

Desafios futuros do ONS nos estudos de Estabilidade e Dinâmica do SIN considerando os Parques Eólicos do Nordeste

Matheus Maia Berriel Barbosa

RESUMO

A utilização de fontes de energias renováveis para produção de energia elétrica vem ganhando cada vez mais espaço no cenário mundial, devido à grande preocupação com relação ao meio ambiente, por exemplo. Devido à crescente evolução nas tecnologias e aos grandes investimentos nos últimos anos, o setor de Energia Eólica vem se tornando cada vez mais uma alternativa competitiva e limpa para diversificação das matrizes energéticas. Com o aumento da capacidade instalada de usinas eólicas, especialmente nas regiões Nordeste e Sul do Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) verificou a grande necessidade de se investir cada vez mais na qualidade da previsão da geração de fonte eólica para o tempo real, de forma a reduzir os impactos da variabilidade do vento na operação do sistema. Neste artigo serão apresentados alguns desafios futuros do ONS nos estudos de Estabilidade e Dinâmica do sistema considerando os Parques Eólicos do Nordeste, além de mostrar os requisitos mínimos na conexão e operação dos Parques Eólicos no SIN e também será feita uma análise de viabilidade na construção de um parque eólico através de um exemplo. Serão realizadas simulações com os Parques Eólicos do Nordeste através dos programas do CEPEL, ANAREDE (Análise de Redes Elétricas) e ANATEM (Análise de Transitórios Eletromecânicos). O objetivo das simulações é verificar se é possível uma alternativa para que os Parques Eólicos do Nordeste contribuam para o amortecimento das oscilações eletromecânicas do sistema elétrico frente a grandes perturbações, visando assim garantir a manutenção e a Estabilidade do sistema.

Palavras chaves: Fontes Renováveis de Energia, Previsão de geração eólica, estudos e operação de Parques Eólicos no SIN, Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência, Amortecimento de Oscilações.

Future Challenges of the ONS in the Stability and Dynamics studies of the SIN considering the Wind Farms of the Northeast

Matheus Maia Berriel Barbosa

ABSTRACT

The use of renewable energy sources for the production of electric energy is gaining more and more space in the world, due to great concern with regard to the environment, for example. The analysis of the applications in the technologies and the actions in the years, the Sector of Wind Energy. With the increase of the installed capacity of wind power plants, especially in the Northeast and Southern regions of Brazil, the National Electric System Operator (ONS) verified the need to increase the wind power generation capacity for real time, to reduce the effects of wind variability on system operation. The ONS in the Stabilization and Park Dynamics studies Considering the Winds of the Northeast, in addition to all the obstacles encountered in the connection and operation of the Wind Farms in the SIN and also a viability analysis will be done in the construction of a wind farm through a example. It will be the simulations with the Wind Farms of the Northeast through the programs of CEPTEL, ANAREDE (Analysis of Electrical Networks) and ANATEM (Analysis of Electromechanical Transients). What is symmetrical is to verify if there is an alternative for the Wind Farms of the Northeast contributing to the damping of the electromechanical oscillations of the electrical system in the face of great perturbations, in order to guarantee a maintenance and a Stability of the system.

Keywords: Renewable Sources of Energy, Forecast wind power, studies and operation of wind farms in SIN, Stability in Electric Power Systems, Damping of Oscillations.

1. INTRODUÇÃO

Segundo [1], o Brasil tem a necessidade de aumentar a oferta de energia elétrica nas próximas duas décadas, devido à previsão da demanda continuar crescendo a taxas elevadas. A matriz elétrica brasileira é bem diversificada e possui várias fontes de geração com a predominância da energia hidrelétrica, como pode ser visto na figura 1. A fonte de geração térmica também tem um papel importante na matriz elétrica, pois é utilizada de forma complementar à geração hidrelétrica, como por exemplo: a nuclear, a gás natural, óleos combustíveis e a biomassa, principalmente oriunda de cana-de-açúcar. As fontes renováveis como, Eólica e Solar estão com uma crescente evolução tanto em tecnologias quanto em preços mais competitivos, com isso certamente terão um papel fundamental para complementação da energia elétrica em nossa matriz, considerando o grande potencial concentrado na região Nordeste do país.

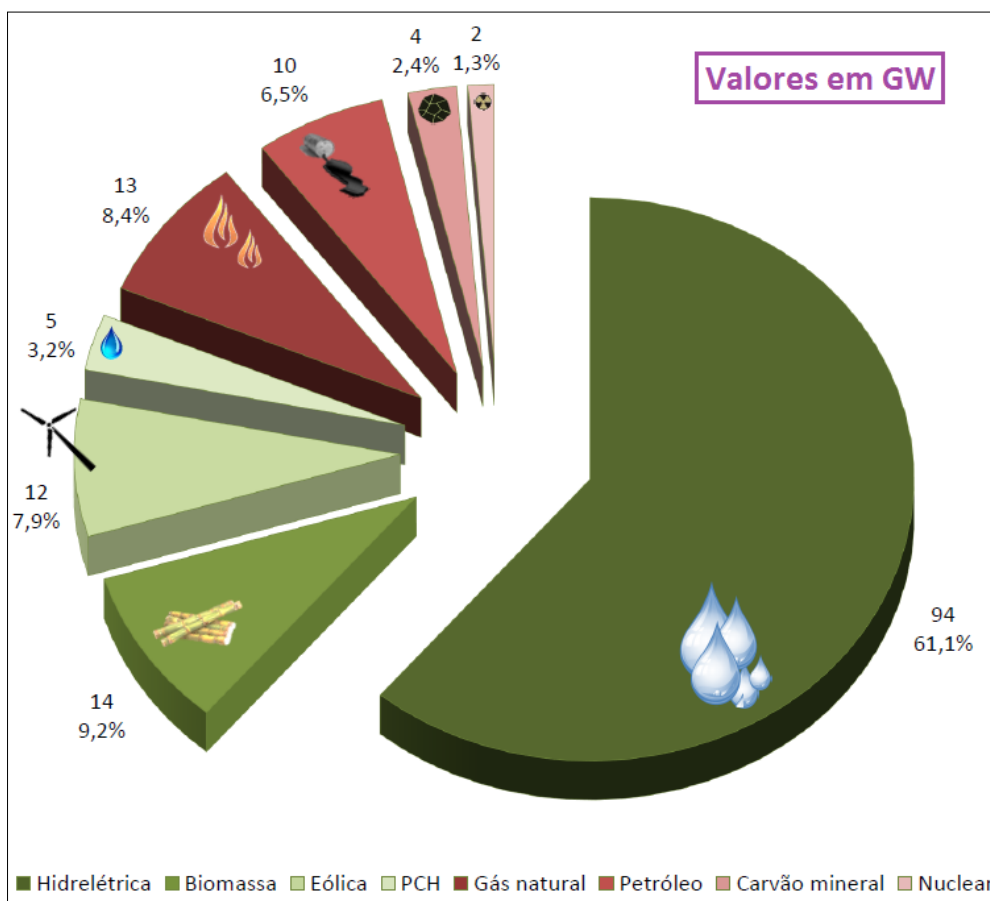


Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira (Adaptado de [2])

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema de geração e transmissão de energia elétrica, composto por fontes de predominância hidro-termo-eólico que engloba

as cinco regiões do Brasil. O órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão do SIN é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) sob regulamentação e fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A fim de aproveitar de forma ótima os recursos energéticos existentes no país e a sazonalidade hidrológica própria de cada região, foi necessário fazer as interligações entre diversas regiões através de uma extensa malha de transmissão, possibilitando assim o atendimento à carga através da transferência de excedentes energéticos e também a otimização dos estoques armazenados nos reservatórios das usinas hidroelétricas. Existem diversos ativos que integram a rede básica do SIN, como por exemplo: mais de 100.000 km em linhas de transmissão, subestações de potência com seus respectivos equipamentos de proteção, medição, regulação, transformação e manobra com tensões iguais ou superiores a 230 kV. A figura 2 mostra o mapa do sistema de transmissão com os vários níveis de tensão existentes no SIN, com horizonte de 2017.

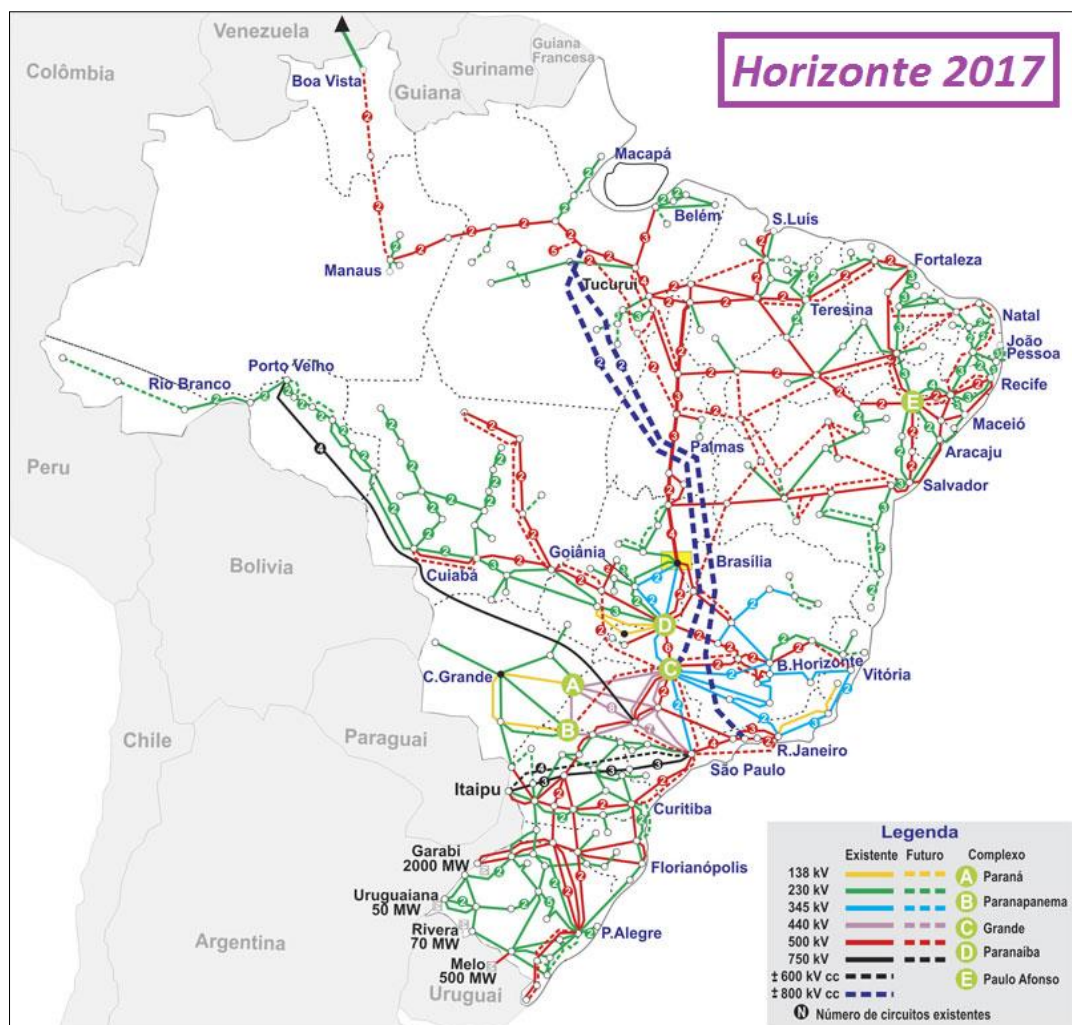


Figura 1 - Malha de Transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) (Adaptado [3])

1.1-) CRESCIMENTO DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL E NO MUNDO

A energia elétrica é fundamental para o desenvolvimento de um país e a qualidade de vida das pessoas. Quanto mais um país se desenvolve, mais se torna necessário aumentar a produção de energia elétrica, visando sempre o uso consciente dos recursos naturais para a preservação do meio ambiente. Por isso, além de ampliar a capacidade de geração de energia elétrica, também é necessário desenvolver tecnologias para a utilização de novas fontes renováveis de energia. Vale destacar que as fontes renováveis ganharam muita importância ao longo das últimas décadas devido às questões e problemas ambientais, pois a grande maioria de geração de energia é feita por fontes não-renováveis, como por exemplo, os combustíveis fósseis que emitem grandes quantidades de gases poluentes.

Com o intuito de diversificar a matriz energética brasileira por intermédio da utilização de fontes renováveis de energia, o Governo Federal criou o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas), através da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. Esse programa visava garantir uma maior confiabilidade e segurança ao abastecimento do sistema elétrico. O programa era coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que estabeleceu uma contratação de 3,3 GW de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), sendo 1,1 GW de potência para cada fonte.

As principais fontes de energias renováveis são as usinas baseadas em biomassa, usinas eólicas, usinas solares e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Dentre as tecnologias citadas com aproveitamento das fontes renováveis, a energia eólica vem apresentando um crescimento significativo nas últimas duas décadas. A cada ano são atingidos novos recordes de capacidade instalada, inovações tecnológicas e diversas pesquisas são desenvolvidas para tornar a energia eólica uma fonte competitiva e com preços cada vez mais baratos. Em termos tecnológicos, podemos destacar um contínuo progresso técnico na melhoria da eficiência e rendimento dos aerogeradores, além dos sistemas de controle, proporcionando assim uma redução dos impactos sobre a qualidade da energia, relacionados à conexão dos parques eólicos à rede interligada. Diversos estudos têm sido realizados, a fim de avaliar os possíveis impactos da conexão, controle e operação dos parques eólicos nos sistemas elétricos de potência.

De acordo com a figura 3 podemos perceber uma característica bem interessante de complementaridade da geração eólica no Nordeste com relação à geração hidrelétrica

a partir da vazão do Rio São Francisco. Nos períodos de seca ou pouca chuva a velocidade dos ventos geralmente é maior, com isso é possível manter uma parte da água nos reservatórios das usinas hidrelétricas utilizando os parques eólicos de forma a complementar a geração de energia elétrica. Com isso, a vazão do Rio São Francisco é praticamente inversamente proporcional à sazonalidade dos ventos na região Nordeste. Com o crescente aumento da capacidade instalada de geração eólica nos últimos anos, podemos destacar a possibilidade de redução da dependência da região Nordeste de outras fontes de energia, como usinas térmicas ou transferência de potência entre outras regiões, no período de seca.

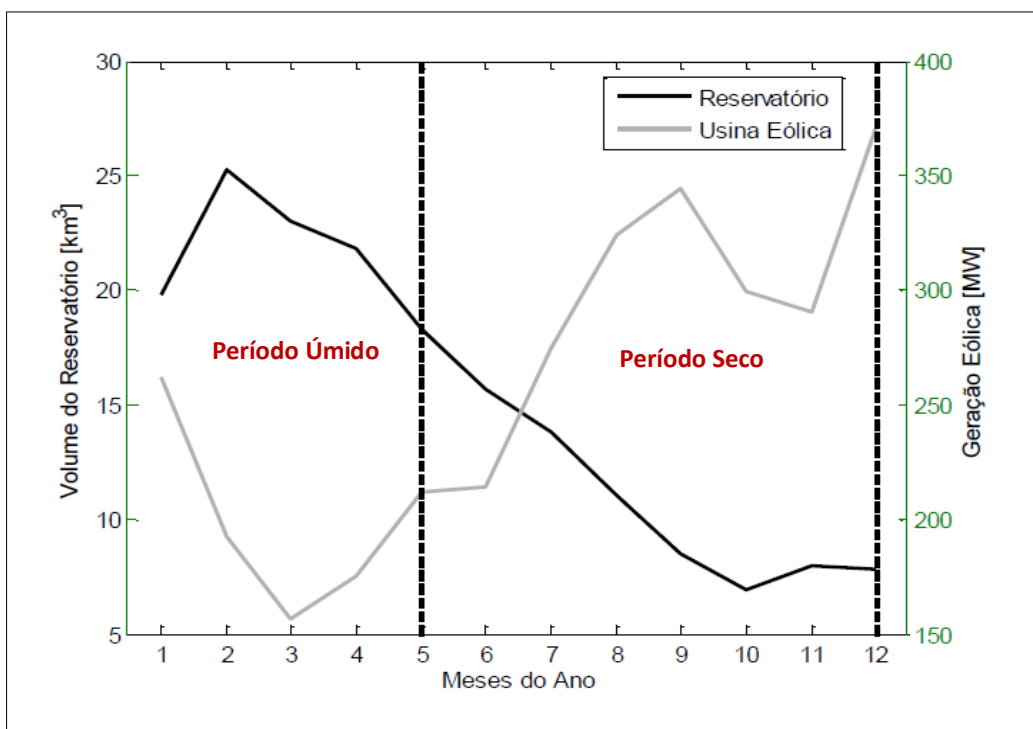


Figura 2 - Complementaridade das fontes hídrica-eólica na região Nordeste (Adaptado de [4])

A figura 4 mostra uma curva com a evolução da capacidade instalada de fonte eólica ao longo dos últimos anos no Brasil, em função das contratações já realizadas nos leilões regulados. Podemos observar um crescimento considerável da energia eólica a cada ano no Brasil. Segundo [5], o setor eólico no Brasil encerrou o ano de 2015 com investimentos na ordem de R\$ 19,2 bilhões, inaugurando mais de 100 parques Eólicos. Se forem contabilizados os investimentos no setor, entre os anos de 2006 até 2015, chegamos a um valor de U\$\$ 28,13 bilhões [6].

