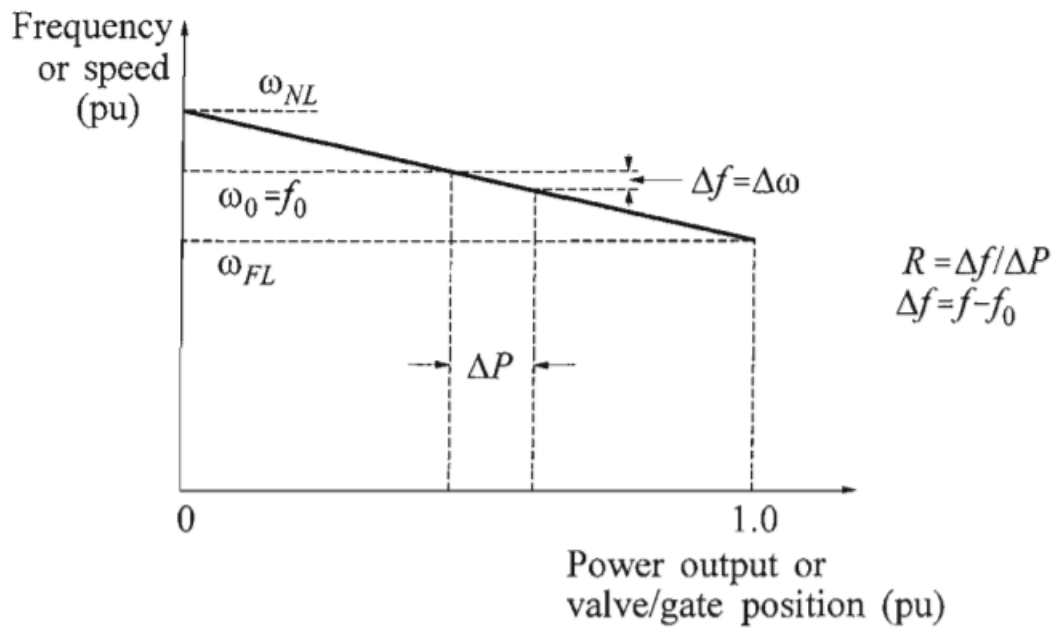


Figura 26 – Droop relacionando potência e frequência [11]

Esse controle é simples porém muito efetivo e é utilizado por diversos fabricantes de geradores no mercado.

## 5.2 Cálculo droop

Munido das especificações de variação de frequência e de potência providas pelo submódulo, visto na figura 19 que diz que a cada 0.1 Hz varia-se 3% da potência disponível no momento, calcula-se o droop aplicando-se a as seguintes equações para as variações  $\Delta f$  e  $\Delta P$ .

Calculando a variação da frequência em pu. na base 60.2 onde se dá o início do declínio da curva tem-se :

$$\Delta f = \frac{f_{rede} - f_{base}}{f_{base}} = \frac{60.3 - 60.2}{60.2} = 0.00166$$

Para a variação em porcentagem da potência tem-se:

$$\Delta P = \frac{P_{ref} - P_{base}}{P_{base}} = \frac{0.97 - 1}{1} = -0.03$$

Onde  $P_{ref}$  será o novo valor de potência referenciado ao controlador da turbina.

O valor do droop então se dá por:

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta P} \cdot 100 = \frac{0.00166}{-0.03} \cdot 100 = -5.53$$

Ou seja um droop representado pela letra R é equivalente a -5.53%

### 5.3 Explicitando Pref

A variável que quer-se passar para ao controlador interno do aerogerador com finalidade de atingir os novos patamares de potência com a variação da frequência foi aqui denominada convenientemente de Pref. Pode-se obtê-la a partir da manipulação da equação do estatismo em pu. da seguinte forma:

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta P} = \frac{\frac{f_{rede} - f_{base}}{f_{base}}}{\frac{Pref - P_{base}}{P_{base}}}$$

$$Pref = P_{base} \cdot \frac{1}{R} \cdot \frac{f_{rede} - f_{base}}{f_{base}} + P_{base}$$

### 5.4 Diagrama de blocos

A representação de Pref na forma de diagrama de blocos é feita aqui de forma simplificada, sem as transformações em pu, a título de melhor visualização. Essa representação é obtida a partir da equação da reta inclinada.

$$Pref = \frac{1}{R} \cdot (f_{rede} - f_{base}) + P_{base}$$

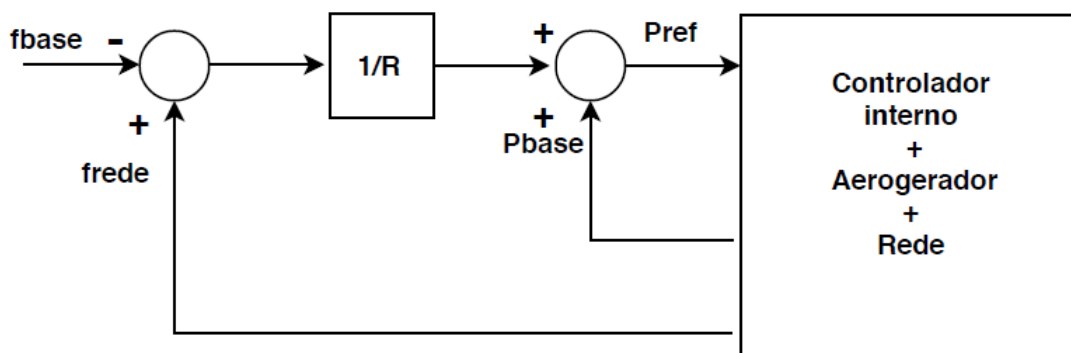


Figura 27 – Diagrama de blocos com droop Fonte: Acervo pessoal

Vale salientar aqui também que o ganho 1/R é obtido quando R está em pu. O droop em porcentagem é uma convenção, utilizada com intuito de expressar a magnitude do estatismo.



## 6 Implementação

Para poder validar a proposta de controle apresentada neste PFC foi necessário o auxílio de ferramentas que emulassem o comportamento do aerogerador AGW 110/2.1 e uma ferramenta que descrevesse o controlador modelado, foram elas respectivamente a ferramenta FAST e da IDE Eclipse para desenvolvimento em C++. Este capítulo irá introduzir essas ferramentas utilizadas e explicitará como elas foram usadas, seu papel no projeto e códigos desenvolvidos para a implementação do controle de estatismo projetado.