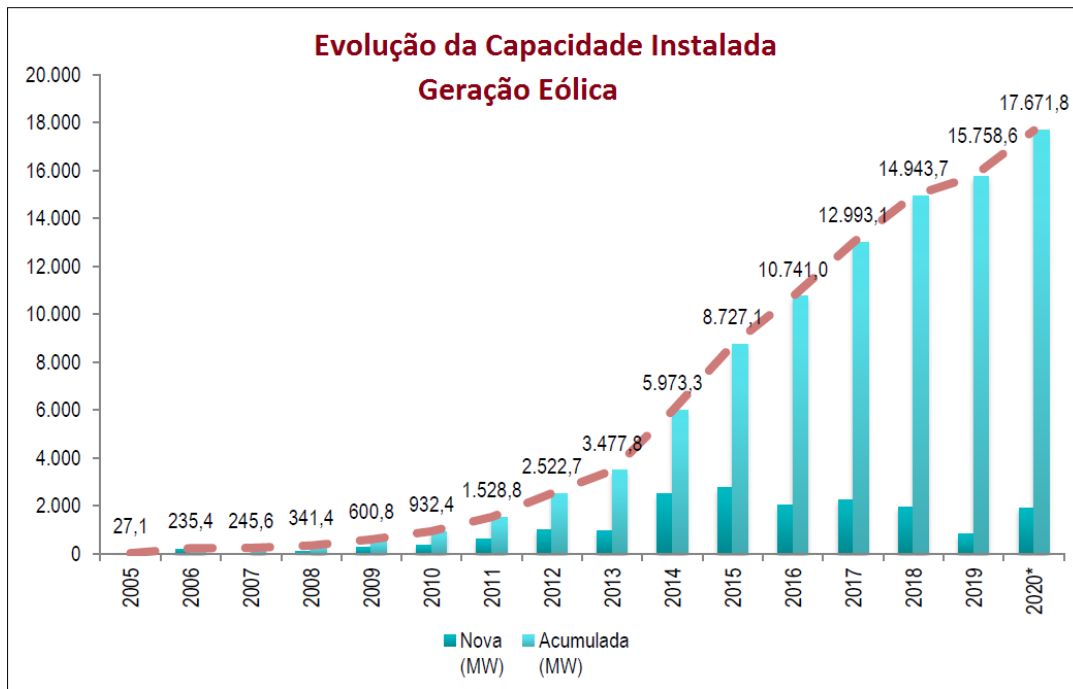


Figura 3 - Crescimento da capacidade instalada de Geração Eólica no Brasil (Adaptado de [2])

A evolução da capacidade instalada de geração eólica no mundo é mostrada na figura 5. Podemos notar um crescimento exponencial desta fonte ao longo dos últimos 15 anos e a previsão é continuar crescendo cada vez mais nos próximos anos. De acordo com [7], os países que possuem as maiores capacidades instaladas de geração em energia eólica são: a China com mais de 145 GW, os EUA com mais de 74 GW e Alemanha com mais de 44 GW.

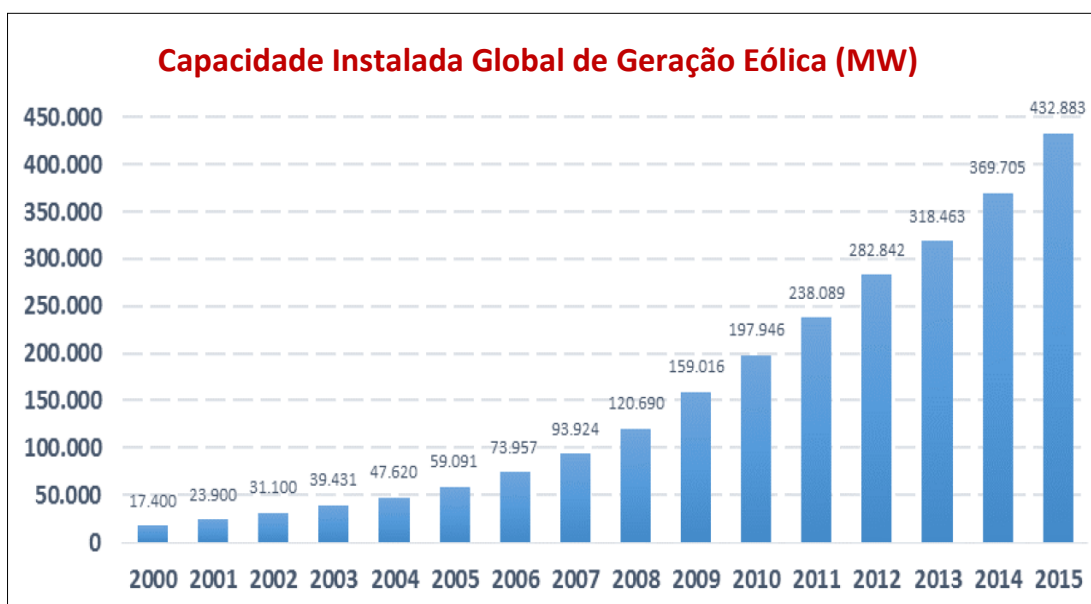


Figura 4 - Evolução da capacidade instalada de Geração Eólica no mundo (Adaptado de [7])

1.2.- POTENCIAL EÓLICO E CAPACIDADE INSTALADA NO BRASIL

O potencial eólico brasileiro tem despertado bastante interesse de alguns fabricantes internacionais, devido à crescente expansão do setor no país e a qualidade dos ventos fortes, principalmente na região Nordeste. Com o objetivo de mostrar o potencial dos ventos nas cinco regiões do país, foi publicado em 2001 o *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro* pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Segundo [8], neste atlas foi estimado um potencial eólico de 143,5 GW (permitindo uma geração anual de 272,2 TWh / ano de ventos de velocidade média anual a partir de 7,0 m/s) com base em medições a uma altura de 50 m, dos quais 75 GW (144,3 TWh / ano) localizam-se apenas na região Nordeste, conforme podemos observar na figura 6. Entretanto, estudos mais atuais apontam para um potencial eólico na ordem de 500 GW [9], dado a crescente evolução da tecnologia dos aerogeradores e possibilidade de instalação das torres com mais de 100 metros de altura, permitindo que as pás dos equipamentos varram uma área maior e em local de velocidades de ventos superiores e mais constantes.

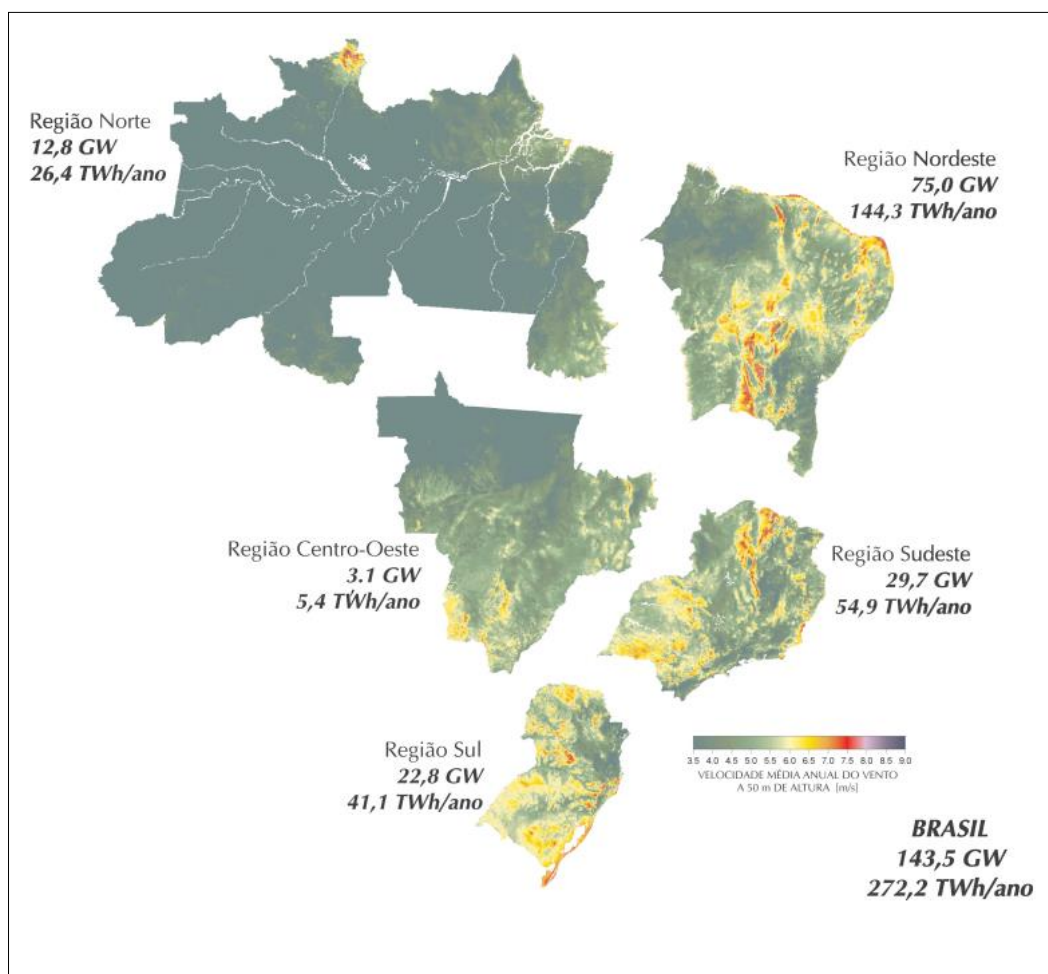


Figura 5 - Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s [10]

A figura 7 mostra um panorama da quantidade de parques eólicos instalados por estado até Setembro/2017, sendo divididos em três categorias: aptos a operar, operando em teste e operando comercialmente. O Brasil possuía um total de 491 usinas eólicas até o presente mês, totalizando 12,33 GW de potência instalada [2].

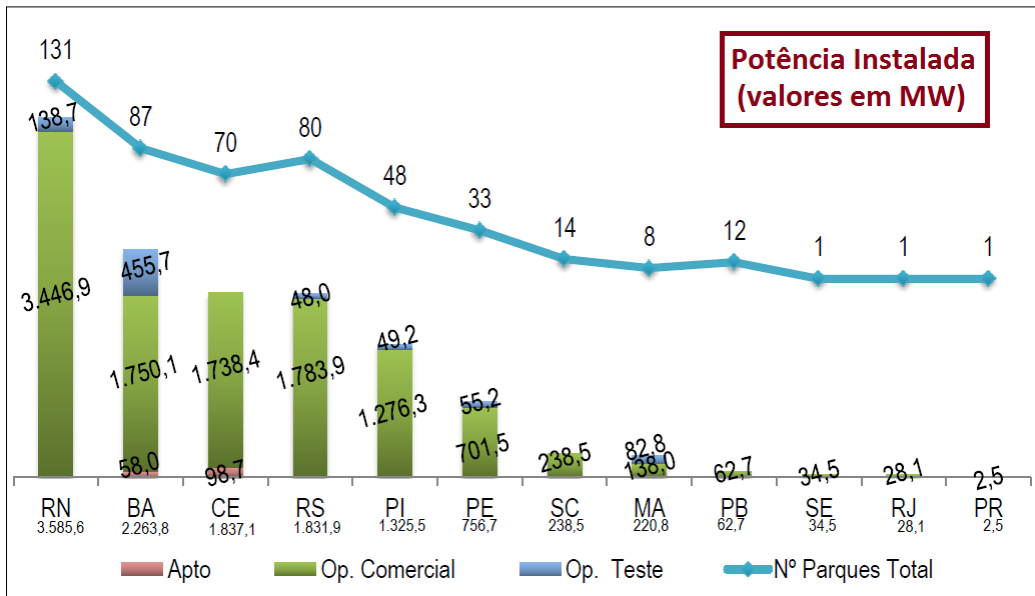


Figura 6 - Quantidade e capacidade instalada de Parques Eólicos por estado (Adaptado de [2])

A figura 8 mostra o crescente aumento no uso da energia eólica em nossa matriz elétrica, entre agosto de 2015 até julho de 2017. As duas curvas mostram a quantidade de geração eólica em MW médios por mês. Vale destacar o aumento contínuo de geração eólica desde o mês de março/17 até julho/17.

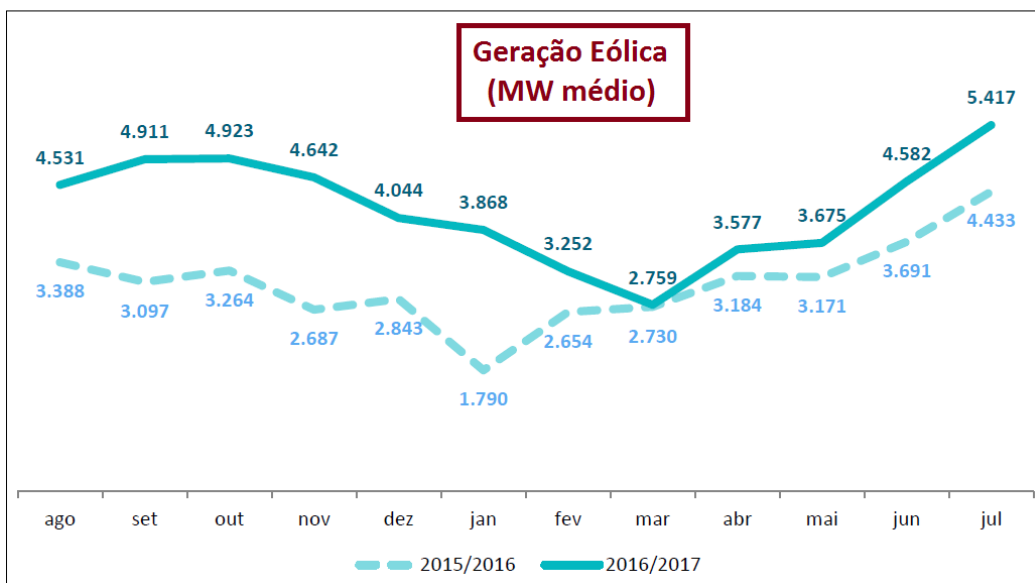


Figura 7 - Variação de Geração Eólica durante os anos de 2015 e 2017 (Adaptado de [2])

2. ESTABILIDADE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA E AMORTECIMENTO DE OSCILAÇÕES ELETROMECAÑICAS

A estabilidade de um sistema de potência pode ser definida como a capacidade que um sistema tem de se manter em um estado de equilíbrio, em condições operativas normais e de alcançar um novo estado de equilíbrio viável após ser submetido a uma perturbação. É fundamental que as variáveis do sistema fiquem dentro de seus limites operativos para assegurar a integridade e a segurança do sistema. De acordo com [11], a estabilidade de um sistema elétrico depende das condições iniciais do sistema e da severidade da perturbação. Os estudos referentes à estabilidade podem ser divididos em classes e subclasses, conforme mostra a figura 9.

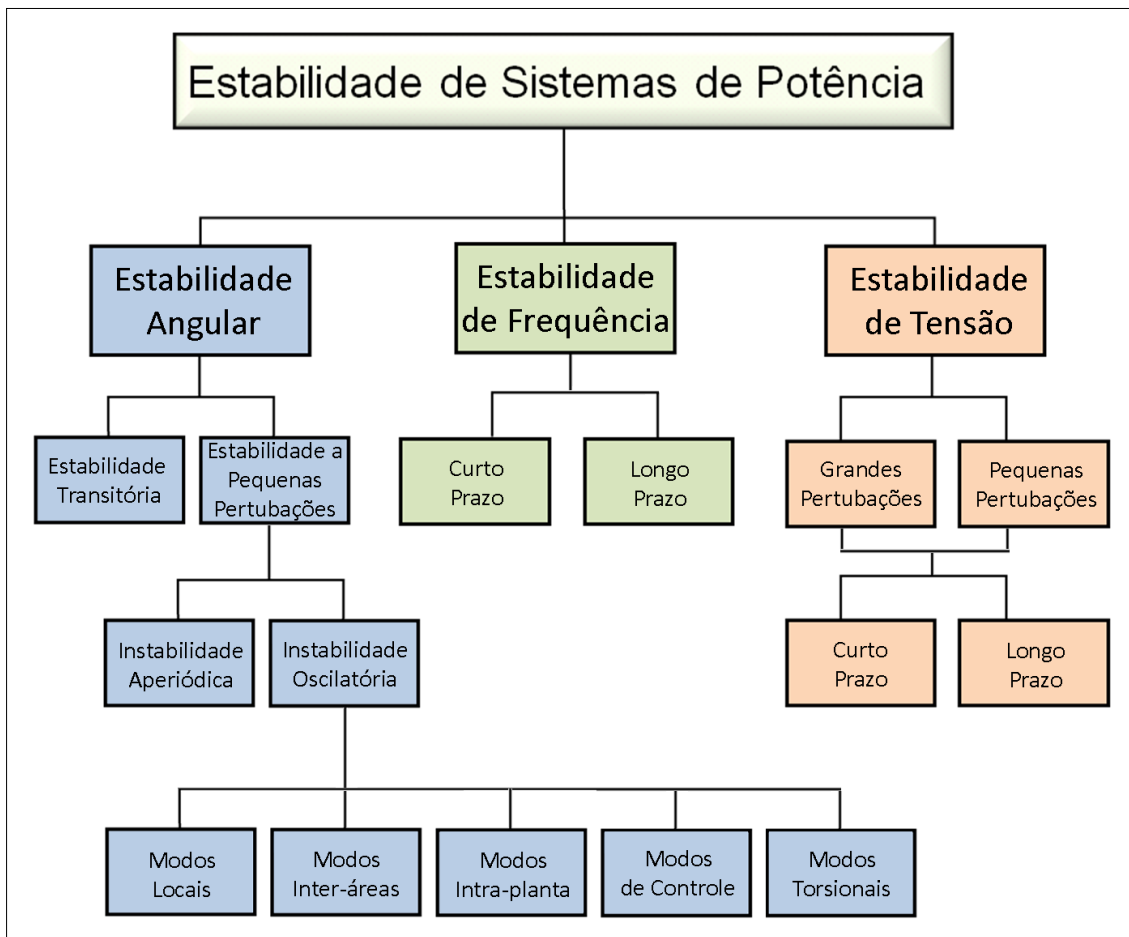


Figura 9 - Classificação dos estudos de Estabilidade em Sistemas de Potência

Segundo [12], devem ser considerados nos estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência os efeitos de diversos equipamentos como: geradores e seus dispositivos de controle e proteção, linhas de transmissão e seus elementos de

compensação, proteção e controle, transformadores e seus respectivos controles de tape, e os tipos e características das cargas. São várias as perturbações que podem ocorrer nos sistemas de potência e os estudos de estabilidade são geralmente classificados de acordo com a natureza dessas perturbações, como foi mostrado o esquema da figura 9.

Os estudos que serão realizados nesta dissertação terão como foco a Estabilidade Angular do sistema frente a pequenas e grandes perturbações. O objetivo é avaliar o comportamento dinâmico dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas frente a diversas perturbações, quando inserimos um *POD (Power Oscillation Damping)* no conversor do lado do rotor das unidades Eólicas do tipo *DFIG*, visando melhorar o amortecimento das oscilações dos modos eletromecânicos do sistema.

2.1.-) ESTABILIDADE ANGULAR

Os estudos de estabilidade angular avaliam a habilidade do sistema elétrico de potência em manter suas unidades geradoras operando em sincronismo após a ocorrência de alguma perturbação. Para haver sincronismo é necessário existir o equilíbrio entre os torques mecânico e elétrico de cada máquina. Quando o SEP está operando em regime permanente, existe esse equilíbrio entre torque mecânico motriz e o torque de carga elétrica em cada máquina, fazendo com que a velocidade do rotor permaneça constante. Quando ocorre uma perturbação no sistema, esse equilíbrio é desfeito, acarretando em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas.

A natureza desse estudo considera os efeitos das oscilações eletromecânicas inerentes ao sistema, pois analisam o comportamento existente entre as potências fornecidas pelos geradores e os deslocamentos angulares de seus rotores. As análises desta classe de estudos de estabilidade são estabelecidas, normalmente, através de dois tipos distintos de estudos: estabilidade angular transitória e estabilidade a pequenas perturbações. Estes dois tipos de estudo podem ser tratados como subclasses do problema de estabilidade angular do rotor. A seguir será mostrado um pouco mais de detalhes sobre cada uma dessas subclasses.

2.1.1-) ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

É a habilidade do sistema de potência em manter o sincronismo de suas unidades geradoras após sofrer uma grande perturbação, como por exemplo: curtos-circuitos e/ou desligamentos de elementos importantes, perdas de grandes blocos de carga e/ou geração. A natureza da resposta do sistema envolve grandes excursões nos ângulos dos rotores dos geradores, fluxos de potência, valores das tensões, dentre outras variáveis. A estabilidade transitória é influenciada pelas características não lineares dos SEP e depende tanto do ponto de operação do sistema quanto da natureza e gravidade da perturbação aplicada. Os estudos de estabilidade transitória são analisados em um período de tempo de 5 a 20 segundos após a ocorrência do impacto.

De acordo com [11], um exemplo de estabilidade transitória é mostrado na figura 10, sendo uma situação estável e duas instáveis. O caso 1 é considerado estável, pois o ângulo do rotor aumenta até um valor máximo e depois a amplitude da oscilação reduz com o passar do tempo. O caso 2 é caracterizado por uma instabilidade de primeiro *swing*, pois o ângulo do rotor aumenta de forma constante até que seja perdido o sincronismo, pois há falta de torque de sincronismo. No caso 3 o sistema é estável para o primeiro *swing* e depois acaba se tornando instável. Essa instabilidade é geralmente provocada pela existência de um modo de oscilação instável associado a algum elemento de controle. Os reguladores de tensão rápidos com altos ganhos prejudicam o amortecimento dos modos inerente das máquinas, podendo ocorrer instabilidade nas oscilações subsequentes ao primeiro *swing*. Uma maneira de melhorar essa situação é a instalação de sinais estabilizadores (*PSS*) nos reguladores de tensão.

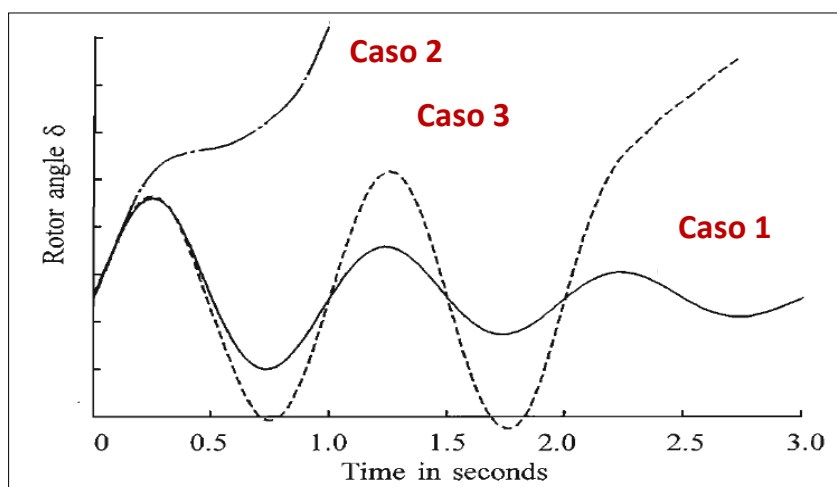


Figura 10 - Exemplo de um caso relacionado com Estabilidade Transitória (Adaptado de [11])

2.1.2-) ESTABILIDADE A PEQUENAS PERTURBAÇÕES

É a habilidade do sistema de potência de manter o sincronismo após sofrer uma pequena perturbação, como: pequenas variações de geração, carga ou *set point* dos seus sistemas de controle. No estudo da estabilidade a pequenas perturbações é feita a linearização do sistema em torno de um ponto de operação estável, permitindo assim a utilização de técnicas de controle linear e uma análise modal do mesmo para verificar a características dos modos no sistema elétrico.

Normalmente, a instabilidade a pequenas perturbações aparece devido ao amortecimento insuficiente das oscilações. A figura 11 mostra um exemplo real de instabilidade a pequenas perturbações que aconteceu em 1996 no Oeste dos EUA (WSCC), onde foram registradas oscilações mal amortecidas com uma frequência aproximadamente de 0,23 Hz, provocando assim uma interrupção de energia elétrica para 7,5 milhões de pessoas, cerca de 30,5 GW da carga [13].

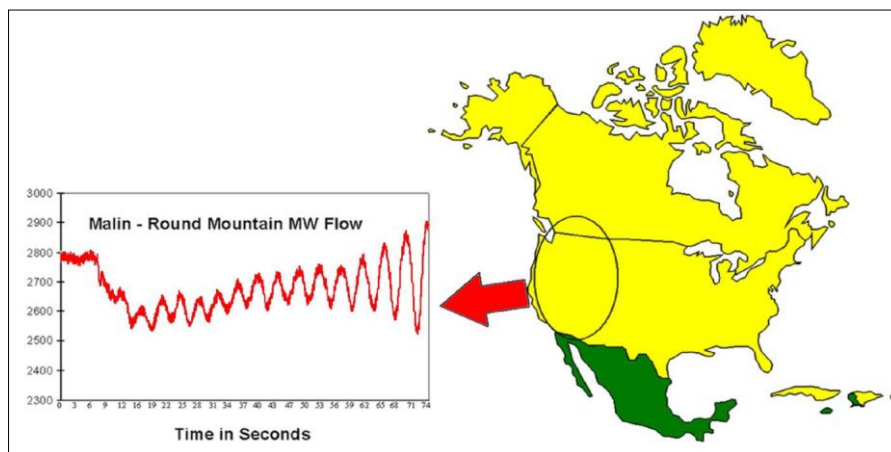


Figura 11 - Exemplo real relacionado a estudos de Estabilidade a Pequenas Perturbações [13]

Após a ocorrência de uma pequena perturbação no SEP, a mudança do torque elétrico de uma máquina síncrona pode ser decomposta em duas componentes [11]:

$$\Delta T_e = K_S \Delta \delta + K_D \Delta \omega \quad (2.1)$$

onde $K_S \Delta \delta$ é a componente da variação do torque em fase com a perturbação do ângulo do rotor $\Delta \delta$ e é definida como componente de torque sincronizante; a parcela K_S é o coeficiente de torque sincronizante. Já a parcela $K_D \Delta \omega$ é a componente da variação do torque em fase com a perturbação da velocidade $\Delta \omega$ e é referida como componente de torque de amortecimento; a parcela K_D é o coeficiente de torque de amortecimento.

A estabilidade do sistema depende da existência dessas duas componentes de torque, para cada máquina síncrona, pois a insuficiência do torque de sincronismo resulta numa instabilidade aperiódica do ângulo do rotor e a insuficiência do torque de amortecimento resulta numa instabilidade oscilatória do ângulo do rotor. As figuras 12 e 13 mostram a natureza do fenômeno de instabilidade relacionada aos torques de sincronismo e de amortecimento.

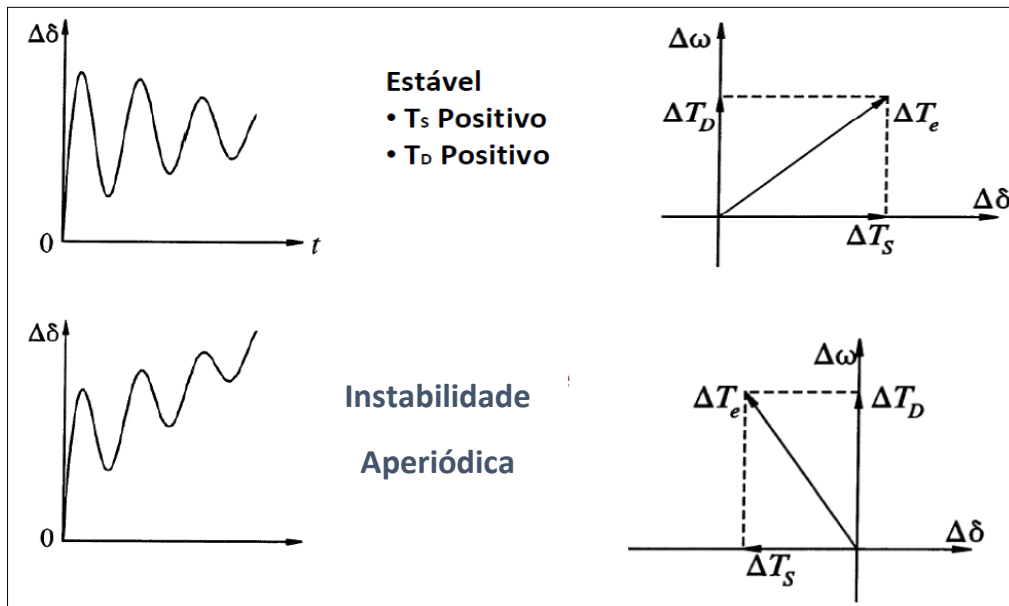


Figura 12 - Exemplos de condição estável e instabilidade aperiódica no ângulo do rotor (Adaptado de [11])

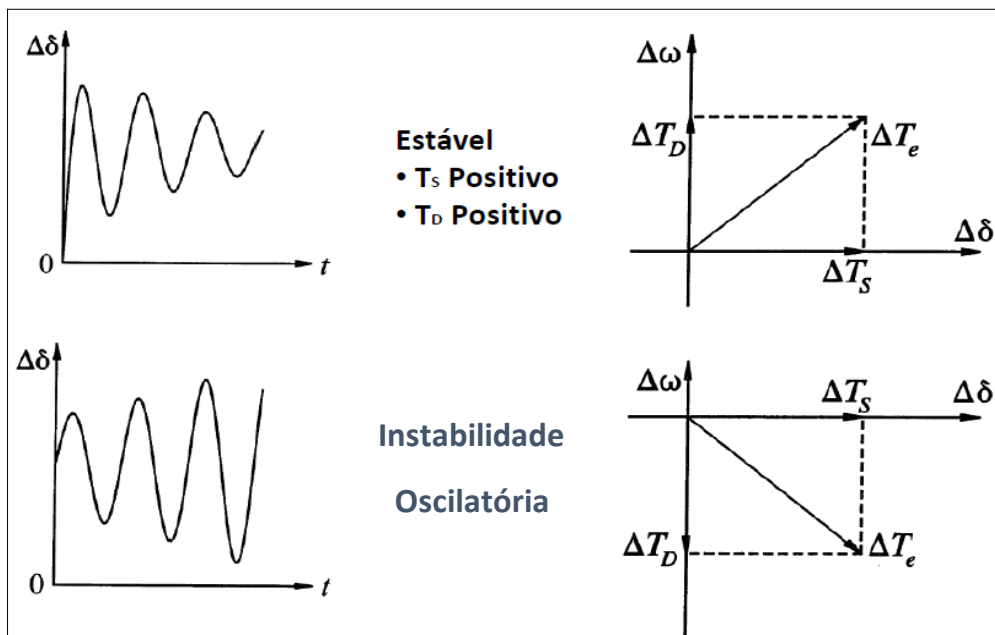


Figura 13 - Exemplos de condição estável e instabilidade oscilatória no ângulo do rotor (Adaptado de [11])

Diversos fatores contribuem para a natureza da resposta do SEP devido a uma pequena perturbação, como: a condição inicial do sistema, o sistema de transmissão e o tipo dos sistemas de excitação utilizados. De acordo com [11], para um gerador sem sistema de excitação e conectado radialmente a um grande sistema de potência, a instabilidade aperiódica acontece devido à insuficiência de torque de sincronismo, como mostrado na figura 12. Em geral as unidades geradoras do sistema possuem sistemas de excitação, assim a perda de sincronismo oscilatória é devido à insuficiência de torque de amortecimento, como mostrado na figura 13.

Os primeiros sistemas elétricos que surgiram no final do século passado eram isolados e seus geradores possuíam reguladores de tensão relativamente lentos e excitatrizes girantes. Com isso, os estudos de estabilidade nesses sistemas eram feitos com o modelo clássico dos geradores, sendo uma fonte de tensão de magnitude constante sendo conectada a rede através de impedâncias constantes e tinham como objetivo a análise da estabilidade transitória de primeira oscilação dos rotores após uma grande perturbação no sistema [14]. Com o passar das décadas, os países tiveram um grande crescimento econômico e industrial, e com isso houve uma crescente necessidade de expansão dos SEP. Devido a essa crescente evolução, os sistemas elétricos começaram a utilizar reguladores de tensão com constante de tempo pequena e ganhos elevados, para ajudarem os geradores a manterem o sincronismo com o sistema após um curto-circuito na rede, por exemplo. Porém, verificou-se que reguladores de tensão com ganhos elevados tendiam a diminuir o amortecimento das oscilações [15].

As oscilações eletromecânicas são um fenômeno intrínseco aos sistemas elétricos de potência, porém devem ser bem amortecidas. Para uma operação segura e confiável do SEP, as amplitudes dessas oscilações devem diminuir com o tempo e com uma taxa satisfatória. Uma das soluções mais eficientes e baratas para amortecer oscilações eletromecânicas é o emprego de Estabilizadores de Sistemas de Potência (*PSS*) adicionados ao sistema de excitação das máquinas síncronas, maiores detalhes serão mostrados nos próximos itens. Quando essas oscilações são mal amortecidas podem acarretar problemas operacionais, tais como: limitação da capacidade de intercâmbio de potência entre áreas e a perda de sincronismo das unidades geradoras. As oscilações eletromecânicas ocorrem normalmente na faixa de frequência entre 0,1 a 3 Hz. A figura 14 mostra uma visão sistêmica dos modos quanto às oscilações que lhes estão associadas.

- ✓ **Modos locais** - são associados às oscilações entre as unidades geradoras e o resto do sistema. Neste caso as máquinas de uma usina de geração oscilam contra o resto do sistema. As frequências naturais dos modos locais ficam em geral na faixa de 0,7 a 2 Hz;
- ✓ **Modos intra-planta** - São associados às oscilações entre as unidades geradoras de uma mesma usina. As frequências naturais desses modos ficam em geral na faixa de 2 a 3 Hz [16].
- ✓ **Modos inter-áreas** - são associados às oscilações entre grupos de geradores pertencentes a áreas distintas, ou seja, um grupo de geradores do sistema oscila contra outro grupo de geradores em outra parte do sistema. As frequências naturais dos modos inter-áreas ficam em geral na faixa de 0,1 a 0,7 Hz;
- ✓ **Modos de controle** - são associados às oscilações causadas por ajuste inadequado dos controles, tais como: sistema de excitação, reguladores de velocidade, compensadores estáticos, conversores HVDC;
- ✓ **Modos torsionais** - são associados às interações dinâmicas dos componentes rotacionais nos eixos do conjunto turbina-gerador e se encontram em frequências na faixa de 10 a 46 Hz [17].