### 6.1 FAST

FAST é uma ferramenta open source que tem o FORTRAN como linguagem de programação predominante. Criada pela americana NREL possui um conjunto de softwares e bibliotecas, com o objetivo de simular respostas dinâmicas de aerogeradores. .

Através do interfaceamento entre softwares como Aerodyn e ADAMS a ferramenta inclui modelos aerodinâmicos, possíveis modelos hidrodinâmicos para estruturas offshore, modelos dinâmicos de controle ,de sistemas elétricos e modelos estruturais, que permitem acoplar simulações não lineares no domínio do tempo permitindo prever as cargas extremas e de fadiga em aerogeradores.

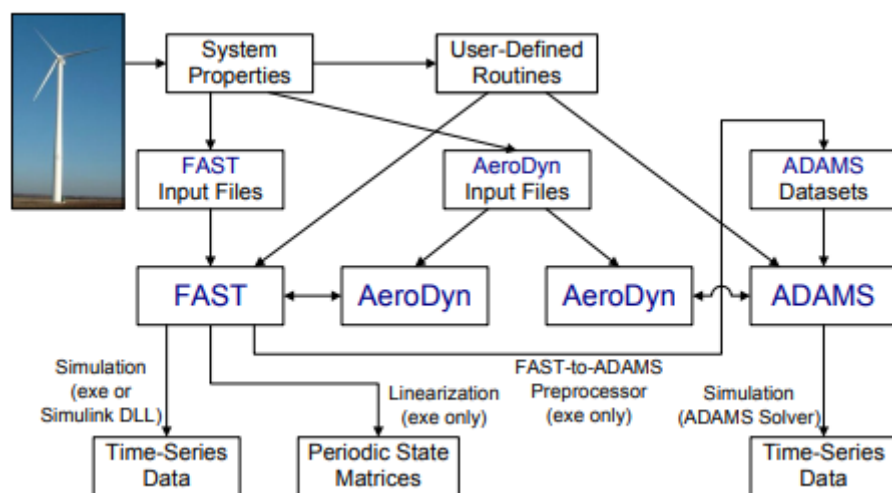


Figura 28 – Esquemático funcionamento FAST [14]

A ferramenta abrange uma interface em DLL, implementada similarmente ao software de turbina eólica Bladed da Garrad Hassan, para comunicação com o controlador mestre da turbina. DLL, é a implementação feita pela Microsoft para o conceito de bibliotecas compartilhadas nos sistemas operacionais Microsoft Windows e OS/2. Os

formatos de arquivos para DLL são os mesmos dos arquivos executáveis para Windows. Assim como os executáveis (EXE), as DLL podem conter códigos, dados, e recursos (ícones, fontes, cursores, entre outros) em qualquer combinação.

FAST Também possui uma interface para comunicação com Simulink e MATLAB permitindo que os usuários implementem controles avançados de turbina no ambiente conveniente do Simulink.

### 6.1.1 Modelo AGW110/2.1 em FAST

Para que o FAST responda de acordo com a turbina de determinado fabricante, as particularidades desta necessitam ser inseridas no simulador. Particularidades como número de pás, regulação por pitch, modelo dos diversos atuadores já estavam configuradas para replicar o modelo AGW110/2.1. Para o escopo desse PFC foram necessárias alterações no perfil e velocidade de vento, alterações no controlador WEG para estabelecer o droop e o aprendizado do uso da ferramenta em si.

## 6.2 DLL wrapper

Para prover features de simulação não existentes no controlador WEG e que também não existem na ferramenta FAST foi codificado pela WEG uma DLL chamada Wrapper que age como um encapsulador para o controle. As implementações do droop presentes nesse PFC se deram nessa camada.

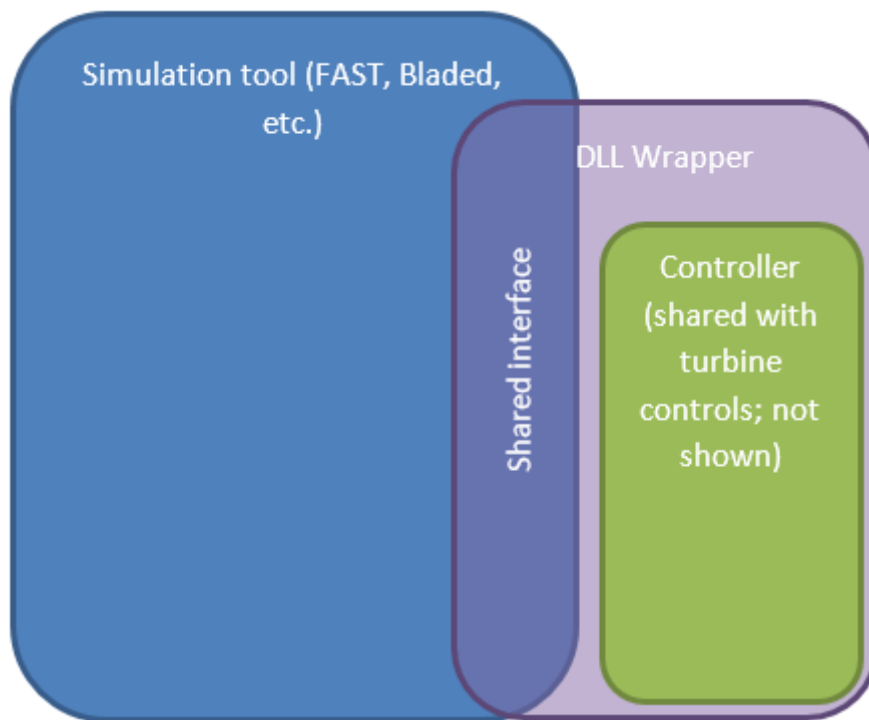


Figura 29 – DLL Wrapper [14]

O DLL Wrapper foi desenvolvido para ser usado com FAST7, OpenFAST e Bladed (ou qualquer programa com a interface Bladed). O DLL é compilado usando Eclipse, e pode ser compilado em 64-bit para OpenFast ou 32-bit para FAST7 e Bladed . O código fonte não muda, e a performance deve ser a mesma para os dois diferentes binários. No escopo desse PFC a compilação foi feita em 32-bits e a versão da ferramenta utilizada foi o FAST7.

O controlador WEG e o DLL wrapper são implementados diretamente em C++, e alguns motivos para escolher essa linguagem de programação foram:

- Para manter a linguagem padrão, permitindo ser usada em diversas plataformas e diversos compiladores na mesma plataforma.
- C++ é compatível tanto com FAST como com o CLP Bachmann utilizado nas turbinas AGW 110/2.1. Isso torna possível escrever o controle uma vez, testa-lo no FAST e garantir que a mesma estrutura será usada nos controladores de campo.

## 6.3 Código C++

Para poder implementar o controle por droop modelado anteriormente no capítulo 5 foi necessário escrever o código em C++, linguagem utilizada no Wrapper.

Para tal foi utilizado a interface Eclipse. Eclipse é uma IDE muito usada para desenvolvimento Java, porém suporta várias outras linguagens a partir de plugins como C/C++, PHP, ColdFusion, Python, Scala e plataforma Android entre outros.

### 6.3.1 Oscilações na frequência

O simulador FAST não possui por padrão a frequência para ser simulada, então para simular oscilações na rede optou-se por um código que faça a leitura de um arquivo CSV com dados que possam ser inseridos de acordo com o desejado, possibilitando assim impor diferentes cenários de variação de frequência.

O código para essa função tem o seguinte formato:

```
1
2
3  string  conteudo;
4      ifstream ip("data.csv");
5      std::string::size_type sz;      // alias of size_t
6      float  outfloat;
7
8      if(!ip.is_open()) std::cout << "ERROR: File Open" << '\n';
9
10     while(ip.good())      //Enquanto nao termina o arquivo .
11         csv
12     {
13         int i = 0;
14         getline(ip,conteudo ,',');
15         // Pega variavel dentro do
16         // arquivo .csv delimitada por , e coloca na
17         // variavel conteudo
18         outfloat = std::stof (conteudo ,&sz);
19         //Converte o conteudo de temp que e
20         // string para float
21         frequencia.push_back(outfloat);
22         //Alocacao dinamica do conteudo do vetor
23         // frequencia
24         ++i;
25     }
26
27     ip.close();
```

O código aqui realiza a leitura do arquivo data.csv e o conteúdo do mesmo, que está separado por virgulas, é posto em na string conteudo. O conteúdo dessa string é

entrão convertido para o vetor frequencia.

O período de comunicação entre o DLL wrapper e o FAST é de 25 ms, então o conteúdo de data.csv tem que ter o tamanho de acordo com o tempo de total que irá ser rodado o programa, por exemplo para uma simulação de 60 segundos data.csv deve conter 2400 valores separados por vírgula.

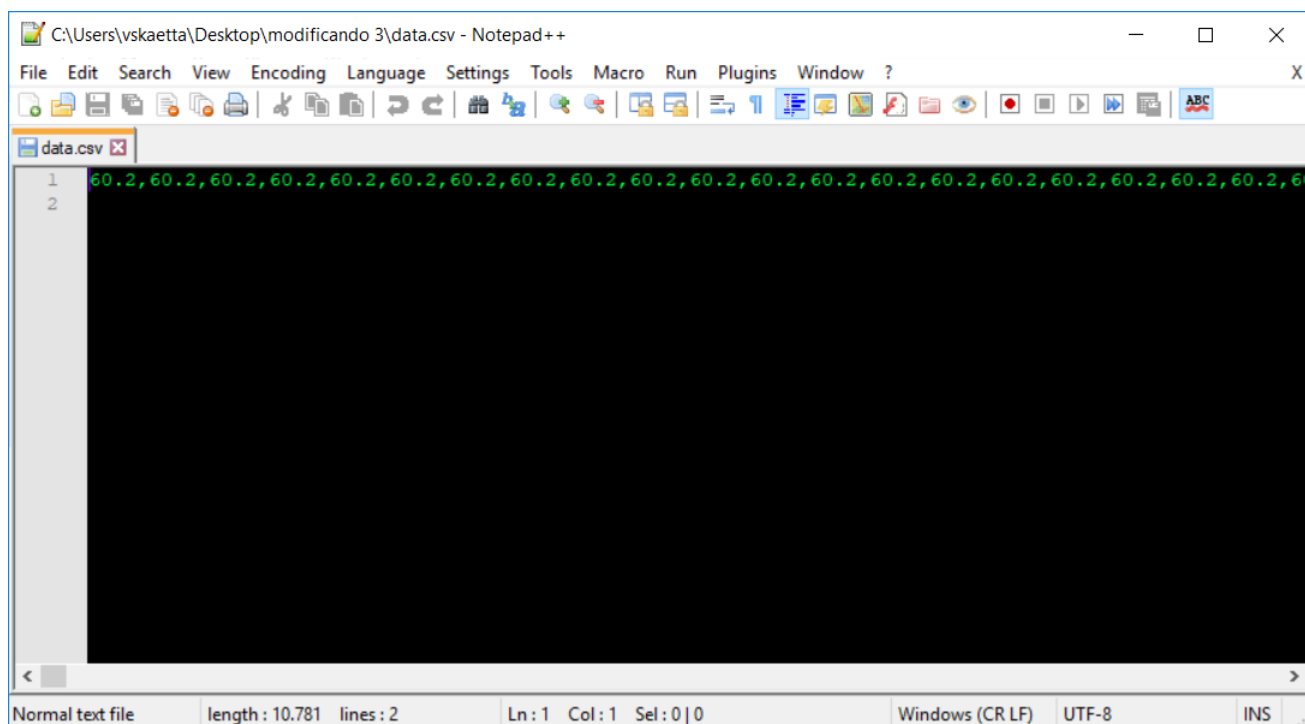


Figura 30 – Visualização de um arquivo data.csv pela interface Notepad++. Fonte: Acervo pessoal

Como seu tamanho pode variar, o código foi feito para contemplar diversos tamanhos do data.csv, para isso é feita uma alocação dinâmica de memória devido ao tamanho variável do vetor frequência.