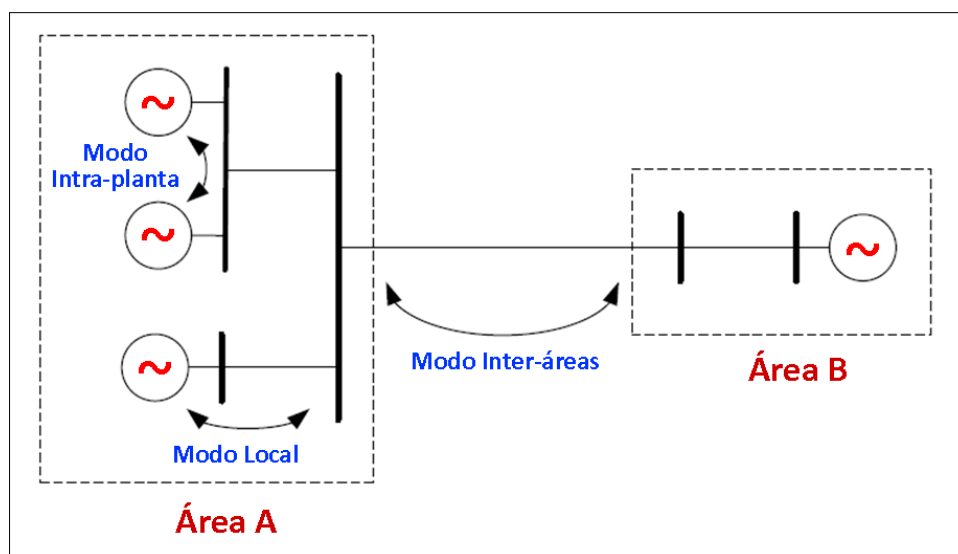


Figura 14 - Alguns tipos de Modos de Oscilação existentes no Sistema Elétrico

2.2-) ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA

É a habilidade de um sistema de potência em manter a frequência em valores de equilíbrio após sofrer uma perturbação que resulte em um significativo desequilíbrio entre a geração e a carga, como por exemplo: a perda de um grande gerador ou de uma linha de transmissão de uma interligação importante. Quando é observada uma variação significativa no valor da frequência, os controles e proteções do sistema deverão atuar para restabelecer o equilíbrio entre a carga e a geração, removendo algumas unidades geradoras ou cortes de grandes blocos de carga caso seja necessário.

A figura 15 mostra que no dia 10/02/2010 ocorreu uma perturbação no Sistema Interligado Nacional, ocasionando a abertura das interligações: Norte/Nordeste, Sudeste/Nordeste e Norte/Sudeste, gerando assim um problema de estabilidade de frequência [18]. Após a abertura das interligações o SIN passou a operar com três áreas isoladas. Dessa forma aconteceram duas situações opostas, onde houve uma sobrefrequência com valor de 71,65 Hz na região Norte, resultante do excesso de energia na região, e também uma subfrequência com valor de 56,35 Hz na região Nordeste, devido ao déficit de energia elétrica na região.

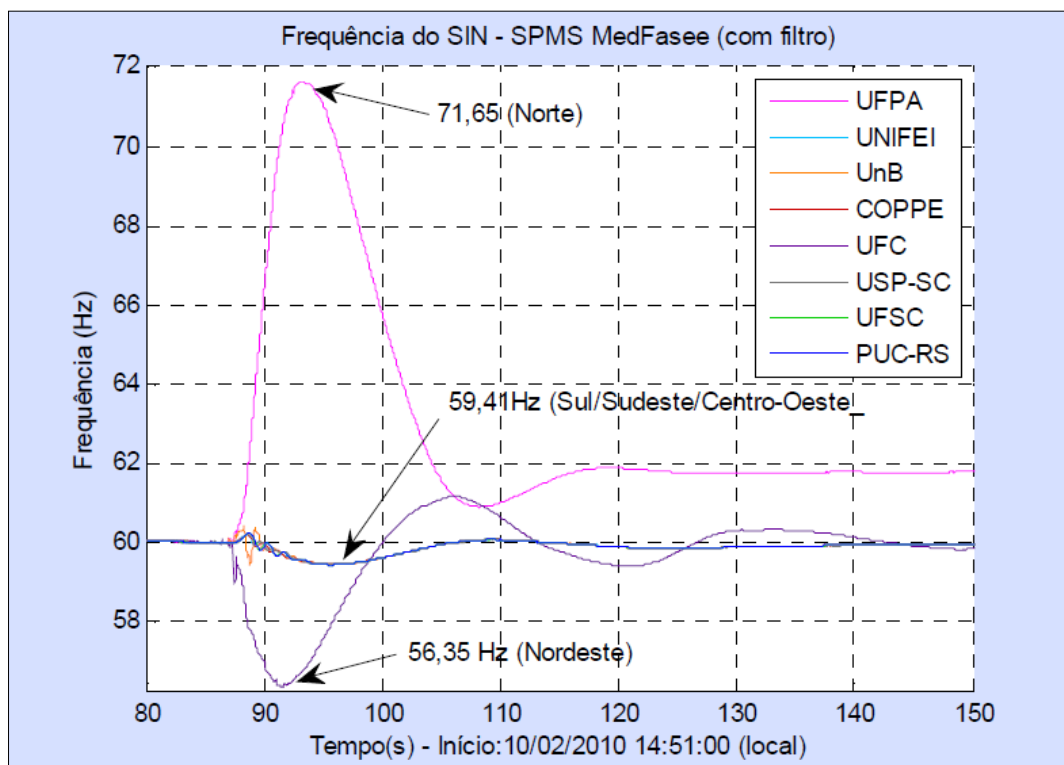


Figura 15 - Situação real relacionado à Estabilidade de Frequência ocorrida no SIN [18]

2.3.- ESTABILIDADE DE TENSÃO

Os estudos de estabilidade de tensão se referem à habilidade do sistema elétrico de potência em manter um perfil de tensões adequado em todos os seus barramentos, tanto em condições normais, como em situações de distúrbio. A estabilidade de tensão está usualmente relacionada ao fluxo de potência reativa na rede, ao comportamento das cargas em face das variações de tensão, à ação de dispositivos automáticos de controle de tensão, limitação de sobre excitação dos geradores, dentre outros fatores. A figura 16 mostra um exemplo real do fenômeno de colapso de tensão de longa duração (6-7 minutos) que ocorreu no dia 12 de Janeiro de 1987 no Oeste da França [19].

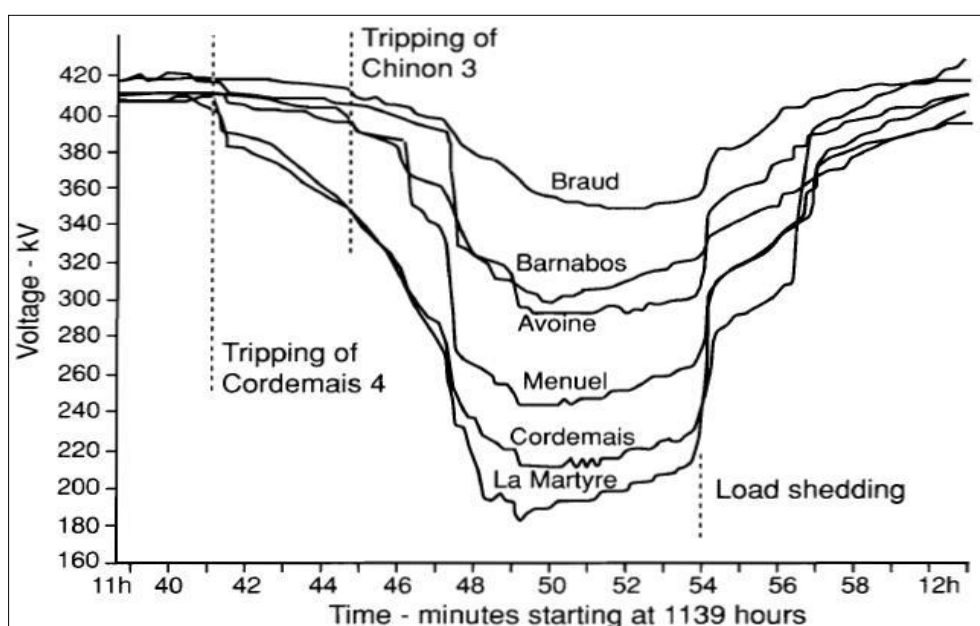


Figura 16 - Exemplo real relacionado a estudos de Estabilidade de Tensão [19]

2.3.1-) ESTABILIDADE DE TENSÃO A GRANDES PERTURBAÇÕES:

Este tipo de estudo avalia a habilidade do sistema de potência de controlar as tensões de seus barramentos após a ocorrência de uma grande perturbação, como desligamento de elementos importantes, curtos-circuitos em linhas de transmissão, alteração rápida e substancial no equilíbrio carga/geração, por exemplo.

2.3.2-) ESTABILIDADE DE TENSÃO A PEQUENAS PERTURBAÇÕES:

Este tipo de estudo avalia a habilidade do sistema de potência em manter um perfil adequado de tensões após ter sido submetido a um pequeno impacto, como uma variação normal de carga, por exemplo.

2.4-) FORMAS DE MELHORAR O AMORTECIMENTO DAS OSCILAÇÕES ELETROMECCÂNICAS UTILIZANDO ESTABILIZADORES

Devido ao aparecimento das oscilações de baixa frequência nos geradores síncronos, os estudos relacionados à estabilidade para pequenas perturbações ganharam um grande destaque, pois houve a necessidade de encontrar formas de melhorar e aumentar o amortecimento das oscilações do sistema. Como citado anteriormente, a forma mais simples e barata de se atingir esse objetivo é através da instalação de sinais adicionais via estabilizadores de sistemas de potência (*PSS*). Nos próximos itens serão apresentados de forma geral alguns exemplos da aplicação desses sinais estabilizadores em máquinas síncronas, aerogeradores do tipo *DFIG* e em equipamentos *FACTS*.

2.4.1-) PSS INSTALADOS EM MÁQUINAS SÍNCRONAS

Os estabilizadores de sistemas de potência (*PSS - Power Systems Stabilizers*) têm sido largamente utilizados ao longo das últimas décadas e sua função básica é introduzir uma componente adicional de torque de amortecimento que irá atenuar as oscilações do rotor através da modulação da tensão de referência do sistema de excitação do gerador. Com isso um sinal adicional é inserido na referência do regulador de tensão de maneira a gerar uma componente de torque elétrico em fase com o desvio de velocidade do rotor $\Delta\omega$, contribuindo assim com o aumento da componente de torque elétrico de amortecimento ΔT_{ED} . A figura 17 mostra o diagrama de blocos do modelo de um *PSS* convencional baseado na velocidade ω .

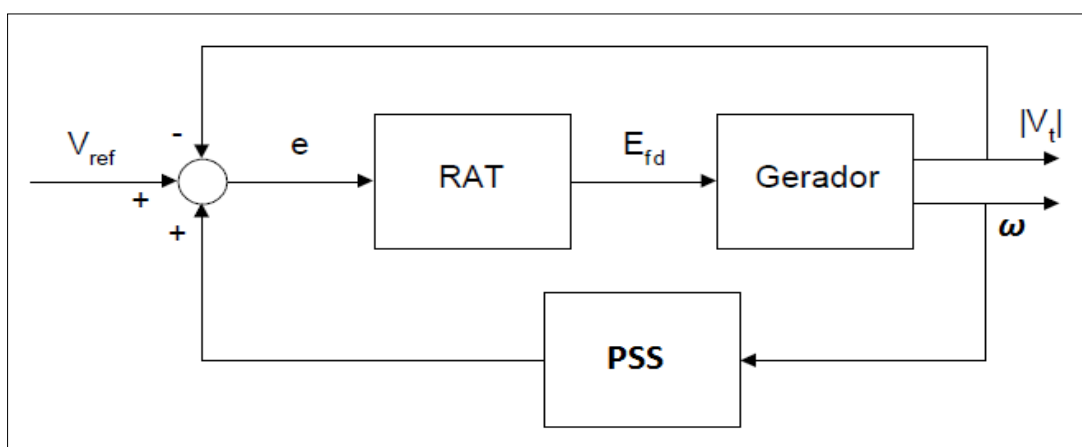


Figura 17 - Diagrama de blocos ilustrando a presença de um *PSS* (Adaptado de [20])

Para garantir um amortecimento adequado, o *PSS* deve prover um avanço de fase nas frequências de interesse a fim de compensar o atraso entre a excitação do campo e o torque elétrico introduzido pela ação do *PSS* [21], sem causar novas oscilações. Os modelos dos estabilizadores podem ser mais ou menos complexos, porém uma configuração típica de um estabilizador é mostrada na figura 18.

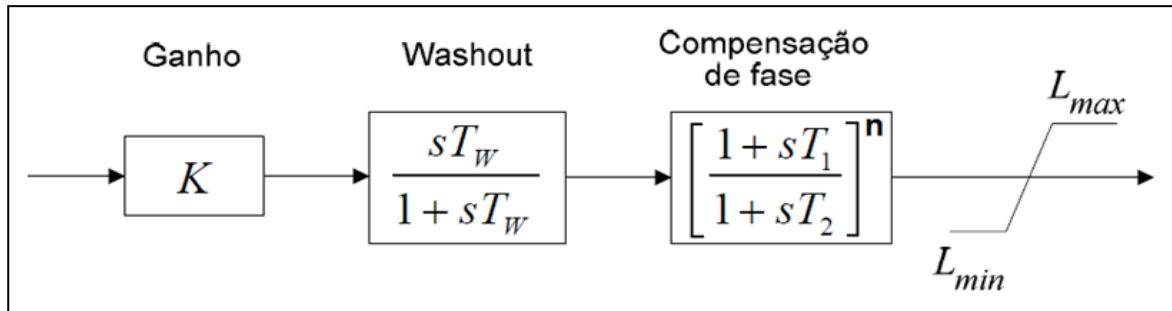


Figura 18 - Esquema básico de um PSS

A seguir será mostrada uma breve descrição de cada bloco que compõe a estrutura do *PSS* mostrado na figura 18.

- ✓ **GANHO:** determina a amplitude do amortecimento introduzido pelo *PSS*. Idealmente, o ganho do estabilizador deveria ser ajustado para fornecer o maior amortecimento possível, porém na prática seu valor é limitado por caso de uma possível amplificação de ruídos, por exemplo.
- ✓ **WASHOUT:** é um filtro passa-alta que permite que o *PSS* seja sensível somente às variações da velocidade. Sem este filtro, mudanças no nível de regime permanente da velocidade modificariam a tensão terminal do gerador.
- ✓ **LEAD-LAG:** este bloco fornece a característica de avanço de fase necessária para compensar o atraso de fase entre a entrada do sistema de excitação e o torque elétrico introduzido pelo *PSS*.
- ✓ **LIMITADOR:** atua diretamente no sinal de saída do estabilizador de forma a mantê-lo em níveis adequados durante transitórios.

3. DESAFIOS PARA O AUMENTO DO GRAU DE EXPANSÃO EÓLICA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

Devido à grande quantidade de conexões de energia eólica no SIN previstas para os próximos anos, uma revisão/atualização detalhada nos Procedimentos de Rede deverão ser feitas pelo ONS, para incluir os novos requisitos técnicos que as novas tecnologias de geração eólica dispõem. Sendo assim, as tecnologias de controle disponíveis nos aerogeradores *DFIG* e *Full-Converter* devem ser exploradas ao máximo, para permitir a operação segura do sistema com alto grau de expansão eólica. Um planejamento criterioso da expansão da rede elétrica deve ser feito de forma a permitir a conexão segura de uma grande quantidade de parques eólicos em áreas do sistema com baixo nível de curto-circuito e inércia. Outro ponto que merece destaque para o ONS é a melhoria nos modelos de previsão de vento é necessária para se tornar a geração eólica mais previsível e, portanto, tornar o cálculo da reserva de potência mais precisa. Isso irá impactar diretamente na redução dos custos de operação.

3.1. REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA CONEXÃO DE GERADORES EÓLICOS NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

O procedimento de rede do ONS descreve no item 8, submódulo 3.6 os requisitos mínimos necessários para a conexão de centrais eólicas na rede básica. Antes deve-se verificar qual a modalidade de operação da usina (Tipo I, Tipo II ou Tipo III) e também em qual sistema se conectará (Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão – DIT ou Rede de Distribuição). Com essas informações é possível identificar quais requisitos técnicos e indicadores de desempenho deverá atender. Existem vários estudos elétricos que podem ser desenvolvidos para a conexão de novas instalações no SIN, tais como:

- | | |
|------------------------------------|------------------------------------|
| (a) fluxo de potência; | (f) segurança de tensão; |
| (b) fluxo de potência ótimo; | (g) recomposição do sistema; |
| (c) curto-circuito; | (h) qualidade de energia elétrica; |
| (d) estabilidade eletromecânica; | (i) confiabilidade; |
| (e) transitórios eletromagnéticos; | (j) reserva de potência operativa |

Vale destacar que as simulações desse artigo terão como foco os estudos envolvendo a estabilidade eletromecânica do sistema, pois esse assunto ainda é bem recente considerando a participação de parques eólicos na rede elétrica. Devido ao grande número de conexões de parques eólicos nos sistemas elétricos de potência com unidades eólicas do tipo *DFIG* (*Doubly Fed Induction Generator*), as mesmas podem apresentar uma resposta transitória caracterizada por oscilações torcionais de baixa frequência no intervalo de 1,44 a 4,55 Hz [22], devido à flexibilidade do eixo que interliga a turbina ao rotor do gerador. De acordo com [23], as oscilações torcionais se transformam em oscilações de potência e tensão na saída do gerador. As dinâmicas torcionais podem ser originadas por perturbações na velocidade do vento, como por exemplo, rajadas e turbulências, além de eventos ocorridos no sistema, como: curto-circuito, contingências em linhas de transmissão, aumento de carga, dentre outras. Os requisitos técnicos gerais para conexão de geradores eólicos no SIN estão mostrados na tabela abaixo.