### 6.3.2 Máquina de estados e Droop

Para realização do sequenciamento do controle optou-se pela implementação de uma máquina de estados com 4 estados, inicial, leitura, droop e retomada. O código a seguir os descreve:

```
1 fout = frequencia[j];
2 fbase = 60.2;
3 M = -18.07; //valor do droop calculado para valores P e f em p.u
   equivalente a 1/R
```

```
4
5 if (j<3600)
6 {
7
8     if(estado == 0 ) //estado inicial
9     {
10         parameters.shaftPowerSetpointW = Pnominal;
11         estado = 1;
12     }
13
14     if(estado == 1) //estado leitura
15     {
16         Pbase = inputVariables.outputPowerW; // captur o
17             Power Output do aerogerador e atualiza Pbase com
18             o valor
19         Pbase = Pbase *1.10; // +10\% devido as perdas
20             desde a potencia do eixo ate a saida do
21             conversor.
22         Pref[0] = Pbase;
23
24         if (frequencia.at(j) > 60.2)
25         {
26             estado = 2;
27         }
28     }
29
30     if(estado == 2) //estado droop
31     {
32         parameters.shaftPowerSetpointW = (Pbase*M*(fout -
33             fbase)/fbase) + Pbase; //droop
34         if (frequencia.at(j) < 60.2)
35         {
36             estado = 3;
37             Pbasedroop = inputVariables.
38                 outputPowerW*1.1;
39             Pref[0] = Pbasedroop;
40         }
41     }
42 }
```

```

40
41     if(estado == 3) //estado retomada
42     {
43
44         filtro[1] = 0.995*filtro[0]+0.004988*Pref[0];
45         if(filtro[1]>Pnominal)
46         {
47             parameters.shaftPowerSetpointW = Pnominal;
48             estado = 1;
49         }
50         parameters.shaftPowerSetpointW = filtro[1]+
51             Pbasedroop;
52         filtro[0] = filtro[1];
53         Pref[0] = Pref[1];
54         ++counter;
55         if(counter>600 or frecuencia.at(j) > 60.2 )
56         {
57             parameters.shaftPowerSetpointW = Pnominal;
58             estado = 1;
59         }
60     }
61
62
63     ++j;
64 }

```

- O primeiro if  $j < 3600$  é necessário para que o vetor frequência não ultrapasse o último valor escrito dentro de data.csv, pois não haverá valor algum após a finalização do arquivo. O valor 3600 equivale a 1:30 minuto ( $3600 * 25\text{ms}$ ), caso haja necessidade de simular mais tempo que isso, é necessário alterar esse parâmetro. Essa particularidade acontece a nível de simulação, caso estivesse implementada em um ambiente que faz a leitura da frequência de modo contínuo essa limitação não seria necessária pois os valores iriam ser presentes por tempo indeterminado.
- **Estado inicial:** É o estado que contempla o setpoint inicial para o startup da máquina. Ele deve ser nominal, ou seja igual a 2346000 Watts. Logo após a escrita do setpoint, a transição se dá para o estado de leitura.
- **Estado leitura:** Esse é o estado de normalidade da máquina, onde são realizadas continuamente leituras de parâmetros que são necessários para o droop (Pbase), já que o submódulo estabelece que o droop deve ser feito na base da potência disponível

no momento, e para o filtro de referência (Pref[0]). A transição para o próximo estado se dá no momento em que o valor da frequência ultrapassa o limite superior da normalidade, 60.2 Hertz, ou seja em um evento de sobrefrequência.

- **Estado droop:** A variável `parameters.shaftPowerSetpointW` é o valor de setpoint de potência que será fornecido ao controlador interno, equivalente ao Pref estabelecido no capítulo 6. A ele é associado o restante da equação para estabelecer o novo setpoint de acordo com a frequência de saída e de base, potência de base e o ganho  $M$  que é o equivalente a  $1/R$ . A linha 35 estabelece um valor de setpoint 10% maior que o anterior, pois esse setpoint é aquele estabelecido para a potência no eixo, e entre o eixo e a saída do conversor há perdas de aproximadamente 10%. A passagem para o próximo estado se dá quando o evento de sobrefrequência chega ao fim.
- **Estado retomada:** Para retornar a potência ótima, ou seja a máxima potência que se pode extrair do vento no momento, o setpoint de potência tem que voltar a ser o nominal. Para suavizar a passagem da potência que estiver disponível no momento em que findou o último droop (`Pbasedroop`) para a potência nominal, foi implementado um filtro de primeira ordem com  $t5\%=15$  s, e a linha 44 representa sua equação à diferenças. O if da linha 45 representa uma saturação em nominal para o setpoint, que caso seja atingido o estado de leitura é ativado novamente. Em seguida tem-se a implementação do filtro seguida das atualizações. O último if desse estado garante que se passar o tempo de 15 segundos ( $600*25ms$ ) ou se o evento de sobrefrequência acabar durante, o setpoint estabelecido será o nominal e a máquina voltará ao estado de leitura.
- Por fim, o `++j`; é a incrementação do valor de `j` para que a próxima iteração seja feita com o próximo valor de frequência dentro do `data.csv`.



# 7 Simulações FAST

As simulações do código de controle implementado foram feitas levando em conta situações de grandes variações de frequência de rede com ventos constantes e com ventos com grande turbulência. Ou seja, cenários de condições mais abruptas e mais severas das que ocorreriam em realidade, justamente para testar o método nos piores cenários possíveis.

Para isso foram estabelecido dois patamares médios de vento, 8 m/s onde o controle por torque estaria atuando mais que o controle de pitch, e 12 m/s onde o controle de pitch estaria atuando mais em relação ao de torque.

## 7.1 Primeira série frequencial

Esse teste contempla o startup da máquina até o momento que atinge a velocidade nominal do rotor 14 RPM, com uma frequência de 60 Hertz. Em  $t = 30$ s há uma abrupta elevação da frequência para 62.5 Hertz que se mantém por 10 segundos e então volta ao normal.

A imagem 31 refere-se a simulação com o vento contínuo em 8m/s. A imagem 32 refere-se a mesma simulação com o vento turbulento em torno de 8m/s.

A primeira diferença que pose-se destacar, é no momento logo antes de  $t = 30$  em que a 32 tem uma pequena queda de potência que se dá devido a variação de vento negativa nos segundos anteriores.

Quanto a passagem pela sobrefrequência, ambas tem o mesmo comportament, o droop teve efetividade e fez sua potência limitar-se a 450 kW.

Vale destacar que para a potência diminuir em casos de limitação, faz-se necessário que o torque aplicado pelos converssores diminua, isso faz com que a velocidade do gerador aumente por ter menos torque elétrico se opondo ao torque mecânico proveniente do rotor.

A retomada de potência teve a dinâmica lenta do filtro associada a ela. Houve a tentativa de atingir a potência nominal, porém em nenhum dos casos havia vento o suficiente para que isso acontecesse, então o caso da figura 31 a potência estabilizou perto dos 125 kW e em 32 a potência oscilou de acordo com o vento disponível no momento.

Vale destacar também que as oscilações na potência depois de um setpoint podem provir de variações de vento e também de ganhos inerentes do controlador torque-pitch da turbina.

Outra observação, que vale para todas as simulações é que nos primeiros segundos

do startup há um teste de funcionamento do pitch. Esse é o motivo do "triângulo" que se vê em azul.

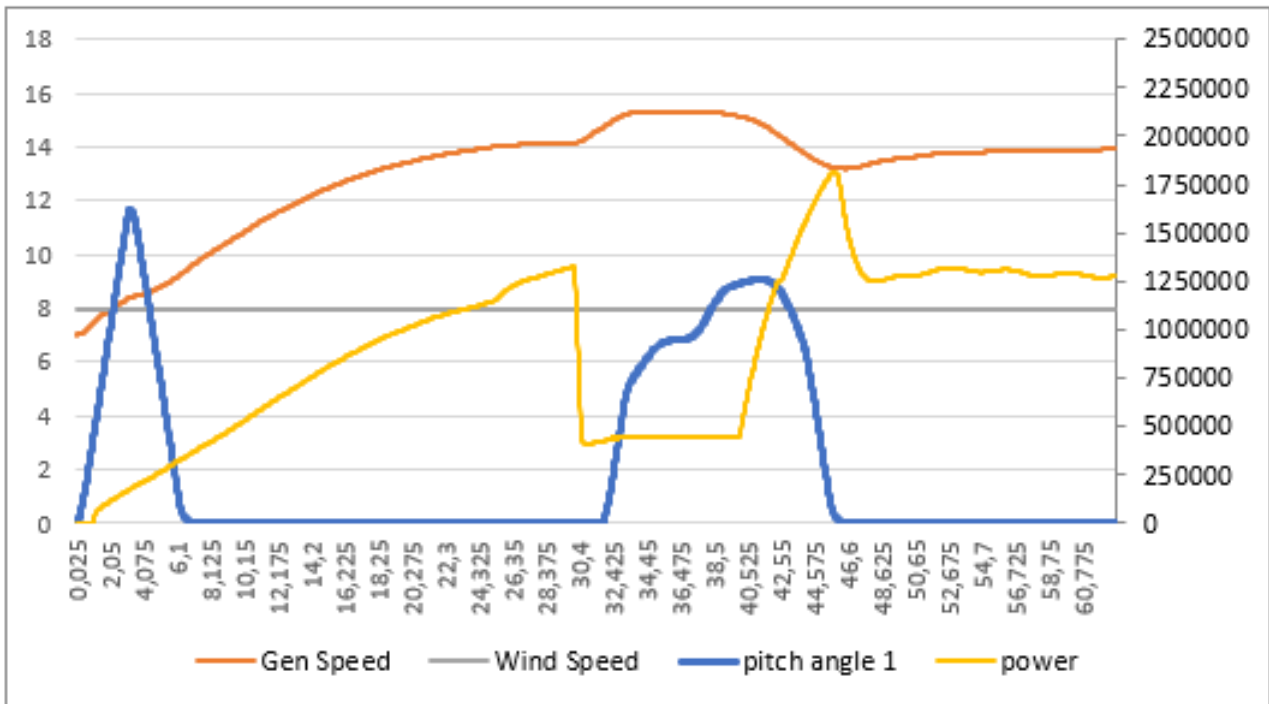


Figura 31 – Primeira série frequencial vento constante 8 m/s

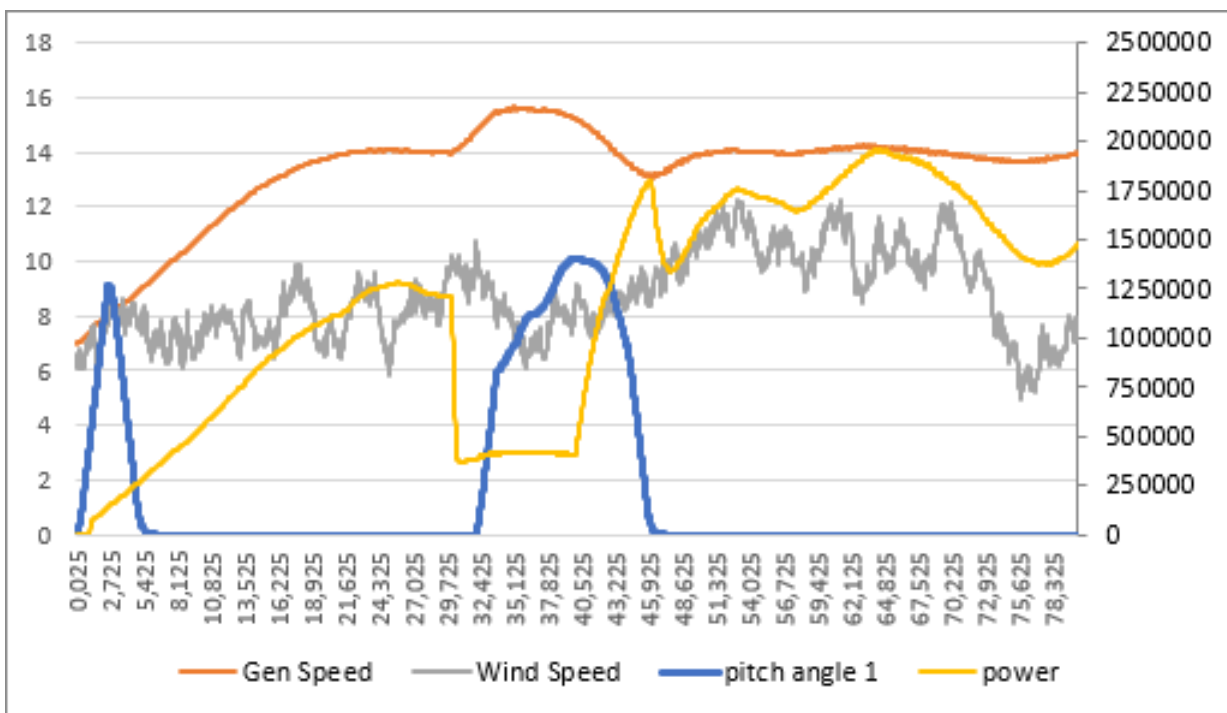


Figura 32 – Primeira série frequencial vento turbulento 8 m/s

As figuras 33 e 34 representam o mesmo teste porém a primeira com ventos em 12m/s e a segunda com ventos turbulentos em torno de 12m/s.

Nota-se que ambas tiveram o droop realizado e atingiram potências na casa dos 700 kW.