Tabela 1 - Requisitos técnicos para conexão ao SIN [24]

DESCRIÇÃO	REQUISITO TÉCNICO MÍNIMO	BENEFÍCIO
1. Operação em regime de frequência não nominal	(a) Operação entre 56,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos. (b) Operação abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos. (c) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobre frequência temporizados. (d) Operação acima de 61,5 Hz por até 10 segundos (1).	Evitar o desligamento dos geradores quando de déficit de geração, antes que o esquema de alívio de carga atue completamente ou em condições de sobrefrequência controláveis.
2. Geração/absorção de reativos	No ponto de conexão, a central geradora eólica deve propiciar os recursos necessários para, em potência ativa nominal (2) e quando solicitado pelo ONS, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo dentro da faixa especificada abaixo: (a) mínimo de 0,95 capacitivo; (b) mínimo de 0,95 indutivo.	Participação efetiva no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão.
3. Operação em regime de tensão não nominal	No ponto de conexão da central geradora: (a) Operação entre 0,90 e 1,10 p.u. da tensão nominal sem atuação dos relés de subtensão e sobretensão temporizados. (b) Operação entre 0,85 e 0,90 p.u. da tensão nominal por até 5 segundos	Evitar o desligamento da usina quando há variações de tensão no sistema.
4. Participação em SEP	Possibilidade de desconexão automática ou de redução de geração mediante controle de passo e/ou de stall das pás.	Minimizar consequências de perturbações no sistema, incluindo sobrefrequência no caso de ilhamento.
5. Potência ativa de saída	Para tensões no ponto de conexão entre 0,90 e 1,10 pu, para a central geradora eólica não será admitida redução na sua potência de saída, na faixa de frequências entre 58,5 e 60,0 Hz. Para frequências na faixa entre 57 e 58,5 Hz é admitida redução na potência de saída de até 10%. Esses requisitos aplicam-se em condições de operação de regime permanente, quase estáticas (3).	Garantir a disponibilidade de potência das centrais de geração eólica em situações de subfrequência de modo a evitar/minimizar os cortes de carga por atuação do ERAC.

3.2. ANÁLISE DE VIABILIDADE NA CONSTRUÇÃO DE PARQUE EÓLICO

Antes da instalação de um parque Eólico, assim como para todo empreendimento de grande porte, toma-se uma série de decisões na alocação de recursos humanos, materiais e financeiros de modo a não prejudicar o desenvolvimento do mesmo. Assim, uma empresa exerce apenas um poder de seleção dentre aqueles aptos a exercerem as funções, que se dividem em 3 grupos principais: Obras Civis e Transporte, Instalação do Maquinário e Comissionamento; Operação e Manutenção.

O critério de escolha na administração dos Recursos Financeiros, que servem para dar suporte ao investimento, deve ser a Análise de Viabilidade Econômica. Para tal, devem-se utilizar métodos e critérios específicos da Análise de Projetos de Investimentos, utilizados na área de engenharia econômica, os quais demonstram com clareza os retornos sobre os investimentos, possibilitando melhor escolha, otimizando os recursos. Existem conceitos, metodologias e ferramentas que podem ser aplicados na avaliação de projetos.

As simulações para achar os valores de VPL (valor presente líquido) e TIR (taxa interna de retorno) serão feitas tomando como base uma instalação de um parque eólico no Estado do Ceará, com 52 MW médios de potência instalada, contrato de 20 anos de fornecimento de energia, taxa mínima de atratividade de 17 % ao ano e investimento de R\$ 210.000.000,00. A tabela 2 mostra os resultados encontrados para esse simples exemplo, considerando que o fluxo financeiro desse projeto será 0% de financiado.

Tabela 2 - Fluxo financeiro do projeto (20 anos de contrato) e VPL e TIR

Dados								Investimento – R\$ 210.000.000,00		IR - 15%	CSLL - 8%	PIS/COFINS - 9,25%	
								Valores em R\$					
Ano Faturamento	PIS/COFINS	Custo Operação/ Manutenção	Depreciação	Lucro Antes do IR	Contribuição Social	IR	Lucro Líquido	Ano	Lucro Líquido Após IR	Depreciação	Pagamento Financiamento	Fluxo Caixa	Fluxo Cx Acumulado
01	48.614.189,40	4.496.812,52	2.664.800,00	10.500.000,00	30.952.576,88	2.476.206,15	4.271.455,61	24.204.915,12	24.204.915,12	10.500.000,00	-	34.704.915,12	34.704.915,12
02	48.614.189,40	4.496.812,52	2.664.800,00	10.500.000,00	30.952.576,88	2.476.206,15	4.271.455,61	24.204.915,12	24.204.915,12	10.500.000,00	-	34.704.915,12	69.409.830,24
03	48.614.189,40	4.496.812,52	2.664.800,00	10.500.000,00	30.952.576,88	2.476.206,15	4.271.455,61	24.204.915,12	24.204.915,12	10.500.000,00	-	34.704.915,12	104.114.745,36
04	48.614.189,40	4.496.812,52	2.664.800,00	10.500.000,00	30.952.576,88	2.476.206,15	4.271.455,61	24.204.915,12	24.204.915,12	10.500.000,00	-	34.704.915,12	138.819.660,48
05	48.614.189,40	4.496.812,52	2.664.800,00	10.500.000,00	30.952.576,88	2.476.206,15	4.271.455,61	24.204.915,12	24.204.915,12	10.500.000,00	-	34.704.915,12	173.524.575,60
06	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	207.603.890,72
07	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	241.683.205,84
08	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	275.762.520,96
09	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	309.841.836,08
10	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	343.921.151,21
11	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	378.000.466,33
12	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	412.079.781,45
13	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	446.159.096,57
14	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	480.238.411,69
15	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	514.317.726,81
16	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	548.397.041,93
17	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	582.476.357,05
18	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	616.555.672,17
19	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	650.634.987,29
20	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	684.714.302,41
Total	972.283.788,00	89.936.250,39	65.296.000,00	210.000.000,00	607.051.537,61	48.564.123,01	83.773.112,19	474.714.302,41					
												VPL	(R\$ 13.718.816,92)
												TIR	15,47%

4. FUNDAMENTOS TEÓRICOS, CARACTERÍSTICAS E MODELAGEM DO AEROGERADOR DFIG

Os aerogeradores são equipamentos que produzem energia elétrica, a partir da energia cinética do vento. Quando a energia cinética do vento entra em contato com as pás da turbina, a mesma acaba se movimentando e produz energia mecânica que será transmitida para o gerador através do acoplamento existente entre a turbina e gerador e por fim será transformada em energia elétrica através da conversão eletromagnética. Os principais componentes que compõem uma turbina eólica de eixo horizontal serão mencionados a seguir de acordo com a disposição mostrada na figura 19.

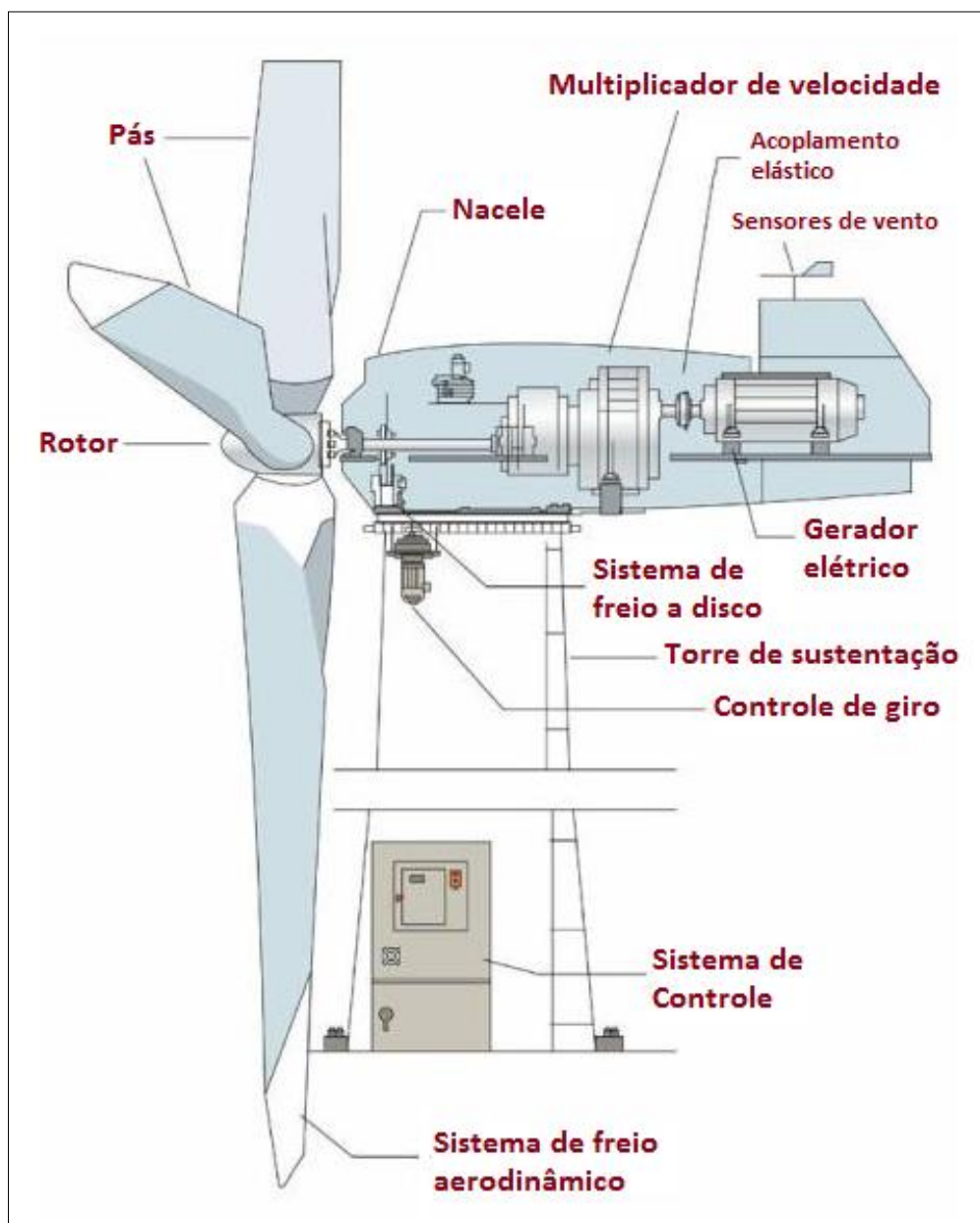


Figura 19 - Principais partes de uma Turbina Eólica

4.1 CARACTERÍSTICAS DOS AEROGERADORES

Os aerogeradores podem ser classificados de acordo com sua velocidade de operação, sendo basicamente de dois tipos: geradores eólicos de velocidade fixa e velocidade variável. A seguir serão mostradas algumas características do aerogerador de velocidade variável (aerogerador de indução duplamente alimentado - *DFIG*). Vale destacar que esse gerador eólico do tipo *DFIG* será utilizado nas simulações.

4.2 AEROGERADORES DE VELOCIDADE VARIÁVEL

Os aerogeradores de velocidade variável desacoplam a frequência da rede da frequência do rotor a partir da utilização de conversores estáticos de eletrônica de potência entre a turbina e a rede elétrica, com isso permite uma maior extração da energia do vento devido à sua maior capacidade de controle. Os principais aerogeradores dessa categoria são: o gerador de indução duplamente excitado (*DFIG*) e o gerador síncrono conectado à rede através de conversor (*SGFC*).

4.2.1 *DFIG* - GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

O aerogerador *DFIG* (*doubly fed induction generator*) é uma máquina assíncrona trifásica com rotor bobinado, cujo estator se encontra conectado diretamente a rede elétrica enquanto o rotor é conectado a rede através de dois conversores do tipo AC-DC-AC (sendo um do lado do rotor e outro do lado da rede), conforme mostra a figura 20. O conversor do lado do rotor tem como objetivo controlar a potência ativa e reativa do estator, enquanto o conversor do lado da rede controla a tensão do *link CC* de forma a permanecer constante. Nos últimos anos, o aerogerador *DFIG* passou a ser bastante utilizado, pois devido ao crescente desenvolvimento dos dispositivos de eletrônica de potência e das técnicas de controle vetorial (controle desacoplado das potências ativa e reativa), o *DFIG* consegue gerar potência elétrica constante com velocidade de rotação variável. Existem diversas vantagens para utilização do *DFIG*, por exemplo: uma extração maximizada da energia dos ventos e custos reduzidos dos conversores, pois a potência que passa pelos conversores varia de 25-30% da potência nominal do gerador. Os conversores AC-DC-AC são do tipo *back-to-back* e normalmente são constituídos por transistores do tipo *IGBT* (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), que permitem a troca bidirecional de potência ativa entre o rotor e a rede elétrica.

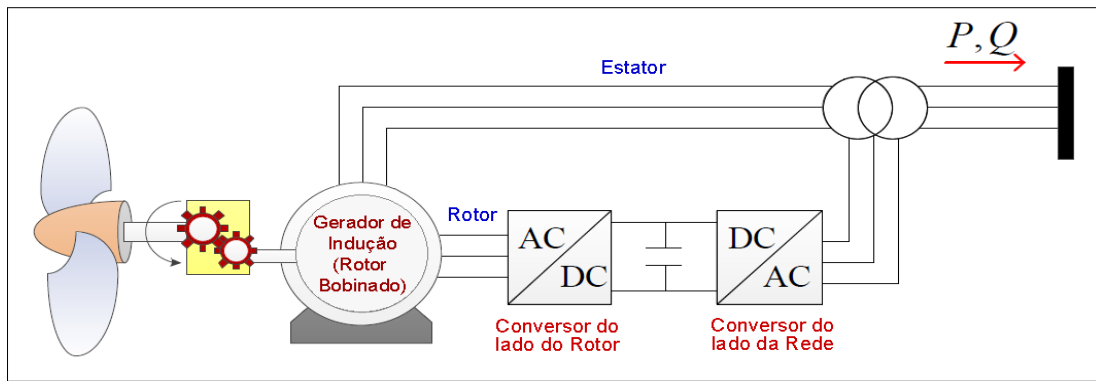


Figura 20 - Esquema do Aerogerador de velocidade variável *DFIG*

De acordo com a figura 21, além do aerogerador *DFIG* trabalhar em velocidade síncrona, outras duas regiões de operação são possíveis para fornecer ou absorver potência ativa ao sistema elétrico:

- **Sub-síncrona:** o sentido do fluxo da potência será da rede para o rotor, pois a velocidade do rotor da máquina é menor que a velocidade síncrona da rede, com escorregamento positivo ($s > 0$). Assim, temos o rotor absorvendo potência da rede ($P_{rotor} < 0$) e o estator está fornecendo para rede.
- **Super-síncrona:** o sentido do fluxo da potência será do rotor para rede, pois a velocidade do rotor da máquina é maior que a velocidade síncrona da rede, com escorregamento negativo ($s < 0$). Assim, a potência será fornecida à rede simultaneamente pelo rotor ($P_{rotor} > 0$) através dos conversores e pelo estator.

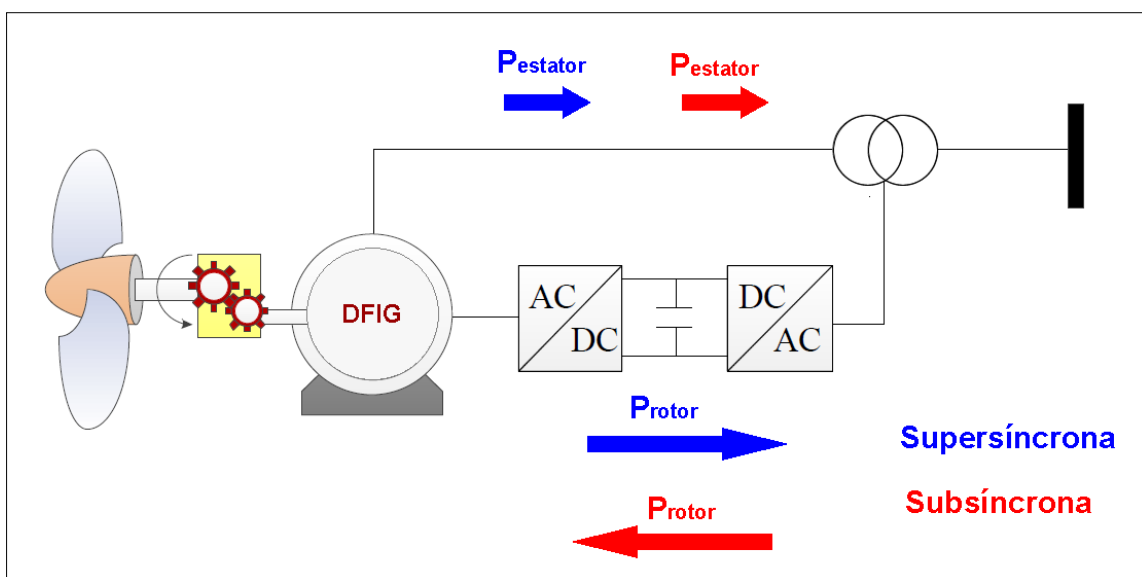


Figura 21 - Modos de operação do Aerogerador *DFIG*

Quando desprezamos as perdas e considerando o gerador operando em regime permanente, podemos escrever que a potência total gerada e entregue à rede pelo aerogerador *DFIG* é dada pela seguinte expressão:

$$P_{t(DFIG)} = P_e + P_r \quad (4.1)$$

onde P_t é a potência elétrica total, P_e é a potência elétrica do estator e P_r a potência elétrica do rotor. Desconsiderando as perdas, podemos relacionar as potências do rotor e mecânica da turbina, através das seguintes expressões:

$$P_{rotor} = -sP_e \quad (4.2)$$

$$P_{mecânica} = P_e(1 - s) \quad (4.3)$$

4.3.-) POTÊNCIA DO VENTO

A energia disponível para as turbinas eólicas é a energia cinética, pois está associada a um fluxo de ar movendo-se a uma determinada velocidade v , perpendicular à secção transversal de um cilindro, conforme mostra a figura 22.