Ambas as retomadas em regime permanente atingiram valores semelhantes, porém a segunda teve mais oscilações que se justificam devido a variação do vento.

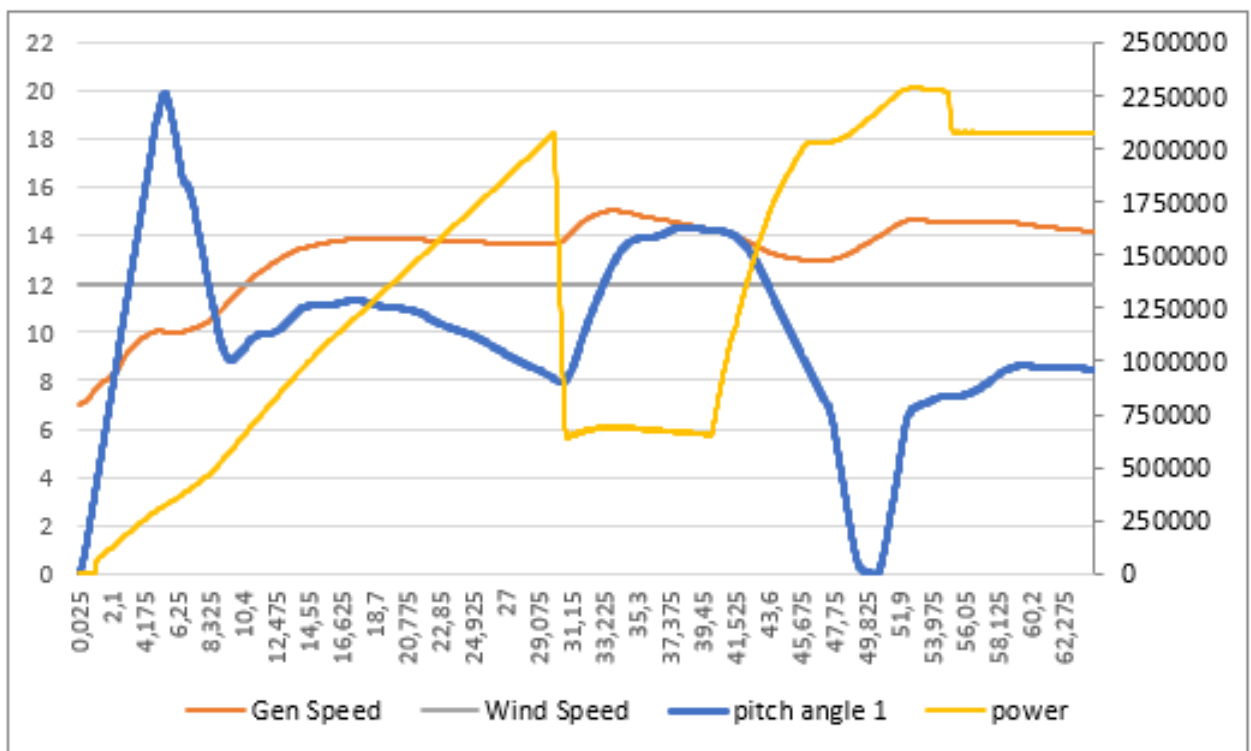


Figura 33 – Primeira série frequencial vento constante 12 m/s

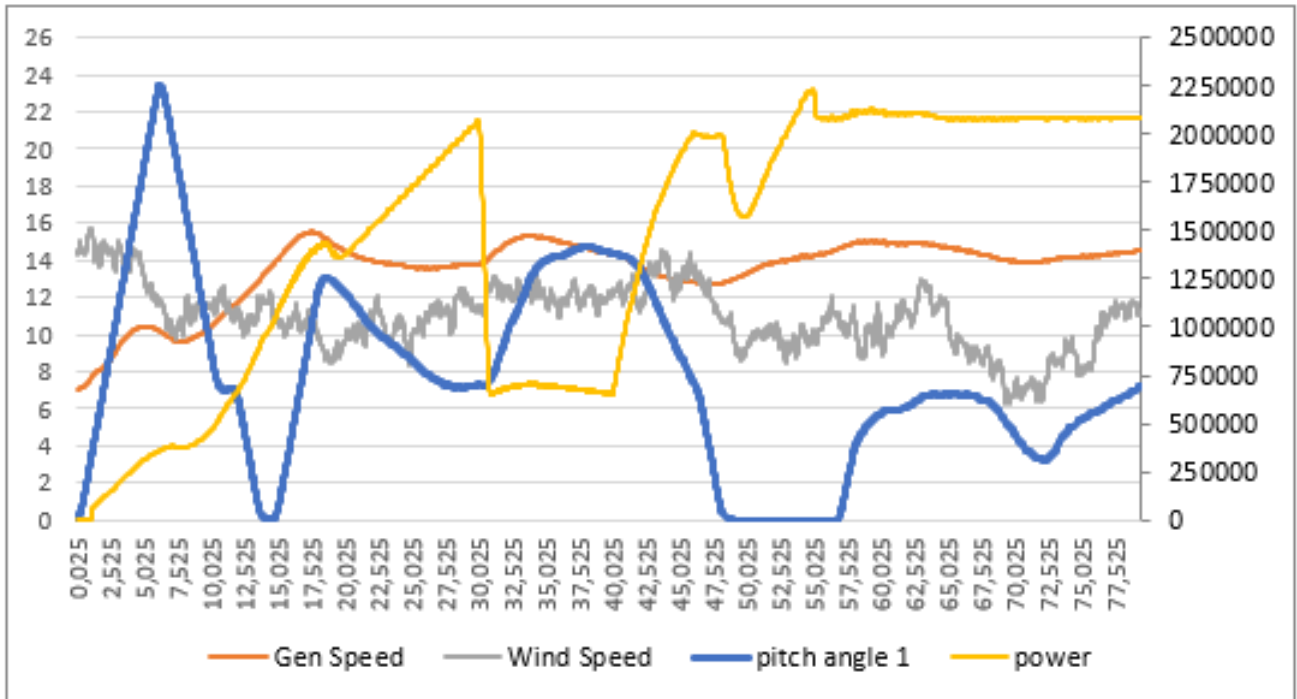


Figura 34 – Primeira série frequencial vento turbulento 12 m/s

## 7.2 Segunda série frequencial

Esse teste também contempla o startup da máquina até o momento que atinge a velocidade nominal do rotor 14 RPM, com uma frequência de 60 Hertz. Em  $t = 30$ s há uma abrupta elevação da frequência para 62.5 Hertz que se mantém por 10 segundos, depois a frequência vai a 62 Hertz por 5 segundos, 61.5 Hertz por 5 segundos, 61 Hertz por 5 segundos e então volta ao normal no restante da simulação.