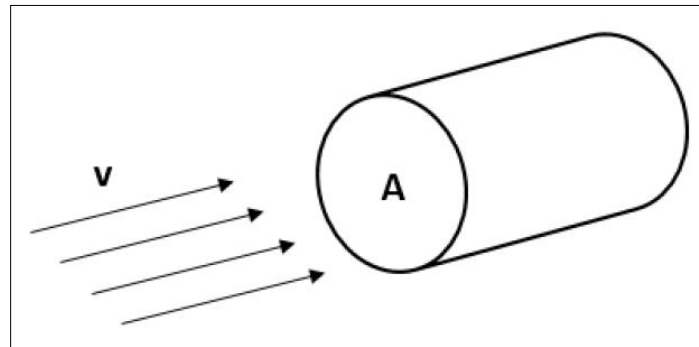


Figura 22 - Fluxo de ar através de uma área transversal

Considerando que toda massa de ar m passa pelo cilindro, podemos calcular a energia cinética através da expressão:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (4.4)$$

Onde E_c é a energia cinética (Joules), m é massa de ar (kg) e v é a velocidade da massa de ar em movimento (m/s). Através dessa equação podemos dizer que a energia cinética aumenta com o quadrado da velocidade do vento. A potência disponível no vento é definida como a derivada da energia cinética no tempo:

$$P = \frac{\partial E_c}{\partial t} = \frac{1}{2}mv^2 \quad (4.5)$$

Devido ao deslocamento do fluxo da massa de ar em um determinado período de tempo, podemos substituir a massa m por ρAv , resultando na expressão:

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (4.6)$$

Onde P é a potência disponível no vento (W), ρ é massa específica do ar (kg/m^3), A é área da secção transversal (m^2) e v é a velocidade do vento (m/s). A massa específica do ar ρ depende da temperatura e da pressão atmosférica, de acordo com a seguinte equação:

$$\rho = \frac{P_a}{RT} \quad (4.7)$$

Onde P_a é a pressão atmosférica (Pa), R é a constante do ar ($287 \text{ J/Kg} \cdot \text{K}$) e T é a temperatura (K).

4.4-) POTÊNCIA EXTRAÍDA PELAS TURBINAS EÓLICAS

As turbinas eólicas captam uma parte da energia cinética do vento que atravessa a área varrida pelas pás da turbina, que depois é transformada em energia mecânica através do eixo e por fim, será convertida em energia elétrica através do gerador, conforme mostra a figura 23. Dessa forma, existe um fator chamado coeficiente de

potência (C_p), que relaciona a potência que se pode extrair de fato do vento (P_m - potência mecânica entregue no eixo da turbina) e a quantidade total de potência disponível pelo vento (P_d).

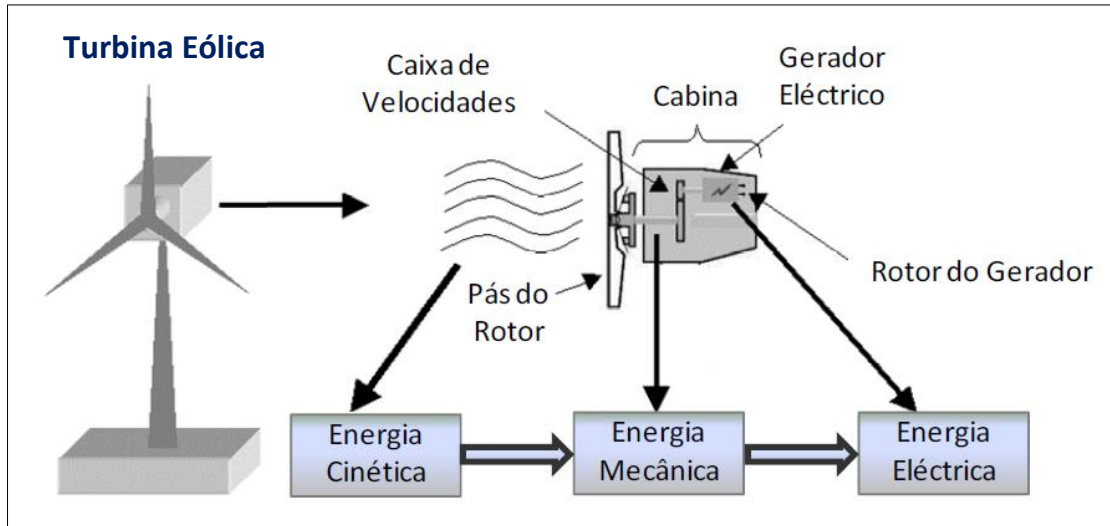


Figura 23 - Princípio de conversão da Energia Eólica

$$C_p = \frac{P_m}{P_d} = \frac{P_m}{\frac{1}{2}\rho Av^3} \quad (4.8)$$

Sendo assim, a potência mecânica no eixo da turbina eólica pode ser definida em (*watt*), conforme a seguinte expressão:

$$P_m = \frac{1}{2}C_p\rho Av^3 \quad (4.9)$$

Segundo o físico alemão Albert Betz, a máxima potência extraída por uma turbina eólica sob condições ideais de vento é de $C_p = 59,3\%$ ou $16/27$ da potência disponível nos ventos. Porém, em condições reais de operação esse valor é ainda menor, chegando a valores na ordem de $C_p = 0,45$ [4], devido a perdas, como: aerodinâmicas na turbina, no gerador elétrico e na caixa de engrenagem. De acordo, com a figura 24 podemos perceber que o coeficiente de potência de uma turbina eólica varia em função de dois parâmetros, com o ângulo de passo das pás da turbina (β) e com a relação da velocidade λ (*Tip Speed*

Ratio). Através da figura, podemos perceber as diferentes curvas para os ângulos de passo das turbinas eólicas com relação à: C_p e λ .

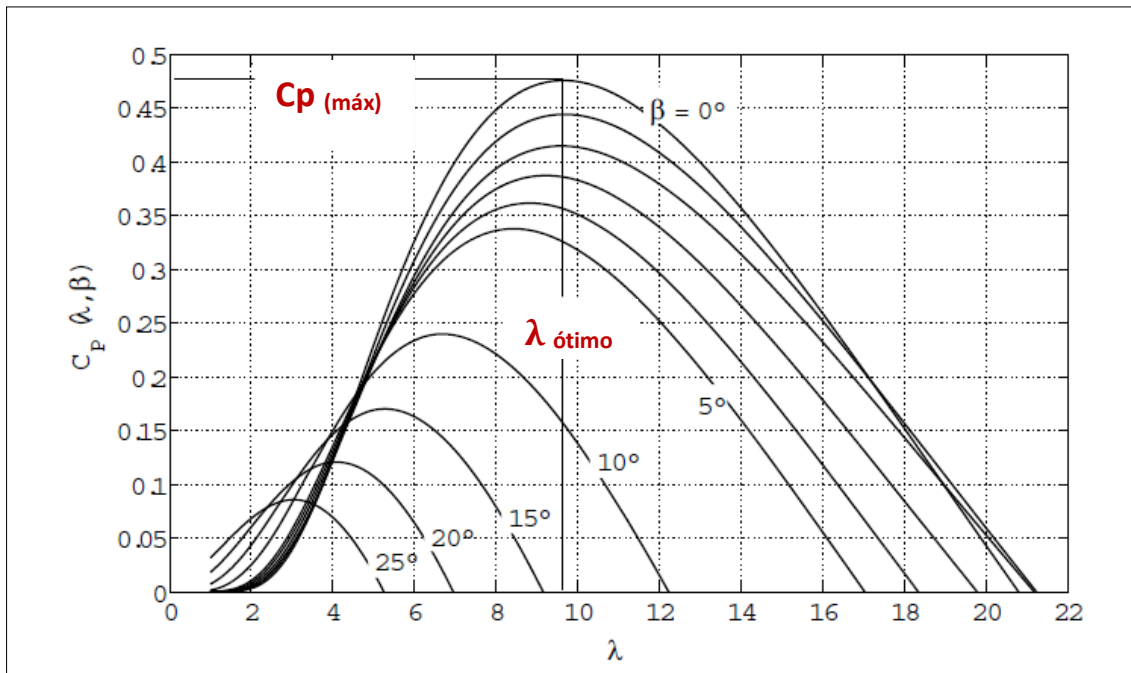


Figura 24 - Curvas do Coeficiente de Potência (λ, β)

A relação entre a velocidade linear da ponta da pá da turbina de raio R , rodando a uma velocidade ω e a velocidade do vento v é caracterizada por um fator adimensional, conhecido como velocidade específica na ponta da pá λ (*Tip Speed Ratio ou TSR*), conforme a expressão:

$$TSR = \lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (4.10)$$

Onde R é o raio do rotor (m), v é velocidade do vento (m/s) e ω é a velocidade do rotor (rad/s). Sendo assim, podemos concluir que a conversão de energia eólica em mecânica pode ser controlada pela variação do ângulo de passo (β) e pela variação da relação de velocidades (λ), conforme ocorrem variações na velocidade do vento.

As turbinas eólicas são projetadas com a finalidade de produzirem a máxima potência para uma determinada velocidade do vento, respeitando sempre as características e os limites de cada equipamento. Nos aerogeradores de velocidade

variável, para que o coeficiente de potência atingia um valor máximo, a velocidade angular do rotor da turbina pode ser ajustada para diferentes valores de velocidades do vento, visando manter constante o parâmetro $\lambda_{\text{ótimo}}$. Sendo assim, para cada velocidade de vento existirá uma velocidade angular do rotor ideal para que se consiga absorver o máximo de energia disponível no vento, considerando um ângulo de passo (β) específico, conforme mostra a figura 25.

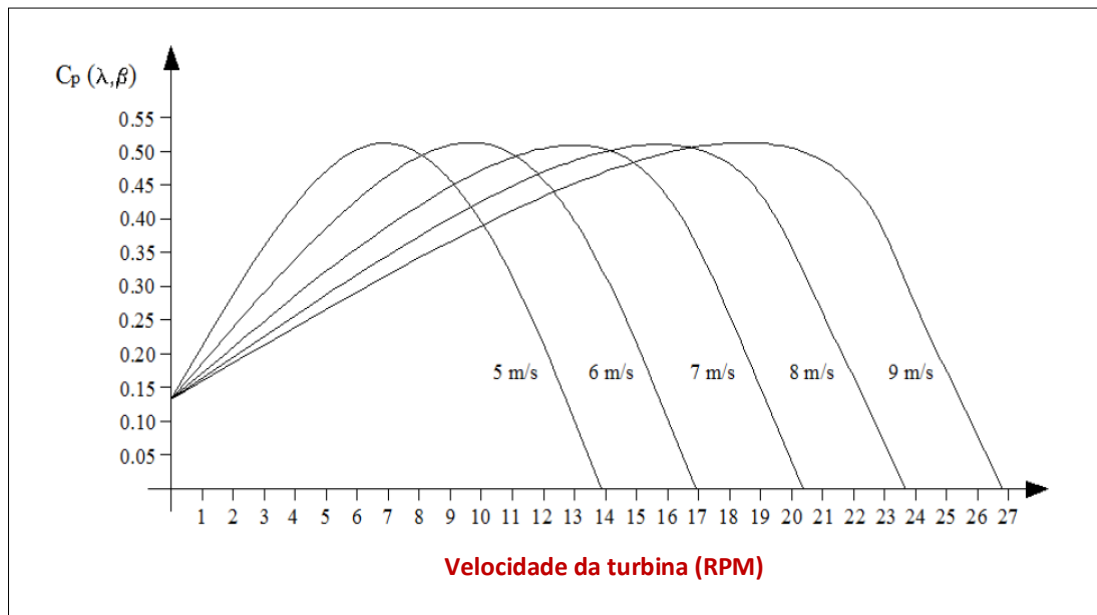


Figura 25 - Coeficiente de potência de um Gerador Eólico de velocidade variável

5. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Serão realizados estudos em um sistema de grande porte com as Eólicas do Nordeste do Sistema Interligado Nacional (SIN). O objetivo das simulações é verificar se com a inserção de um controlador suplementar via *POD* (*Power Oscillation Damping*) no conversor do lado do rotor (na malha de potência ativa ou reativa) das unidades Eólicas do tipo *DFIG*, conseguiremos melhorar o amortecimento das oscilações eletromecânicas do sistema. Sendo assim, será analisado o comportamento dinâmico dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas frente a diversas perturbações que serão simuladas na rede elétrica. Todas as simulações serão realizadas através dos seguintes programas desenvolvidos pelo CEPEL:

- **ANAREDE:** é um programa computacional voltado a análise de Sistemas Elétricos de Potência em regime permanente. Através do ANAREDE vamos obter o ponto de operação do sistema, conhecido como caso base. Após a convergência do sistema na simulação em regime permanente, alguns parâmetros serão mostrados, como por exemplo: potências ativas e reativas dos geradores e cargas, fluxos de potência ativa e reativa das linhas de transmissão e tensões nas barras do sistema.
- **ANATEM:** é um programa computacional no domínio do tempo voltado para análise não linear de fenômenos de estabilidade eletromecânica relativos a grandes perturbações em sistemas elétricos de potência. O caso base simulado no ANAREDE será utilizado como condição inicial para as simulações dinâmicas no ANATEM. Serão simuladas perturbações na rede elétrica, como por exemplo: abertura de linhas de transmissão e um aumento de carga.

Foi utilizada nas simulações a base de dados do ONS, referente a Fevereiro de 2016. De acordo com a base de dados fornecida pelo ONS, existem nove diferentes fabricantes de Geradores Eólicos, sendo os parques eólicos presentes no Nordeste modelados através de três comandos possíveis no ANATEM: *DFNT* (associação de geração a modelo de fonte shunt controlada), *DDFM* (associação de máquina de indução com dupla alimentação aos modelos correspondentes) e *DLDN* (associação de carga dinâmica ao seu modelo). Vale lembrar que para todas as simulações deste artigo, o modelo do aerogerador *DFIG* que está sendo utilizado no ANATEM é o *DDFM*. Porém,

a maioria dos parques eólicos do Nordeste está sendo modelado através do comando *DFNT*, com isso faz-se necessário alterar os modelos originais das plantas de geração eólicas existentes na base de dados de Estabilidade/Transitórios Eletromecânicos do ONS, substituindo-os pelo modelo *DDFM* que vem sendo utilizado neste artigo. Vale destacar que foi ajustada a quantidade de máquinas do tipo *DFIG* no ANATEM e também os despachos de cada parque eólico no ANAREDE. Para o caso base utilizado nas simulações a seguir, a geração eólica dos parques no Nordeste representa um despacho de aproximadamente 3.389 MW.

Devido ao tamanho e complexidade para simulação do SIN através do programa ANATEM, para este sistema serão simulados apenas situações com e sem os controladores *POD* inseridos nas malhas de controle, para os seguintes eventos: o primeiro será a abertura das linhas de transmissão da interligação Norte/Sudeste e de mais duas linhas da UHE de Serra da Mesa para SE Samambaia, o segundo caso será um aumento de carga em diversas barras do sistema. Para este sistema não serão analisados os ajustes nos parâmetros das malhas de controle do canal de potência ativa e reativa nos conversores do lado do rotor do aerogerador *DFIG*, devido à dimensão do sistema e a grande demora para a simulação dos casos. O intuito dessas simulações é verificar se com a inserção de um sinal adicional via controlador *POD* (*Power Oscillation Damping*) no conversor do lado do rotor (na malha de potência ativa ou reativa) dos aerogeradores do tipo *DFIG*, conseguiremos melhorar o nível de amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência nos ângulos dos rotores das máquinas síncronas do sistema. Vale destacar que como as máquinas se encontram eletricamente distantes uma das outras será considerado um atraso de 40 milissegundos para o envio do sinal das velocidades angulares das máquinas síncronas (*WMAQ*) para a entrada do controlador *POD*, através do comando *DLOC* (localização remota de sinais para CDU) no ANATEM.

5.1 ABERTURA DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO: INTERLIGAÇÃO NORTE/SUDESTE + DUAS LT'S DE SERRA DA MESA P/ SAMAMBAIA

A primeira simulação dinâmica que será realizada com as eólicas do Nordeste do SIN será a abertura das linhas de transmissão da interligação Norte / Sudeste e mais a abertura de duas linhas da UHE Serra da Mesa para SE Samambaia, conforme mostra em destaque na figura 26. Pode-se dizer que esses eventos são considerados de grande

perturbação ao sistema, pois haverá uma perda da interligação Norte / Sudeste com fluxo de 576,17 MW e mais uma perda de 892,18 MW de transmissão das duas LT's que ligam a UHE Serra da Mesa para SE Samambaia. Dessa forma, surgiram variações nos ângulos dos rotores das máquinas síncronas do sistema e nos fluxos de potência das linhas de transmissão, por exemplo.

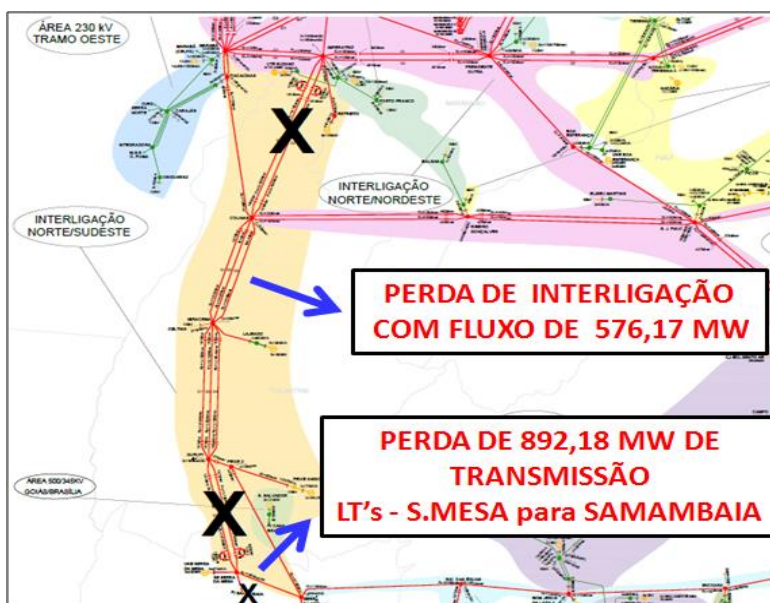


Figura 26 - Destaque das linhas de transmissão que serão abertas para simulação do caso

Foram escolhidas de forma aleatória cinco usinas hidrelétricas localizadas próximas da região Nordeste, para que as velocidades angulares ($WMAQ$) dessas máquinas sejam as variáveis de entrada dos controladores *POD* que serão inseridos nos aerogeradores *DFIG*, conforme mostra a figura 26. A tabela 3 mostra as usinas escolhidas com seus respectivos despachos. Vale destacar que para as simulações os *PSS* das cinco usinas hidrelétricas foram desligados, pois o objetivo é avaliar se com a inserção de controladores *POD* nos geradores eólicos do tipo *DFIG*, conseguiremos amortecer as oscilações eletromecânicas nos ângulos dos rotores das máquinas síncronas.

Tabela 3 - Número das barras das usinas hidrelétricas com as respectivos despachos

Nº DA BARRA	USINA HIDRELÉTRICA	DESPACHO (ANAREDE)
5595	UHE ESTREITO	400 MW
6419,6420,6422, 6424,6425	UHE TUCURUÍ	4080 MW
5520	UHE BOA ESPERANÇA	96 MW
5022	UHE PAULO AFONSO	943 MW
6294	UHE SOBRADINHO	185 MW
		TOTAL = 5704 MW

As figuras 27, 28 e 29 mostram uma visão mais sistêmica dos sinais das velocidades angulares das máquinas síncronas das cinco usinas hidrelétricas escolhidas, que servirão de entrada para os controladores *POD* e depois suas saídas serão inseridas nos respectivos aerogeradores do tipo *DFIG*. Vale destacar que existem muitos parques eólicos que se encontram próximos um dos outros que estão modelados por equivalentes em uma mesma barra de geração do tipo PV no ANAREDE. Sendo assim, existem ao todo 52 parques eólicos equivalentes para as simulações das duas grandes perturbações no sistema em estudo.

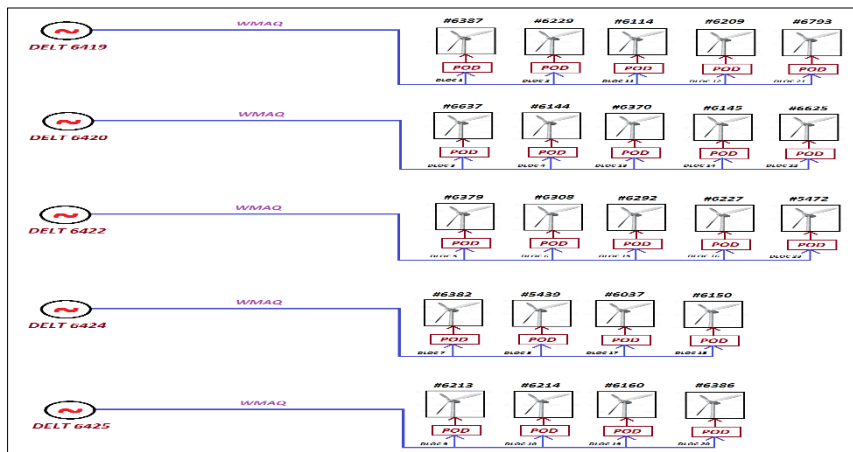


Figura 27 - Esquema com as respectivas velocidades angulares das máquinas da UHE TUCURUI a serem inseridos nos *POD* dos parques

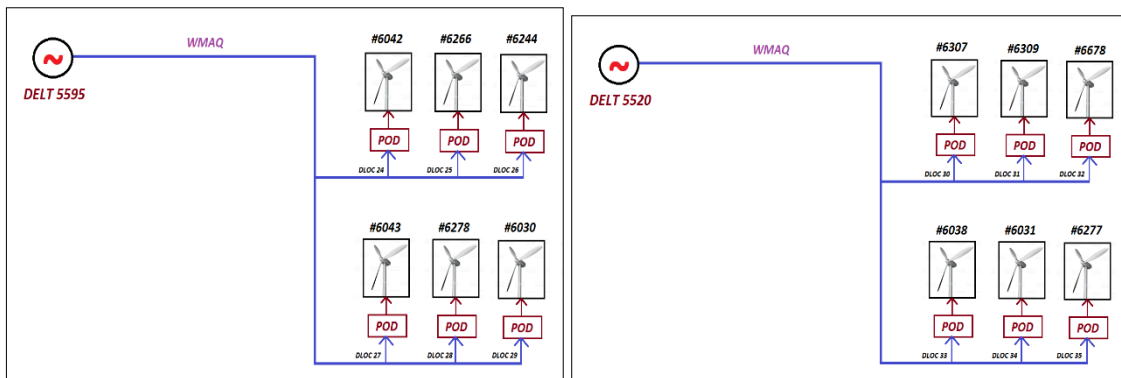


Figura 28 - Respektivas velocidades angulares das máquinas das UHE Estreito e Boa Esperança

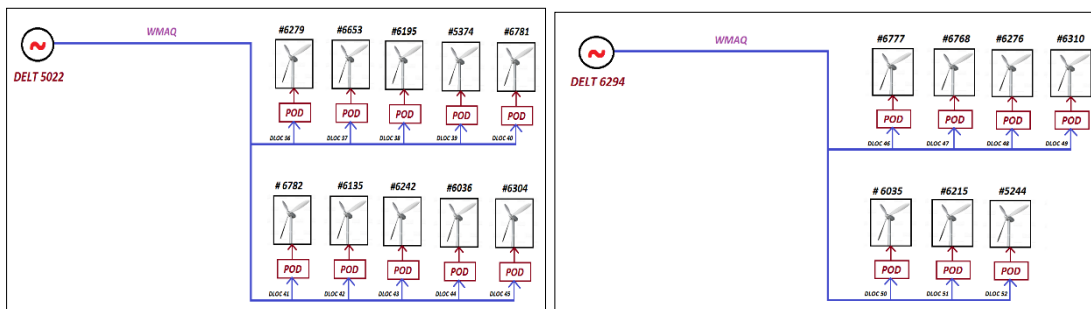


Figura 29- Respektivas velocidades angulares das máquinas das UHE Paulo Afonso e Sobradinho

Serão realizadas variações nos parâmetros do *POD* através de tentativas e erros até encontrarmos o melhor ajuste do controlador para melhorar o amortecimento das oscilações eletromecânicas do sistema. Após diversas tentativas os melhores valores encontrados para os parâmetros dos controladores *POD* na malha de potência ativa (V_{qr}) estão mostrados na figura 30. Para a malha de potência reativa (V_{dr}), os valores com os parâmetros que foram utilizados no *POD* também estão na figura 30.



Figura 30 - Parâmetros utilizados para o controlador *POD* na malha de V_{dr} e V_{qr}

A figura 31 mostra a proposta de se inserir um controlador *POD* na malha de controle de potência ativa (V_{qr}) no conversor do lado do rotor do aerogerador *DFIG*. Percebe-se que a saída do *POD* será adicionada no primeiro somador, respeitando o mesmo sinal negativo da referência de velocidade *WREF*. A proposta de se inserir um controlador *POD* na malha de controle de potência reativa (V_{dr}) no conversor do lado do rotor do gerador eólico *DFIG* é mostrada na figura 32.

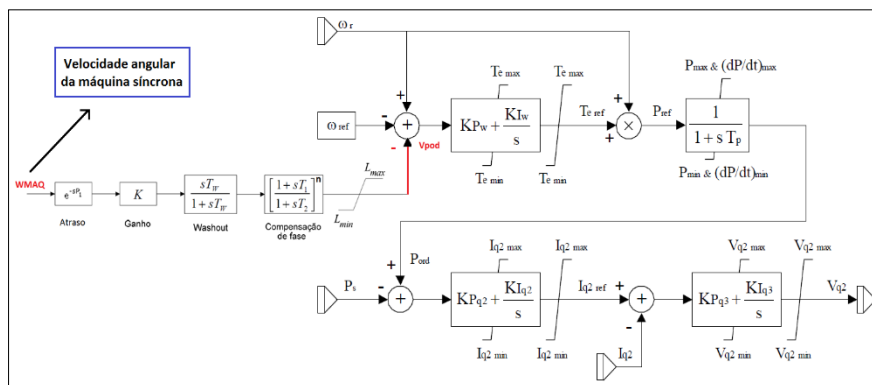


Figura 31 - Instalação do controlador *POD* na malha de potência ativa (V_{qr})

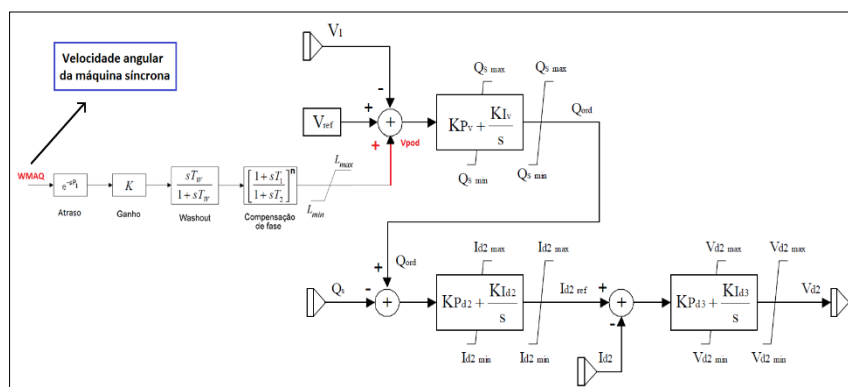


Figura 32 - Instalação do controlador *POD* na malha de potência ativa (V_{qr})

Pela figura 33 podemos ver as oscilações nos ângulos dos rotores das máquinas síncronas frente à abertura das linhas de transmissão da interligação Norte / Sudeste e mais a abertura de duas linhas da UHE Serra da Mesa para SE Samambaia. Pode-se perceber que existem oscilações eletromecânicas pouco amortecidas nos ângulos das máquinas síncronas das cinco usinas hidrelétricas escolhidas. Sendo assim, vamos projetar controladores *POD* para serem inseridos nas malhas de potência ativa ou reativa dos conversores do lado do rotor do *DFIG*.

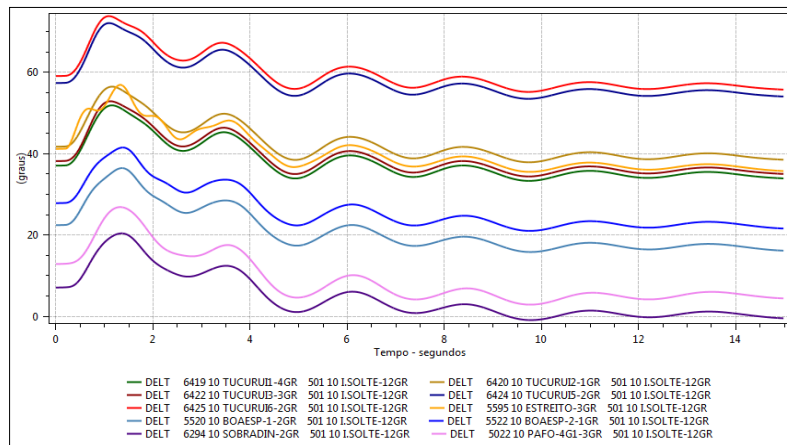


Figura 33 - Comportamento dos ângulos das máquinas síncronas selecionadas frente a abertura das linhas de transmissão destacadas anteriormente

A figura 34 da esquerda mostra o comportamento dinâmico dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas da UHE Tucuruí, sem a presença dos *POD* (linhas contínuas) e com a inserção dos controladores *POD* (linhas tracejadas) na malha de potência ativa (V_{qr}) nos conversores do lado rotor dos aerogeradores *DFIG*. Podemos perceber que a instalação de controladores *POD* na malha de potência ativa (V_{qr}) nos conversores do lado rotor, contribuiu para uma melhora no nível de amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência. Destaca-se também que houve uma redução das amplitudes do primeiro *swing* nos ângulos dos rotores com o *POD*.

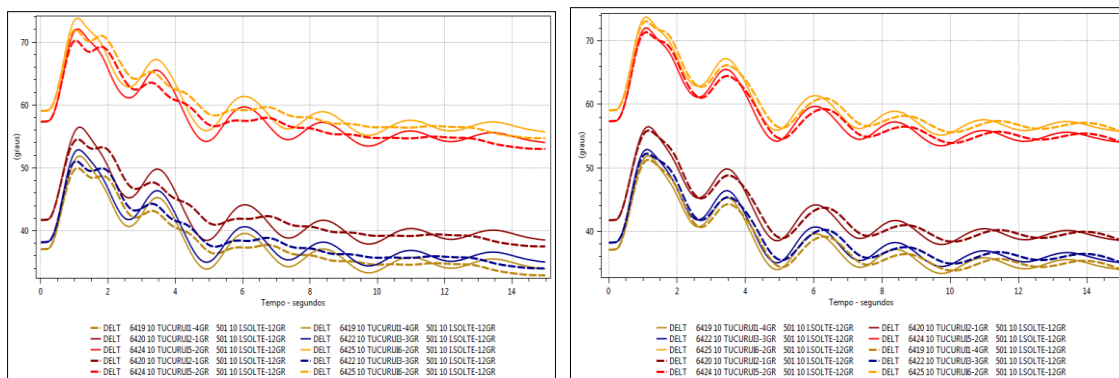


Figura 34 - Ângulos da UHE Tucuruí com *POD* (linhas - - -) e sem *POD* (linhas —)

A figura 35 da direita mostra o comportamento dinâmico dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas da UHE Tucuruí, com e sem a presença dos *POD* na malha de potência reativa (*Vdr*) nos conversores do lado rotor dos aerogeradores *DFIG*.

Pode-se observar pelas figuras 36 e 37 mostram o comportamento dos ângulos DELT das máquinas síncronas das UHE: Boa Esperança, Estreito, Sobradinho e Paulo Afonso. Podemos ver pelas curvas em verde algumas oscilações existentes para o caso sem a presença do controlador *POD*. As curvas em vermelho mostram o caso com a inserção do controlador *POD* na malha de potência reativa (*Vdr*) com os parâmetros da figura 30. Percebe-se que para os parâmetros ajustados para essa malha, o controlador *POD* contribuiu pouco para o amortecimento das oscilações eletromecânicas. A curva em marrom mostra o caso com a instalação do controlador *POD* na malha de potência ativa (*Vqr*) do conversor do lado do rotor. É possível verificar uma melhora considerável no nível de amortecimento das oscilações eletromecânicas para os ângulos dos rotores das máquinas síncronas das cinco usinas.