Para as figuras 35 e 36 os valores de potência com droop atingem 450 kW, então vão para 630 kW, 800 kW, 1000 kW estabilizando de acordo com o vento disponível em 1300 kW.

Em ambos os casos, os droops são de acordo com o esperado e cessam após o retorno a frequência nominal, cada um com uma oscilação associada diferente pelos mesmos motivos das simulações anteriores.



Figura 35 – Segunda série frequencial vento constante 8 m/s

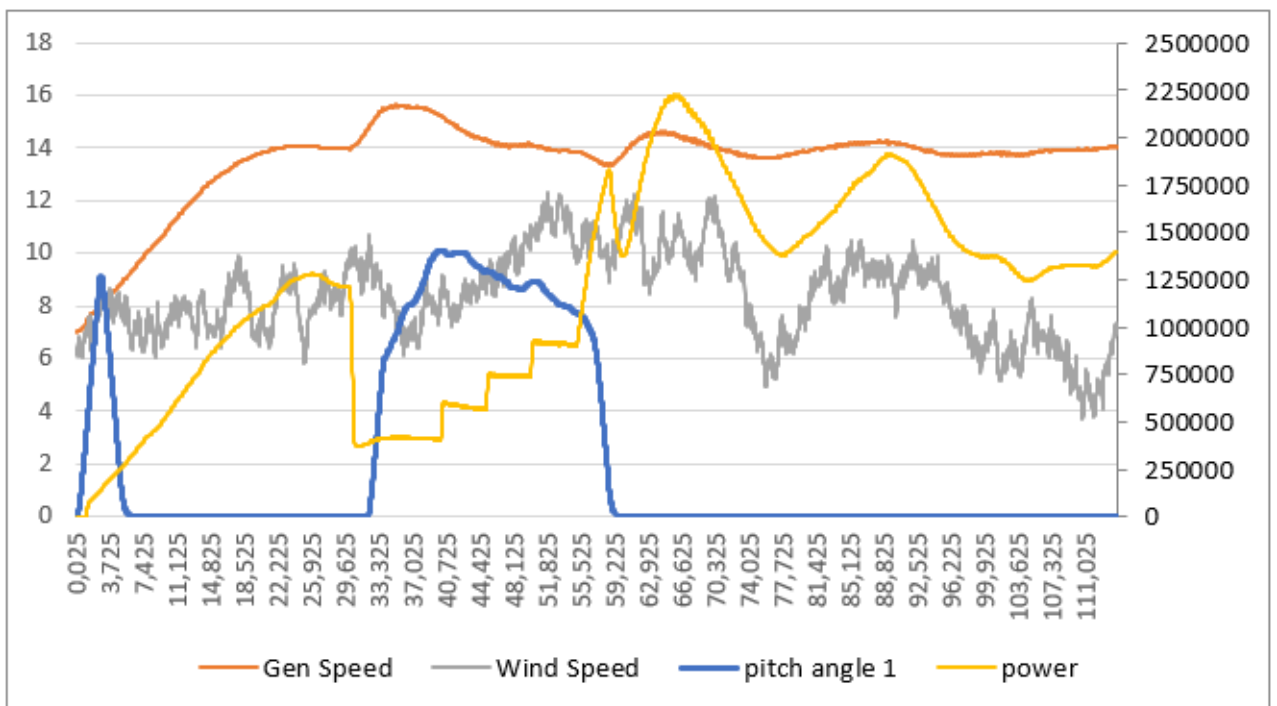


Figura 36 – Segunda série frequencial vento turbulento 8 m/s

Para as figuras 37 e 38 os valores de potência com droop atingem 660 kW, então vão para 995 kW, 1200 kW, 1500 kW estabilizando de acordo com o vento disponível em 2100 kW.

Para esses cabem as mesmas observações feitas nas simulações anteriores.

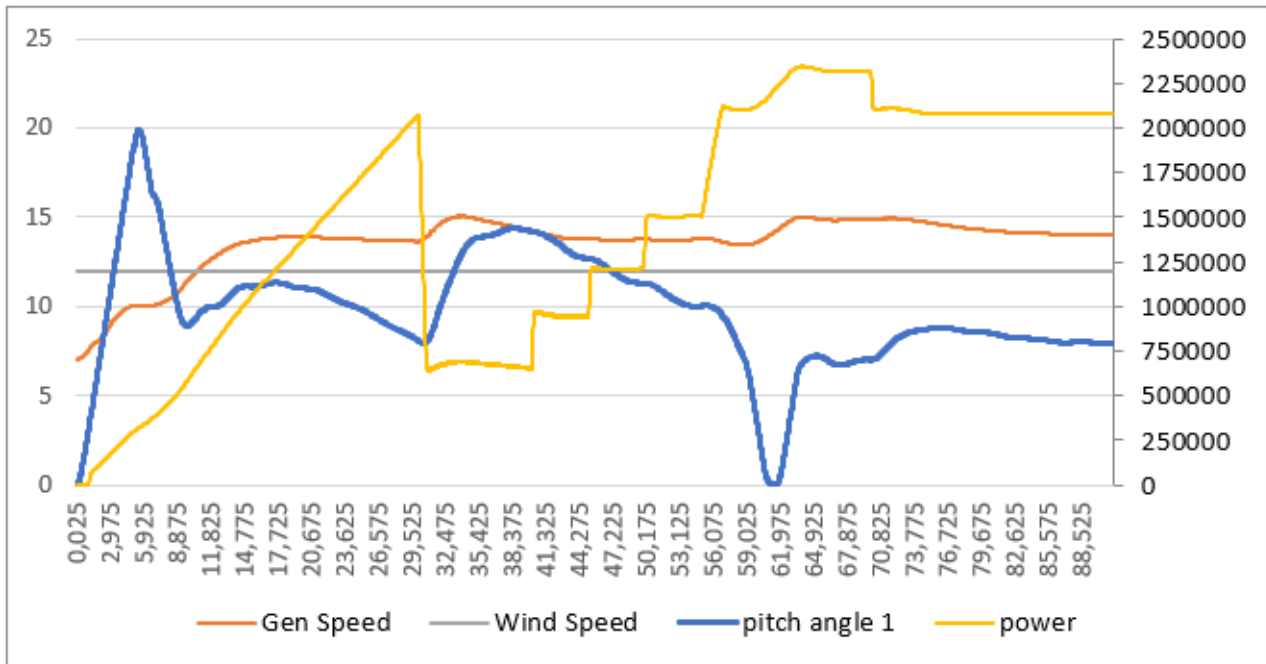


Figura 37 – Segunda série frequencial vento constante 12 m/s

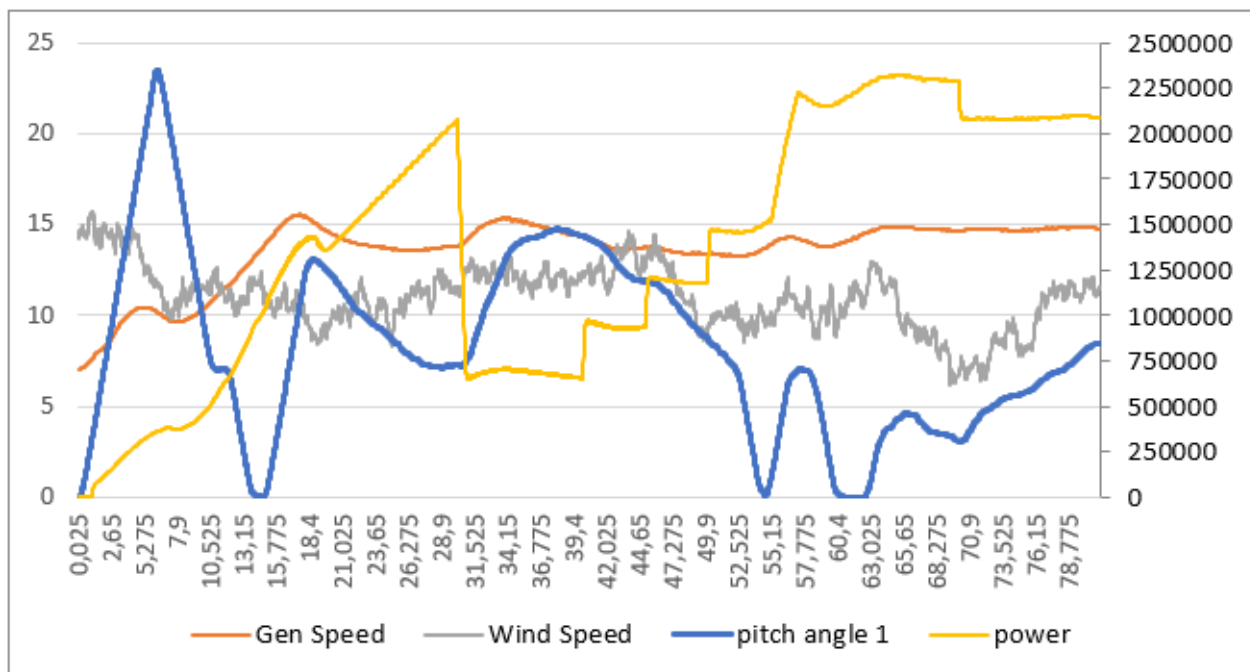


Figura 38 – Segunda série frequencial vento turbulento 12 m/s

## 8 Conclusões e Perspectivas

Viu-se que dado o panorama nacional e mundial, o mercado de energia eólica é promissor. Os investimentos são na ordem dos bilhões de dólares e tudo indica que nos próximos anos a tendência vai continuar, as eólicas vão expandir ainda mais, tendo mais representatividade na matriz energética.

Foi visto que o ONS revisou os procedimentos de rede com intuito de exigir maior auxílio dos desses geradores em eventos de rede, para manter a estabilidade no SIN. O surgimento dessa necessidade de adequação fez com que os fabricantes de aerogeradores como a WEG buscassem se adaptar as novas exigências para assim fornecer soluções a seus clientes.

A busca para a adequação do comportamento dos aerogeradores em eventos de sobrefrequência deu-se justamente no trabalho que foi aqui apresentado, através do controle por droop. Com simulações no software FAST , pode-se concluir que esse controle é eficiente no AGW 110/2.1 e vai ao encontro das exigências estabelecidas pelo ONS, atendendo assim os novos requisitos exigidos.

Para futuros trabalhos, a implementação do controle em um protótipo físico seria interessante para comprovação dos resultados, visto que os modelos dos simuladores chegam próximo ao que é real, porém não conseguem capturar toda a realidade.





# Referências

- 1 SPE Secretaria de planejamento e desenvolvimento, Ministério de minas e energia - MME *Ranking Mundial de Energia e Socioeconomia*. Citado na página 15.
- 2 ABEEólica *Boletim anual de geração eólica*. 2017. Citado 3 vezes nas páginas 9, 15 e 16.
- 3 Notícias web WEG *Bons ventos para energia eólica, entrevista exclusiva que presidente da ABEEólica Elbia Gannoum* Citado na página 16.
- 4 WEG Eólica *Apresentação Institucional, WEG day 2018* Citado 5 vezes nas páginas 9, 18, 23, 24 e 25.
- 5 Trevor M. Letcher *Wind Energy Engineering* Citado 5 vezes nas páginas 9, 20, 21, 22 e 23.
- 6 Antonio Simões Costa, Adriano de Souza *Serviços Ancilares* Citado na página 28.
- 7 Iñigo Martinez de Alegría, Jon Andreu, José Luis Martín *Connection requirements for wind farms: A survey on technical requirements and regulation* Citado 4 vezes nas páginas 9, 38, 39 e 40.
- 8 Lander de Oliveira Rêgo *Análise do impacto da geração eólica na regulação de frequência de sistemas de energia elétrica* 2017 Citado na página 19.
- 9 ONS *Submódulo 3.6 Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão* Citado 2 vezes nas páginas 9 e 34.
- 10 ONS *Submódulo 14.2 Arranjos comerciais para os serviços ancilares prestados pelos agentes de geração, de transmissão e de distribuição*. Citado na página 34.
- 11 Prabha Kundur *Power system stability and control* Citado 7 vezes nas páginas 9, 30, 31, 32, 43, 44 e 45.
- 12 ANEEL *Resolução Normativa ANEEL n. 109* 2004 Citado na página 33.
- 13 PAO,K.E.J.L.Y *A tutorial on the dynamics and control of wind turbines and wind farms*. 2009 Citado na página 37.
- 14 NREL *FAST userguide* Citado 3 vezes nas páginas 9, 47 e 49.