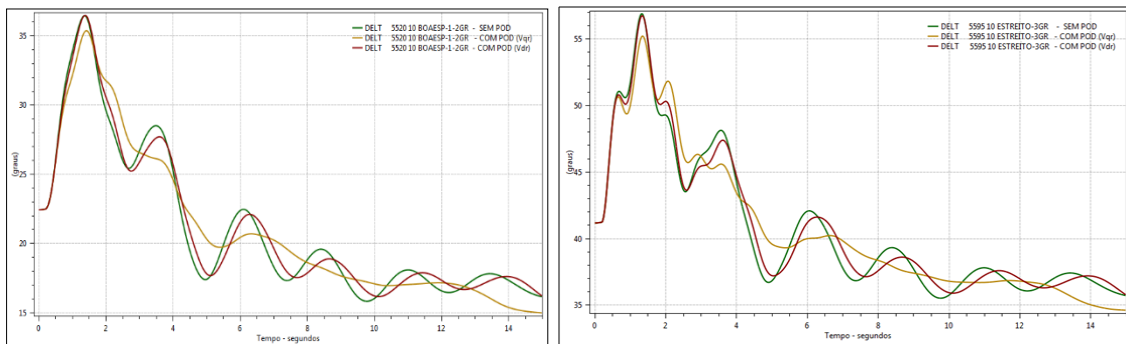


Figura 36 - Ângulos da UHE Boa Esperança e UHE Estreito com e sem o *POD*

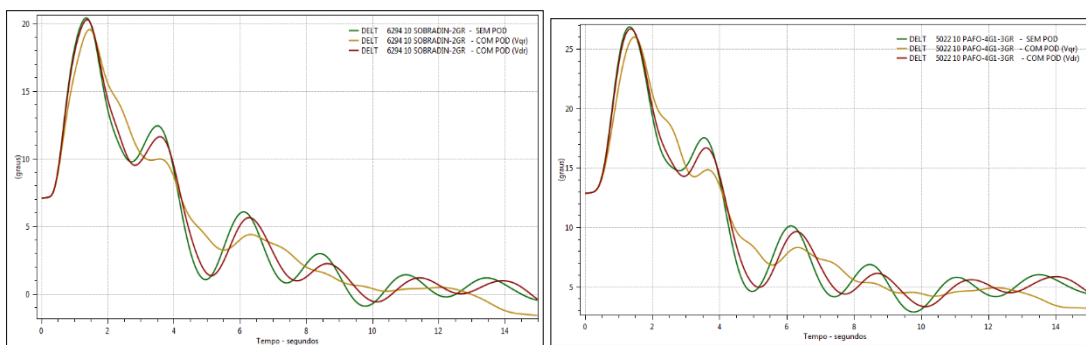


Figura 37 - Ângulos da UHE Sobradinho e UHE Paulo Afonso com e sem o *POD*

5.2 AUMENTO DE CARGA EM VÁRIAS BARRAS DO SISTEMA

Por fim, foi realizada uma última simulação com um aumento de carga em várias barras do sistema com as Eólicas do Nordeste do SIN. Houve um aumento de carga através do comando MDLD no ANATEM em 74 barras localizadas mais próximas das regiões onde se concentram os Parques Eólicos do Nordeste. Em média houve um aumento de 10% de carga em cada uma das 74 barras.

De acordo com a figura 38 podemos ver as oscilações dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas frente ao aumento de carga em 74 barras do sistema. Percebe-se que existem oscilações eletromecânicas nos ângulos das máquinas síncronas das cinco usinas hidrelétricas previamente selecionadas. Dessa forma, iremos projetarmos uma malha de controle suplementar via *POD* para serem inseridos na malha de potência ativa (V_{qr}) ou reativa (V_{dr}) dos conversores do lado do rotor do *DFIG*, com o objetivo de melhorar o amortecimento das oscilações. Para este tipo de perturbação aplicado ao sistema, os valores dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas no primeiro *swing* tendem a diminuir, pois como houve um aumento de carga no sistema, haverá um desequilíbrio entre as potências mecânicas e a elétrica nos eixos dos geradores e com isso as mesmas irão desacelerar inicialmente (potência acelerante será negativa).

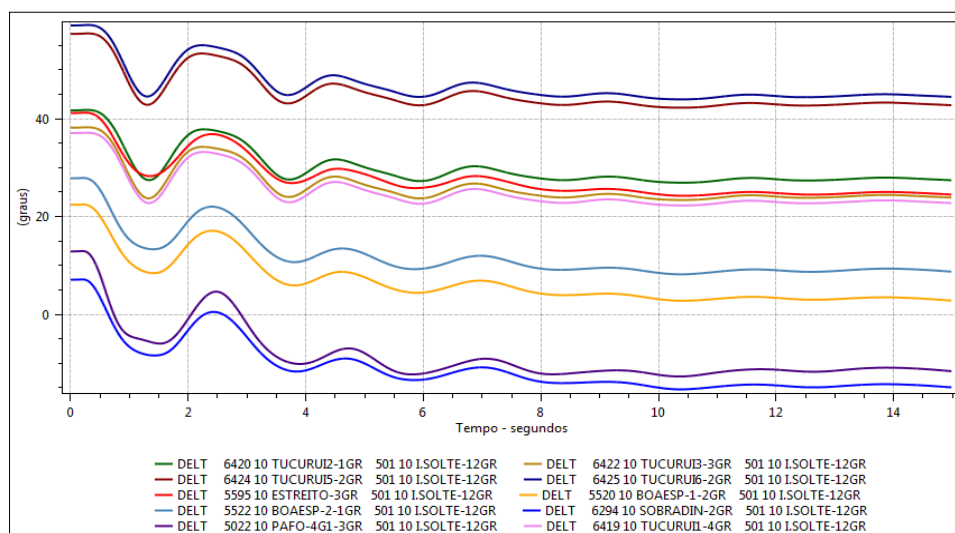


Figura 38 - Comportamento dos ângulos das máquinas síncronas selecionadas frente ao aumento de carga em 74 barras do sistema

A figura 39 da direita mostra os ângulos dos rotores das máquinas síncronas da UHE Tucuruí com a presença dos controladores *POD* (linhas tracejadas) nas malhas de potência ativa (V_{qr}) nos conversores lado rotor dos aerogeradores *DFIG* e sem a presença

dos *POD* (linhas contínuas). Nota-se uma redução na amplitude no primeiro swing e também uma melhora no nível de amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência nos ângulos dos rotores das máquinas síncronas da UHE Tucuruí. A figura 21 da direita mostra o comportamento dinâmico dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas da UHE Tucuruí, com e sem a presença dos *POD* na malha de potência reativa (V_{dr}) nos conversores do lado rotor dos aerogeradores *DFIG*.

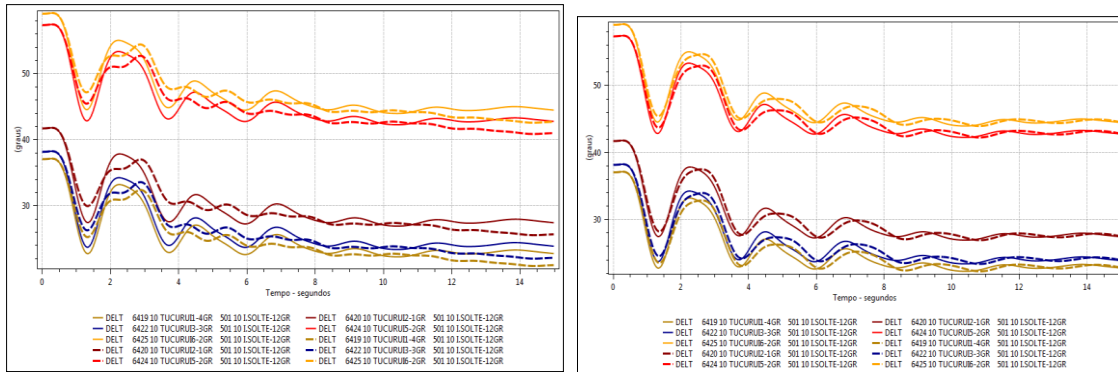


Figura 39 - Ângulos da UHE Tucuruí com *POD* (linhas - - -) e sem *POD* (linhas —)

A figura 40 mostra o comportamento dinâmico dos ângulos das máquinas síncronas das UHE: Boa Esperança e Estreito. Pela curva em verde observamos algumas oscilações para o caso sem a instalação do controlador *POD*. A curva em vermelho mostra uma leve melhora no nível de amortecimento das oscilações para a inserção do controlador *POD* na malha de potência reativa (V_{dr}). Assim como nos casos mostrados anteriormente, os ajustes dos parâmetros para o caso da instalação do controlador *POD* na malha de potência ativa (V_{qr}), mostram-se mais eficazes para melhorar o amortecimento das oscilações.

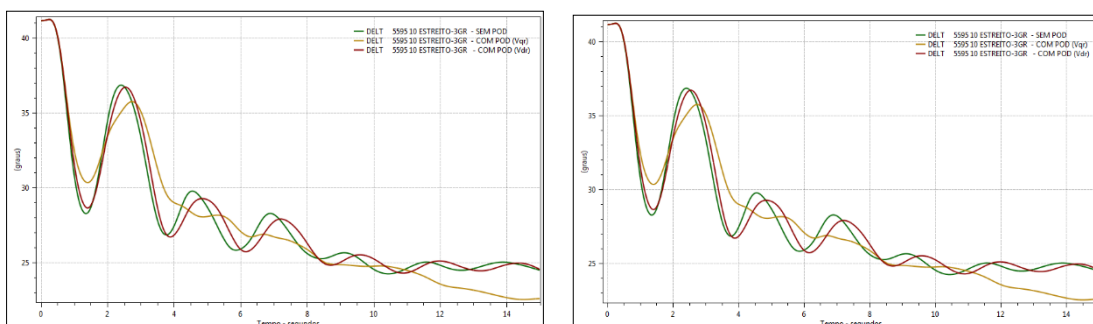


Figura 40 - Ângulos da UHE Boa esperança e Estreito com e sem o *POD*

Para finalizar, a figura 41 mostra os ângulos das máquinas síncronas da UHE: Sobradinho e Paulo Afonso. A curva em verde é o caso sem a instalação do controlador *POD* em qualquer uma das malhas. A curva em vermelho mostra a instalação do controlador *POD* na malha de potência reativa (*Vdr*). Podemos verificar pela curva em marrom que mais uma vez os ajustes feitos para a instalação do controlador *POD* na malha de potência ativa (*Vqr*) mostraram-se mais eficazes para melhorar o nível de amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência.

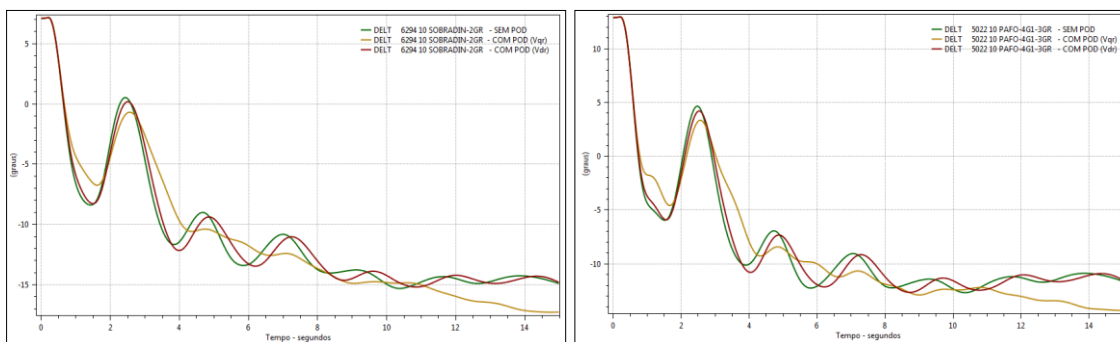


Figura 41 - Ângulos da UHE Sobradinho e Paulo Afonso com e sem o *POD*

6. CONCLUSÃO

A busca por fontes renováveis de geração de energia e o desenvolvimento tecnológico têm contribuído bastante para a rápida expansão da Energia Eólica no Brasil e no mundo. Devido à crescente inserção da Geração Eólica nos sistemas elétricos de potência, os mesmos podem alterar a estrutura, a operação, o planejamento e a dinâmica dos SEP. Sendo assim, é muito importante que cada vez mais existam critérios técnicos e procedimentos para que a conexão dos Parques Eólicos aos sistemas elétricos também contribua para uma melhor confiabilidade e desempenho da estabilidade dos sistemas de potência. Neste contexto, este artigo propõe o desenvolvimento de uma malha de controle suplementar via *POD* (*Power Oscillation Damping*) inserido nas unidades de Geração Eólica do tipo *DFIG* (*Doubly Fed Induction Generator*), com o objetivo melhorar a margem de Estabilidade dos Sistemas Elétricos de Potência.

Para verificar a eficácia da inserção de controladores *POD* nas malhas de potência ativa (*Vqr*) ou reativa (*Vdr*) do conversor do lado do rotor do aerogerador *DFIG*, foram realizadas duas simulações com as Usinas Eólicas do Nordeste do SIN através dos

programas ANAREDE e ANATEM: a primeira foi à abertura das linhas de transmissão, da interligação Norte-Sudeste e de mais duas LT da UHE Serra da Mesa para SE Samambaia. A segunda simulação realizada foi o aumento de carga em várias barras da região Nordeste. Vale lembrar que foram realizadas diversas tentativas até encontrarmos os melhores parâmetros (K_{stab} , T_w , T_1 , T_2 , T_3 e T_4) para inserir um controlador *POD* nas malhas de potência ativa ou reativa do conversor do lado do rotor, visando melhorar o amortecimento das oscilações eletromecânicas.

Sendo assim, podemos concluir através das simulações realizadas que a inclusão da malha de controle suplementar via *POD* (*Power Oscillation Damping*) na malha de potência ativa (V_{qr}) ou reativa (V_{dr}) do conversor do lado do rotor dos aerogeradores *DFIG*, foi eficaz para melhoria do nível de amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência nos ângulos dos rotores das máquinas síncronas do sistema. Com isso, as unidades Eólicas do tipo *DFIG* existentes no sistema elétrico, se tornam uma alternativa possível para melhorar o nível de amortecimento das oscilações eletromecânicas através da instalação de *POD*.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. EPE. “Plano decenal de expansão de energia 2024”. Relatório técnico, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2015.
- [2]. ABBEOLICA. “Diretoria Técnica - Dados Mensais em Setembro de 2017 para Geração Eólica no Brasil”. Relatório técnico, Associação Brasileira de Energia Eólica, 2017.
- [3]. Malha de Transmissão do Sistema Interligado Nacional (Ano 2017) [online]. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas>> acesso em 15 de Agosto 2017.
- [4]. PINTO, M. O. Fundamentos de Energia Eólica (Em Português do Brasil). LTC, 2013. ISBN: 978-85-216-2160-7.
- [5]. Capacidade de Geração Eólica no ano de 2015. [online]. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2016/01/capacidade-de-geracao-eolica-tem-crescimento-de-56-9-em-2015>> acesso em 15 de Junho 2017.

- [6]. Investimentos no Brasil para o setor Eólico durante 10 anos. [online]. Disponível em:<<http://www.abdib.org.br/noticias-do-dia/noticias-do-dia-/investimentos-em-eolica-somam-us-28-bi-em-dez-anos>> acesso em 8 de Junho 2017.
- [7]. GWEC. Global Wind Report - Annual Market Update 2015. Relatório técnico, Global Wind Energy Council, 2016.
- [8]. ODILON AMARENTE, MICHAEL BROWER, J.Z.A.S. “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro”. 2001.
- [9]. 500 GW em potencial de Energia Eólica no Brasil [online]. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/>>. Acesso em: 20 de março 2017.
- [10]. Potencial Eólico Brasileiro [online]. Disponível em: <<https://www.slideshare.net/afermartins/casasolar2011-10243851>> acesso em 7 de Março 2017.
- [11]. KUNDUR.P, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.
- [12]. MENDES, P. P. C - Apostila do curso de Estabilidade e Dinâmica I, FUPAI/UNIFEI, Minas Gerais, MG, 2016.
- [13]. SOLVINA INTERNACIONAL. “Power Plant Commissioning & Testing - Services for grid integration and operation approval”. Relatório técnico, Solvina Internacional AB Sweden.
- [14]. DONIZETE, B.B. Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas em sistemas elétricos através de compensação dinâmica de reativos. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 1995.
- [15]. PAI, M.A, SEN GUPTA, D.P, PADIYAR K.R, “Small Signal Analysis of Power Systems”, Alpha Science International, 2004.
- [16]. LEÓN, S. Projeto de Estabilizadores de sistemas de potência utilizando sinais remotos via algoritmos genéticos. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, 2011.
- [17]. PAL, B., CHAUDHURI, B., “Robust Control in Power Systems”. Springer, 2005.

- [18]. JEREMIAS, T. Implementação e Análise de Metodologias de Identificação de Oscilações Eletromecânicas em um Ambiente de Aplicativos para Sincrofasores. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2012.
- [19]. TAYLOR, C. “Power System Voltage Stability”, McGraw-Hill, 1994.
- [20]. TARANTO, G. N. - Notas de aula da disciplina: COE 754 - Dinâmica e Controle de Sistemas de Potência , COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2010.
- [21]. MARTINS, N., BARBOSA, A.A., FERRAZ, J.C.R., “Retuning stabilizers for ...the North - South Brazilian interconnection”, Institute of Electrical and ...Electronics Engineers (IEEE), jun 2005, doi: 10.1109/PESS.1999.784325.
- [22]. VIEIRA, J. P. A. Otimização de controladores utilizando algoritmos genéticos para melhoria da capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão de aerogeradores de indução duplamente excitados. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Pará, 2009.
- [23]. ANAYA-LARA, O., JENKINS, N., EKANAYAKE, J.; CARTWRIGTH, P.; HUGHES M. Wind energy generation: Modelling and control. John Wiley & Sons, Chichester, UK, 2009.
- [24].ONS- Submódulo 3.6: Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica