



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DO GUAMÁ
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E BIOMÉDICA**

**ESTUDO SOBRE A INSERÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO COM
AEROGERADORES DFIG NO SUBSISTEMA NORDESTE DO PARÁ**

ALLAN DOUGLAS FERREIRA CORRÊA

Belém – PA

Novembro de 2017

ALLAN DOUGLAS FERREIRA CORRÊA

ESTUDO SOBRE A INSERÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO COM
AEROGERADORES DO TIPO DFIG NO SUBSISTEMA NORDESTE DO
PARÁ

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Faculdade de Engenharia Elétrica e Biomédica da Universidade Federal do Pará campus do Guamá, como requisito para obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Eng. Esp. Zaire de Assis Ferreira Souza.

Coorientador: Prof. Dr. Orlando Fonseca Silva.

Belém – PA

Outubro de 2017

ESTUDO SOBRE A INSERÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO COM
AEROGERADORES DO TIPO DFIG NO SUBSISTEMA NORDESTE DO
PARÁ

Este trabalho foi julgado em 08 / 11 / 2017 adequado para obtenção do Grau de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, na sua forma final, pela banca examinadora, que atribuiu o conceito EXC.

Zaire de Assis Ferreira Souza

Eng. Esp. Zaire de Assis Ferreira Souza
Universidade Federal do Pará – UFPA

ORIENTADOR

Orlando Fonseca Silva

Prof. Dr. Orlando Fonseca Silva
Universidade Federal do Pará – UFPA

COORIENTADOR

João Paulo Abreu Vieira

Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira
Universidade Federal do Pará – UFPA
MEMBRO DA BANCA EXAMINADORA

Alana Lima de Souza

Eng. Alana Lima de Souza
Universidade Federal do Pará – UFPA
MEMBRO DA BANCA EXAMINADORA

AGRADECIMENTOS

Primeiramente à Deus pela minha vida e pela vida dos meus familiares e amigos que me deram apoio à jornada até aqui.

Agradeço à minha mãe, Antonia Andrade Ferreira, e ao meu pai, João Rubens da Paixão Corrêa, por todos os ensinamentos e conselhos de vida e por me ofertarem um caminho honesto e digno para meu crescimento físico e espiritual. E que os resultados alcançados com este trabalho cheguem até você pai, e que lhe seja motivo de orgulho aí no céu. Descanse em paz.

Agradeço aos inúmeros professores que passaram pela minha vida contribuindo cada um com sua parcela de conhecimento para que hoje eu me tornasse um bom cidadão e um bom profissional.

Aos meus grandes amigos, Roberto Salgado, Giovane Malcher, Gabriela Farinha, Luise Cardoso, Daniel Levy, Paulo Eduardo, Igor Tavares, Waldeir Monteiro e Duaymy Góes que juntos me aturaram nas disciplinas do curso e aos inúmeros momentos que juntos foram felizes e agradeço a Cristhian Castro, Daniel Saavedra, Fabrício Padilha e Tabita Falcão pelos momentos felizes que vocês me proporcionaram.

Agradeço imensamente ao meu padrinho, Marcelo Azevedo, e à minha madrinha, Danielle Azevedo, além da minha tia, Nazarena Azevedo, por tudo que já fizeram por mim nos meus estudos e desenvolvimento humano. Sou grato também ao meu padrasto, Edilson Nascimento, pelo apoio profissional e familiar e a Felipe Pinto amigo que inúmeras vezes me trouxe alegria e companheirismo.

Sou grato ao PET-EE que me proporcionou inúmeras amizades e conhecimento científico e social para o desenvolvimento da minha graduação.

Agradeço ao meu orientador Eng. Esp. Zaire de Assis Ferreira Souza e ao meu Coorientador Prof. Dr. Orlando Fonseca Silva que também é tutor do PET-EE pela paciência e empenho para a produção deste trabalho de conclusão de curso.

A todos os outros amigos e familiares que me ajudaram direta e indiretamente,

Muito Obrigado!

RESUMO

Este trabalho consiste no estudo da inserção de um parque eólico em Ajuruteua no Estado do Pará para o potencial aproveitamento eólico existente na região de acordo com as medições da estação meteorológica local. Neste estudo, foi realizada a análise da estabilidade de tensão para diferentes cenários de carga leve e pesada antes e após a inserção do parque mediante simulações feitas no PSAT através do ambiente computacional MATLAB. Foram extraídas curvas de vento de um dia típico de Ajuruteua para compor os cenários de estudo com intervalos de amostras de 1 hora totalizando 24 cenários de estudo. O perfil de cargas residencial e industrial foi utilizado também para compor os estudos dos cenários. Propôs-se também a expansão do sistema para adequação ao parque eólico e fez-se também um estudo sobre o nível de penetração da rede para poder-se fazer o projeto do parque eólico. Com os resultados das análises dos fluxos de carga pôde-se observar os impactos na rede do Sistema Nordeste decorridos da implantação do parque com os aerogeradores do tipo DFIG os quais mostraram-se satisfatórios e benéficos ao sistema.

Palavras-chave: Parque eólico, Aerogeradores DFIG, Fluxo de Carga, PSAT, Sistema Nordeste paraense.

ABSTRACT

This paper consists in the study about of the Wind Farm insertion at Ajuruteua in the State of Pará for the potential wind power existing in this region according to the measurements of the local meteorological station. In this study, the stress stability analysis was performed for different light and heavy load scenarios before and after the park insertion using simulations made in the PSAT through the MATLAB computational environment. Wind curves were extracted from a typical day of Ajuruteua to compose the study scenarios with 1-hour samples intervals totaling 24 study scenarios. The residential and industrial load profile was also used to compose the studies scenarios. It was also proposed the expansion of the system to adapt to the Wind Farm and a study was also made on the level of penetration of the grid to be able to make the Wind Farm project. With the results of the power flow analysis, it was possible to observe the impacts in the network of the Northeast System after the implantation of the park with the DFIG type wind turbines which proved to be satisfactory and beneficial to the system.

Keywords: Wind Farm, DFIG Wind turbines, Load flow, PSAT, Northeastern Paraense System.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Curva PV.	18
Figura 2 - Curva PV com MET e MST delimitados.	19
Figura 3 - Capacidade Mundial Acumulativa Instalada de Geração de Energia Eólica 2001-2016.	22
Figura 4 - Capacidade anual instalada de geração eólica 2001-2016.	23
Figura 5 - Capacidade anual instalada por região 2008-2016.	24
Figura 6 - Potencial eólico médio estimado para velocidades de vento igual ou maior a 7m/s.	26
Figura 7 - Velocidade média anual de vetos no Pará a 50m de altura.	27
Como pode-se observar na Figura 8, a zona litorânea do Pará apresenta expressivo potencial a ser explorado em relação à energia eólica. A velocidade do vento varia com a altura e está intimamente relacionada com a rugosidade do terreno assim, uma moderada alteração na rugosidade do terreno faz com que a velocidade do vento tenda a se elevar (FRADE, 2000).	27
Figura 9 – Velocidade média anual do vento a 80 m de altura. Recorte da região Norte.	28
Figura 10 - Curvas das velocidades médias calculadas das estações usando polinômios de 3ª ordem.	30
Figura 11 - Esquema básico de transformação de energia num aerogerador genérico.	31
Figura 12 – Circuito equivalente monofásico de uma máquina de indução.	32
Figura 13 - Curva de uma máquina de indução do conjugado em relação à velocidade e ao escorregamento.	33
Figura 14 – Curva da potência reativa consumida para a potência ativa gerada em um SCIG.	33
Figura 15 – Esquema básico de um gerador SCIG.	34
Figura 16 - Esquema básico de um PMSG.	36
Figura 17 - Esquema básico de um gerador DFIG.	37
Figura 18 – Crowbar no aerogerador DFIG.	38
Figura 19 - Tela de carregamento do PSAT	41
Figura 20 - Tela gráfica do PSAT	42
Figura 21 - Janela do Simulink com os blocos do sistema de potência.	42
Figura 22 – Configuração da barra PQ no PSAT	45
Figura 23 - Representação das barras no PSAT	45

Figura 24 - Configuração da linha de transmissão no PSAT.	47
Figura 25 – Blocos de transformadores NLTC (à esquerda) e LTC (à direita) no PSAT.	49
Figura 26 – Bloco slack bus no PSAT.....	49
Figura 27 – Representação de um bando de indutor (à esquerda) e de capacitor (à direita)....	50
Figura 28 - Curva de carga industrial.	51
Figura 29 - Curva de carga residencial.	51
Figura 30 – Velocidade média dos ventos em Ajuruteua, Estação 2.	52
Figura 31 - Curva diária de ventos em Ajuruteua/PA	53
Figura 32 - Curva de geração do aerogerador DeWind D4 46/600.....	53
Figura 33 – Gráfico do nível de penetração em relação à MET (a) e do nível de penetração em relação às perdas ativas (b).....	60
Figura 34 – Curva de vento ajustada para 70 m.	61
Figura 35 – Curva de geração do parque eólico	62
Figura 36 – Exemplificação da linha de transmissão Ajuruteua/Bragança.	66
Figura 37 – Barras do Grupo 1 de tensão antes da operação do parque.....	69
Figura 38 – Barras do Grupo 2 de tensão antes da operação do parque.....	70
Figura 39 – Barras do Grupo 3 de tensão antes da operação do parque.....	71
Figura 40 – Perdas ativas globais antes da inserção do parque.	71
Figura 41 - Curva de ajuste dos bancos de capacitores.	72
Figura 42 - MET antes da inserção do parque.....	73
Figura 43 - Barras do Grupo 1 de tensão após a operação do parque.	74
Figura 44 – Tensão corrigida em Salinópolis.....	75
Figura 45 – Barras do Grupo 2 de tensão após a operação do parque.....	75
Figura 46 - Barras do Grupo 3 de tensão após a operação do parque.	76
Figura 47 - Perdas ativas globais após a inserção do parque.....	77
Figura 48 – Tensões nas barras do parque eólico.	77
Figura 49 - MET após a inserção do parque eólico.....	78
Figura 50 – Comparação da MET antes e após o parque eólico.	79
Figura 51 - Comparação das perdas ativas antes e após o parque eólico	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Top 10 novas instalações eólicas no mundo em 2016.....	25
Tabela 2 - Evolução da geração eólica no Brasil.....	26
Tabela 3 - Médias de velocidade do vento nas estações de medição.	29
Tabela 4 - Classificação de ventos quanto a sua densidade de potência, altura e velocidade. .	30
Tabela 5 - Grupos de tensão e limites de operação.	43
Tabela 6 - Configuração das barras de carga para o cenário de carga pesada.....	44
Tabela 7 – Dados das linhas de transmissão.....	46
Tabela 8 – Dados dos transformadores.....	47
Tabela 9 - Parâmetros dos bancos de capacitores.....	50
Tabela 10 – Dados do aerogerador DeWind D4 46/600.	54
Tabela 11 – Tensões e ângulos nas barras do Sistema Nordeste.....	57
Tabela 12 - Nível de penetração pelo fluxo de carga continuado e convencional.	59
Tabela 13 – Transformador de conexão do parque.	63

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SIN	Sistema Interligado Nacional
BEN	Balanco Energético Nacional
CELPA	Centrais Elétricas do Pará
PSAT	<i>Power System Analysis Toolbox</i>
MATLAB	<i>Matrix Laboratory</i>
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
FPR	Fator de participação de reativo
FPA	Fator de participação de potência ativa
ONS	Operador Nacional do Sistema
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
ELETOBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas S.A.
ELETROSUL	Centrais Elétricas do Sul S.A.
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito.
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.
SEP	Sistema Elétrico de Potência
MET	Margem de Estabilidade de Tensão
MST	Margem de Segurança de Tensão
GEDAE	Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas
UFPA	Universidade Federal do Pará
SUDAM	Superintendência da Amazônia
SCIG	Gerador de indução em Gaiola de Esquilo
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
PU	Por Unidade

SUMÁRIO

Capítulo 1 - Introdução	13
1.1 Motivação	13
1.2 Objetivo	14
1.3 Estrutura do trabalho.....	14
Capítulo 2 - Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência	16
2.1 Introdução	16
2.2 Fundamentação teórica	16
2.3 Métodos de Análise	17
2.3.1 Análise estática	17
2.3.2 Análise dinâmica.....	18
2.3.3 Curva do tipo PV	18
2.4 Margem de Estabilidade de Tensão e Margem de Segurança de Tensão	19
2.5 Conclusão.....	20
Capítulo 3 - Geração Eólica	22
3.1 Introdução	22
3.2 Recurso eólico mundial	22
3.3 Recurso eólico brasileiro	24
3.4 O potencial eólico no Estado do Pará	27
3.5 Modelagem de aerogeradores (PQ e PV).....	31
3.5.1 Turbinas de velocidade fixa.....	32
3.5.2 Turbinas de velocidade variável	35
3.6 Conclusão.....	39
Capítulo 4 - Metodologia	40
4.1 Introdução	40
4.2 O subsistema Nordeste do Pará	40

4.3	O software PSAT	41
4.4	Configuração do Sistema.	43
4.5	Grupo de tensão e potência de base	43
4.6	Dados das barras de carga.....	43
4.7	Dados das linhas de transmissão e transformadores	45
4.8	Dados da barra de referência	49
4.9	Dados dos bancos de capacitores	50
4.10	Curvas de carga.....	51
4.11	Curva de ventos	52
4.12	Curva de geração	53
4.13	Comentários	55
4.14	Conclusão.....	56
Capítulo 5 - Montagem e Ajuste do Sistema.....		57
5.1	Introdução	57
5.2	Ponto de operação estável.....	57
5.3	Nível de penetração da rede.....	58
5.4	Ajuste da curva de vento.....	60
5.5	Projeto do parque eólico	61
5.6	Expansão do sistema.....	63
5.6.1	Cálculo dos transformadores	63
5.6.2	Cálculo da linha de transmissão.....	64
5.7	Criação dos cenários para o estudo.....	67
5.8	Conclusão.....	68
Capítulo 6 - Análise dos Resultados		69
6.1	Introdução	69
6.2	Análise estática dos impactos ocorridos no sistema antes da inserção do parque	69
6.3	Análise estática dos impactos ocorridos no sistema após a conexão do parque.....	73

6.4	Conclusão.....	79
Capítulo 7 - Conclusões		81
7.1	Considerações finais	81
7.2	Sugestão para trabalhos futuros	81
Referências Bibliográficas		83
Apêndice I – Sistema Nordeste sem o parque eólico		87
Apêndice II – Sistema Nordeste com o parque conectado		88
Apêndice III – Código da curva de carga residencial		89
Apêndice IV - Código da curva de carga industrial.....		90
Apêndice V – Código da curva diária de ventos em Ajuruteua/PA.....		91
Apêndice VI – Código da curva de geração da turbina DeWind D4 46/600.....		92
Apêndice VII – Código da curva MET e perdas ativas para o sistema Nordeste		93
Apêndice VIII – Código da curva de vento ajustada para 70 m.....		94
Apêndice IX – Código da curva de geração do parque eólico		95
Apêndice X – Código do sistema teste sem o parque eólico.....		96
Apêndice XI – Código do sistema com o parque eólico.....		99
Apêndice XII – Código para comparação de curvas da MET		102

Capítulo 1 - Introdução

1.1 Motivação

Quando o ser humano observou pela primeira vez a manifestação da eletricidade, Tales de Mileto ao esfregar âmbar contra pele de um carneiro, uma série de estudos passou a surgir para desvendar os mistérios da energia elétrica e é graças a esses estudos que hoje dispõe-se da comodidade tecnológica.

A eletricidade ganhou um salto extraordinário com os estudos de Thomas Edison com a corrente contínua e Nikola Tesla com a corrente alternada no século XIX. Segundo MARTON, 2016, o plano de Edson era que a eletricidade urbana funcionaria por um sistema de uma usina a cada poucos quarteirões. Hoje, essa ideia foi aprimorada sendo conhecida como geração distribuída.

Já Tesla, foi responsável pelo que se conhece hoje sobre os sistemas de potência elétrica em corrente alternada e na ideia de transmissão de energia em corrente alternada para centros de consumo distantes da sua fonte. (ALENCAR, 2016)

Os grandes sistemas de potência hoje instalados no Brasil e no resto do mundo são massivamente em corrente alternada. No Brasil, seu potencial energético baseia-se principalmente em hidrelétricas e termoeletricas que alimentam a maior parte do Sistema Interligado Nacional (SIN). Devido os grandes impactos ambientais e sociais causados pelo uso e construção de novas centrais hidroelétricas e termelétricas, as fontes eólica e solar têm ganhado seu espaço no mercado energético nacional.

Segundo dados do Balanço Energético Nacional (BEN, 2017) a fonte energética de maior aumento relativo na capacidade de geração elétrica foi a eólica com 21,626 GWh em 2015 e de 33,489 GWh em 2016 o que equivale a um aumento de 54,9% portanto, além de ser uma fonte limpa de energia e ser de baixo custo em relação às demais como hidroelétricas e térmicas, esta área tem sido muito atrativa para pesquisas e desenvolvimento de parques de pequeno, médio e grande porte afim de mesclar ainda mais a matriz energética brasileira.

Sendo assim, este trabalho de conclusão de curso propõe a implantação de um parque eólico em Ajuruteua aproveitando os recursos eólicos lá existentes e avalia os impactos provenientes dessa inserção na margem de estabilidade de tensão nas barras do subsistema Nordeste paraense.

O subsistema nordeste do Pará das Centrais Elétricas Brasileiras S.A (ELETROBRAS) é um sistema de transmissão de 230 KV cujos ramais são administrados pela CELPA (Centrais Elétricas do Pará), é composto de 19 barras interligadas ao SIN e é foco de estudo deste trabalho. Este sistema de potência foi simulado no *Power System Analysis Toolbox* (PSAT), ferramenta desenvolvida para análise de sistemas de potência no ambiente de trabalho do *Matrix Laboratory* (MATLAB).

1.2 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo simular a inserção de um parque eólico de geração distribuída em Ajuruteua, no Pará, cujos aerogeradores são turbinas de velocidade variável do tipo *DeWind D4 46/600* de 600KW.

O Gerador de Indução Duplamente Excitado (DFIG - *Doubly Fed Induction Generator*) foi o tipo de modelo escolhido para as simulações e o parque como um todo foi modelado como uma barra do tipo PV para fins de simulação. Objetiva-se também estudar a margem de estabilidade de tensão nas barras do sistema antes e após a inserção do parque no cenário de carga pesada e carga leve bem como os efeitos de carregamento nas linhas de transmissão.

1.3 Estrutura do trabalho

No primeiro capítulo é apresentado a motivação e objetivo para o presente trabalho de conclusão afim de dar uma prévia sobre o assunto abordado e o que se pretende obter através deste estudo.

No segundo capítulo é apresentado o embasamento teórico essencial para o estudo da estabilidade de tensão bem como os tipos de análise pertinentes ao estudo.

Em seguida, no terceiro capítulo é discutido a importância da geração eólica a nível mundial e a nível nacional dando foco no término deste capítulo no recurso eólico do Estado do Pará bem como a modelagem dos aerogeradores.

Já no quarto capítulo segue a metodologia utilizada no trabalho explicando o manuseio e configuração do *software* de simulação de forma que outras pessoas possam também simular o Sistema Nordeste do Pará e fazer suas próprias análises. Apresenta-se também os perfis de consumo residencial e industrial que serão utilizados nos cenários de estudo propostos.

Também no quarto capítulo são apresentadas as curvas de vento de Ajuruteua advindas da estação meteorológica local e a curva de geração da turbina escolhida.

Para o quinto capítulo reservou-se a montagem e ajuste do sistema

É mostrado o ponto de operação estável do sistema servindo de caso base para os cenários descritos no decorrer do referido Capítulo 5. O projeto de expansão para adequação ao parque eólico e a análise das tensões nas barras e perdas ativas nas linhas de transmissão antes e após a inserção do parque também são mostradas no referido capítulo.

E por fim, no sexto capítulo são mostradas as conclusões deste trabalho referente a todo os procedimentos adotados e suas consequências para operação do parque eólico através dos resultados alcançados pelo fluxo de carga do sistema bem como a sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2 - Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência

2.1 Introdução

A estabilidade de tensão é um dos fatores determinantes da máxima capacidade de transferência de energia elétrica em redes de transmissão, com grande importância na operação e planejamento da expansão dos sistemas de energia, portanto neste capítulo abordar-se-á os conceitos técnicos referentes à estabilidade de tensão bem como suas margens e os métodos de análise por curva PV utilizando para isso o estudo de fluxo de carga convencional e fluxo de carga continuado.

O fluxo de carga de um sistema de potência é um problema matemático composto por equações diferenciais parciais (matriz jacobiana), que retorna os valores das tensões e potências nas barras do sistema. Já o fluxo de carga continuado é usado para encontrar o ponto de máximo carregamento do sistema através de sucessivas soluções do fluxo de carga aumentando-se gradativamente as cargas do sistema através do fator de carregamento λ até que o processo diverja. Ambos os processos de solução dos fluxos são utilizados neste trabalho.

2.2 Fundamentação teórica

A estabilidade ou instabilidade da tensão no Sistema Elétrico de Potência (SEP) pode ser causada por fatores severos ou não severos, voluntários ou não voluntários como por exemplo aumento e diminuição de carga, seccionamento de linhas de transmissão, faltas dentre outros. Segundo IEEE/CIGRE 2004, a estabilidade de tensão refere-se à habilidade de um sistema de potência em manter valores adequados para as tensões em todos os barramentos, mesmo depois de submetido a um distúrbio em uma dada condição inicial de operação.

Pode-se definir também, a estabilidade de tensão como sendo a habilidade do sistema de potência em manter tensões aceitáveis em todas as barras do sistema sob condições normais e depois de sofrer uma perturbação (KUNDUR, 1994).

Entendendo-se o conceito de estabilidade, deve-se entender agora quando o sistema está estável. O sistema de potência pode ser considerado estável, do ponto de vista de operação, quando todas as grandezas físicas ou calculadas puderem ser consideradas constantes para fins de análise. Sendo assim, na ocorrência de uma perturbação o sistema poderá caminhar para a instabilidade caso alguma medida corretiva não seja implementada em tempo hábil.

Após a ocorrência de sucessivos distúrbios na rede, o sistema de controle pode não conseguir levar o sistema de volta a um ponto de equilíbrio seguro ocasionando um colapso de tensão (*blackout*). Esse evento pode acarretar em inúmeros prejuízos para a sociedade pois atualmente há uma dependência quase que por completo da energia elétrica para atividades cotidianas.

O maior *blackout* de grandes proporções recente no Brasil foi o ocorrido em 10 de novembro de 2009 quando uma possível falha do SIN deixou 18 Estados brasileiros sem energia e parte do Paraguai. (WASSERMANN, 2009)

2.3 Métodos de Análise

Os distúrbios na rede podem ser grandes ou pequenos. Um grande distúrbio é aquele para o qual não se pode linearizar as equações não lineares que descrevem a dinâmica do sistema para fins de análise. Faltas, seccionamento de linhas e perdas de unidades geradores são um exemplo (GRAINGER e STEVENSON, 1994).

Na ocorrência de distúrbios ou mudanças na rede onde estas podem ser adequadamente analisadas por versões linearizadas de suas equações dinâmicas e algébricas tem-se então a ocorrência de um pequeno distúrbio.

Assim, métodos de análise estática ou dinâmica são empregados para verificar a proximidade da operação do sistema do ponto de colapso de tensão e os locais mais vulneráveis à instabilidade.

2.3.1 Análise estática

Quando os estados de um sistema de potência variam lentamente, pode-se anular a dinâmica, representando o sistema através de um conjunto de equações puramente algébricas, e assim, analisar o seu comportamento como uma sucessão de pontos de equilíbrio (KUNDUR, 1994).

Dadas as peculiaridades da análise estática, esta é capaz de fornecer medidas práticas reais da proximidade da instabilidade de tensão no sistema indicando também, de modo claro, as áreas mais susceptíveis ao problema da instabilidade (LERM, 1995).

Este tipo de análise será a ferramenta principal de estudo proposto neste trabalho.

2.3.2 Análise dinâmica

A Análise não linear no domínio do tempo retrata cronologicamente os eventos responsáveis por um colapso de tensão, fornecendo com fidelidade, o comportamento dinâmico do sistema após a ocorrência de uma perturbação. No entanto, a simulação no domínio do tempo, além de exigir um enorme esforço computacional, não fornece informações sobre a margem de estabilidade do sistema, restringindo sua aplicação a situações específicas de colapso de tensão e complemento da verificação dos resultados da análise estática como afirma (REIS, 2005).

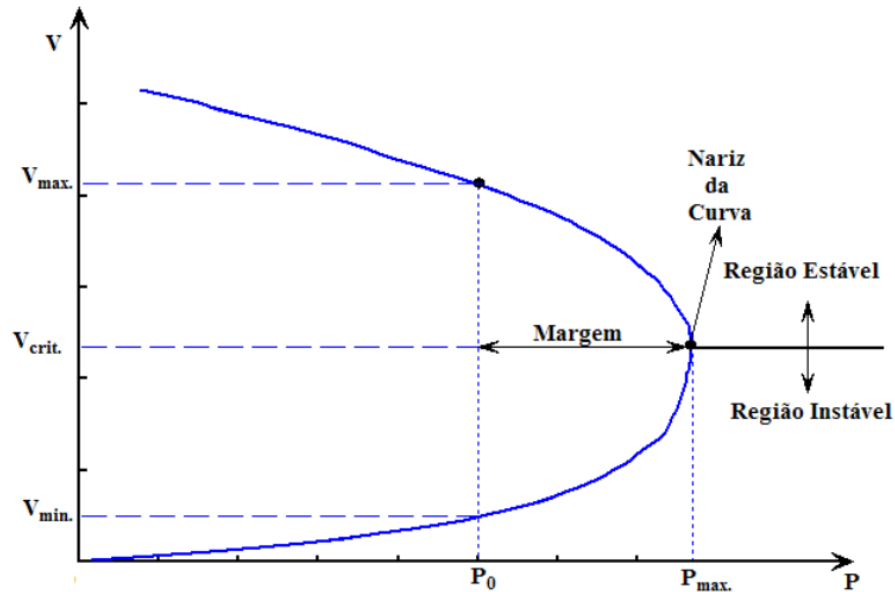
Em contraste com a análise estática em que os pontos de equilíbrio de uma curva PV não dependem do tempo, o método de análise dinâmica revela a estabilidade transitória e / ou a longo prazo de um sistema de energia em estudo (WESTERN ELECTRICITY COORDINATING COUNCIL , 2006). Esta análise não será utilizada neste trabalho.

2.3.3 Curva do tipo PV

A curva PV pode ser obtida a partir da solução do fluxo de carga continuado. No entanto, um sistema estressado (alto carregamento) apresenta características altamente não-lineares. Isto dificulta a convergência na região de máximo carregamento do sistema, devido à proximidade da singularidade da matriz Jacobiana.

A curva PV é definida como a relação entre a potência de um determinado barramento e a magnitude de tensão do mesmo. Desta forma, a curva PV indica a margem de estabilidade de tensão, que corresponde à distância entre um dado ponto de operação e o ponto de máximo carregamento, situado no ponta mais aguda da curva conforme Figura 1.

Figura 1 - Curva PV.



Fonte: (AMORIM, 2011)

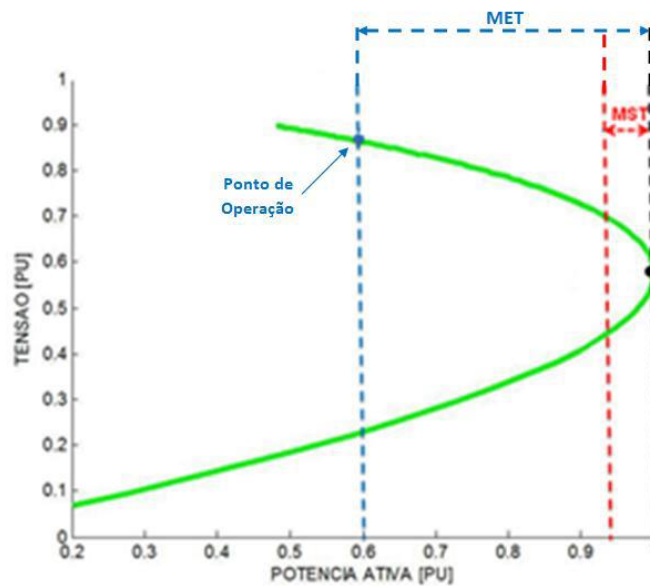
Observa-se que nesta curva, a parte de cima corresponde a região estável do sistema enquanto que a parte de baixo representa a região instável. Com o aumento do carregamento nas barras de carga, há um desequilíbrio na potência reativa do sistema o que ocasiona a queda da tensão nas barras. No ponto mais agudo da curva, a matriz Jacobiana torna-se singular onde há a máxima transferência de potência e, a partir deste ponto, mesmo com o aumento da carga a tensão decrescerá.

Desta análise, percebe-se que as curvas P-V revelam qual a margem de estabilidade de tensão, mas não indicam o tipo de medida preventiva que resultaria numa melhoria das margens do sistema.

2.4 Margem de Estabilidade de Tensão e Margem de Segurança de Tensão

Como visto nos tópicos anteriores, o SEP deve respeitar uma margem segura de operação para que não haja problemas de instabilidade de tensão que leve o sistema a um *blackout*. As curvas obtidas pelo método de análise PV são a forma mais comum de representar graficamente a Margem de Estabilidade de Tensão (MET) e a Margem de Segurança de Tensão (MST) em termos da potência ativa. A Figura 2 ilustra uma curva PV delimitada pelas margens.

Figura 2 - Curva PV com MET e MST delimitados.



Fonte (VALE, CHAVES, *et al.*, 2012)

A MST corresponde a uma distância mínima que se deve ter do ponto de máxima transferência de potência, e sua relevância é mais considerada quando a expansão e operação do sistema são considerados. Para (CUTSEM e VOURNAS, 1998), a MST pode ser interpretada sob duas linhas de pensamento. Por um lado, pode indicar a proximidade a “*um limite de capacidade de carga pós-contingência definindo uma margem de capacidade de carga*” ou, por outro lado, pode indicar a proximidade a “*um limite de operação segura demarcando uma margem de operação segura*”.

No planejamento do SEP condições de estabilidade de tensão, disponibilidade de geração, crescimento da demanda e execução de obras de expansão são detalhes que devem ser muito bem pensados no presente para que no futuro todo o sistema não venha a ser comprometido. Este fato fica consolidado no documento Procedimentos de Redes do Operador Nacional do Sistema (ONS), onde “*como critério geral, as margens de segurança de tensão para os estudos de ampliações e reforços e de planejamento da operação são de 7% e 4%, nas análises com rede completa e incompleta, respectivamente. Em tempo real, uma margem de 4% deve ser a meta*” (ONS, 2010).

2.5 Conclusão

Neste capítulo foram vistos os métodos de análise para estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica e, para o estudo proposto neste trabalho, optou-se pelo método de análise estático. Como será visto nos próximos capítulos, o parque eólico apresenta

inconstâncias quanto à velocidade do vento ao longo do dia por este motivo a análise estática dos cenários de estudo considera apenas velocidades de vento e geração pontual de potência.

Capítulo 3 - Geração Eólica

3.1 Introdução

Neste capítulo será discutida a potencialidade do recurso eólico no mundo, no Brasil e na região do Nordeste paraense que é foco de estudo principal deste trabalho. Serão apresentados também modelos dos principais aerogeradores bem como sua classificação quanto ao tipo de barra a ser adotado durante as simulações de fluxo de carga.

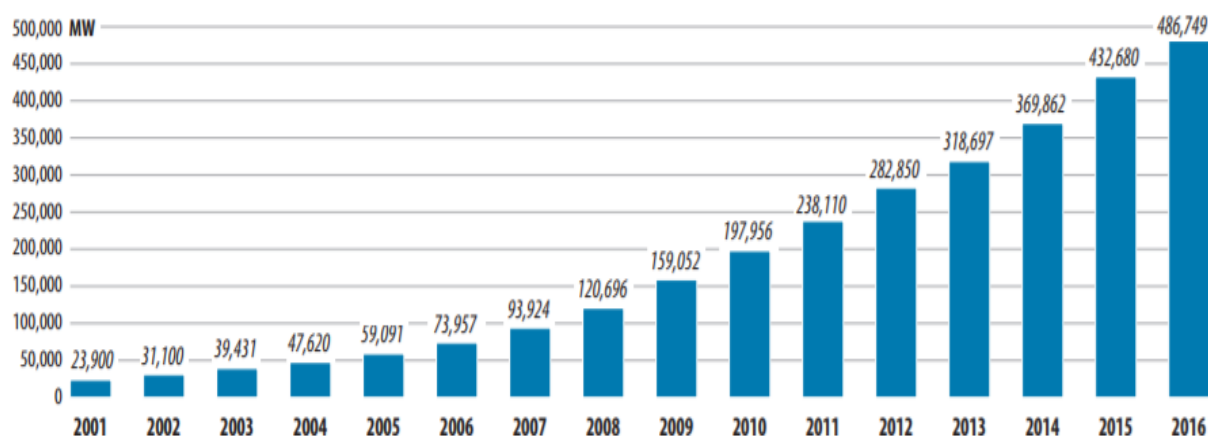
Para os modelos de turbinas que serão apresentados neste capítulo, será feita uma consideração para que o modelo se adeque à solução do fluxo de carga.

3.2 Recurso eólico mundial

Ásia, Europa e América do Norte são os continentes que lideram a produção mundial de energia eólica desde 2008. O grande clamor mundial pela utilização de recursos renováveis para produção de energia elétrica foi um dos grandes responsáveis pelos crescentes investimentos em todo o mundo neste setor, porém, os combustíveis fósseis ainda são os mais utilizados no mundo como fonte de energia.

Segundo o *Global Wind Energy Council* (GWEC, 2017) mais de 54 GW de energia renovável limpa foram instalados em todo o mundo em 2016 compreendendo mais de 90 países sendo que, mais de 9 países possuem a marca de 10.000 MW de capacidade instalada e 29 países conseguiram ultrapassar a marca de 1.000 MW de produção eólica. A capacidade acumulada cresceu 12,6%, atingindo um total de 486,8 GW como mostra a Figura 3.

Figura 3 - Capacidade Mundial Acumulativa Instalada de Geração de Energia Eólica 2001-2016.

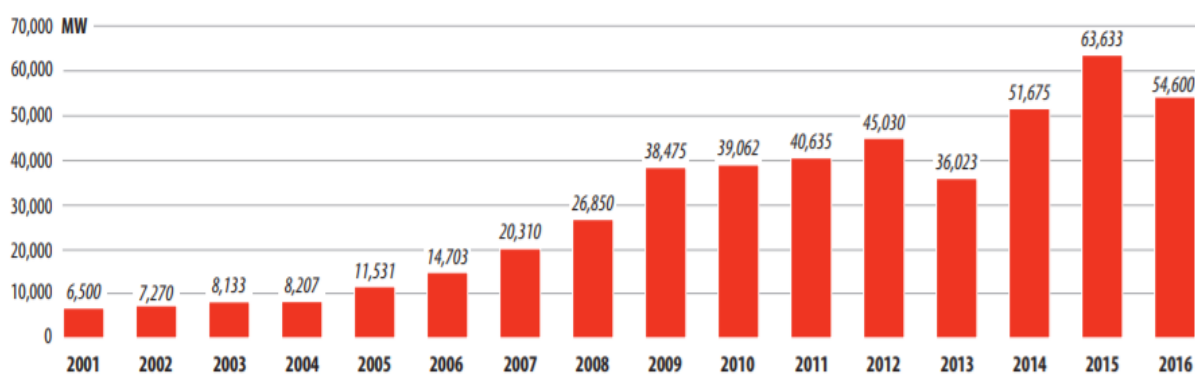


Fonte: (GWEC, 2017)

Os níveis de penetração de energia eólica continuam a aumentar no mundo, liderados pela Dinamarca, com 40%, seguidos do Uruguai, Portugal e Irlanda, com mais de 20%, Espanha e Chipre em torno de 20%, a Alemanha com 16%; e os grandes mercados da China, dos EUA e do Canadá recebem 4%, 5,5% e 6% de sua energia do vento, respectivamente. A GWEC prevê que daqui a cinco anos, quase 60 GW de novas instalações eólicas serão feitas em 2017, chegando a um mercado anual de cerca de 75 GW até 2021, aumentando a capacidade instalada acumulada de mais de 800 GW até o final de 2021.

Seguindo os passos de desenvolvimento da tecnologia de aerogeradores, a capacidade instalada anual de parques eólicos no mundo deu um grande salto nos anos de 2004 para 2005 com o advento de aerogeradores de grande porte especialmente aqueles instalados em alto mar (*Offshore*). A capacidade anual instalada pode ser vista na Figura 4.

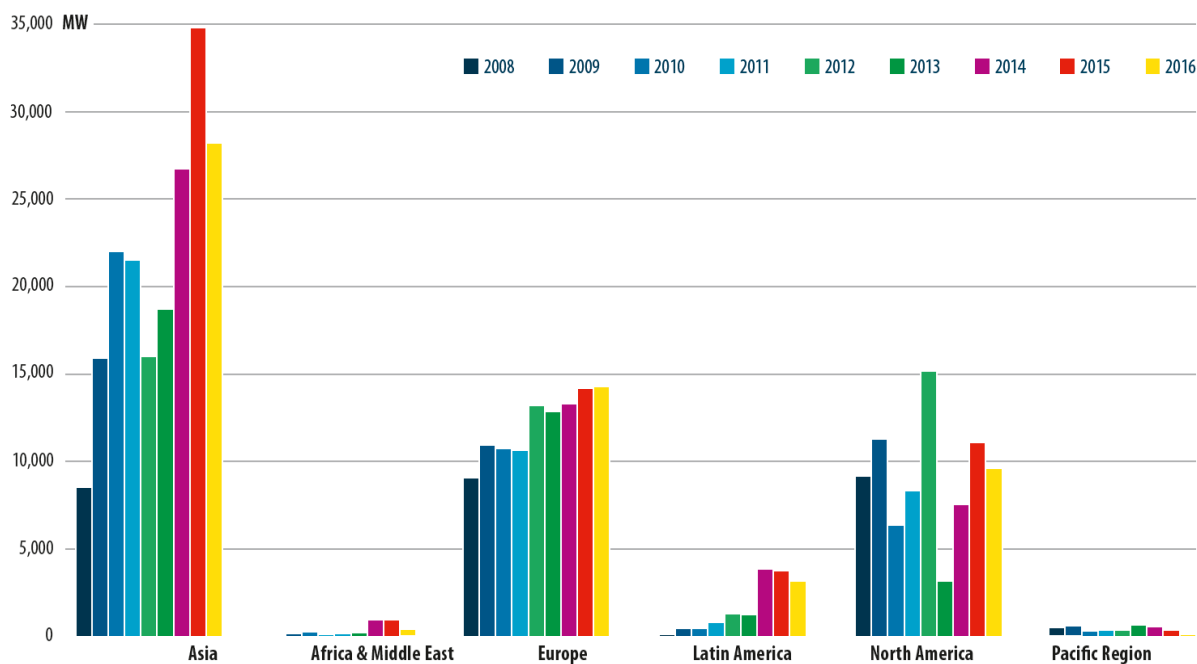
Figura 4 - Capacidade anual instalada de geração eólica 2001-2016.



Fonte: (GWEC, 2017)

De 2008 a 2016, os continentes em geral aumentaram a sua capacidade instalada de energia eólica. Ásia, Europa e América do Norte continuam na liderança das instalações, porém, a América Latina tem ganhado destaque no seu expressivo desenvolvimento e ampliação dos investimentos em energia eólica. Atualmente, África e Oriente Médio são os que menos investem nesta tecnologia conforme mostrado na Figura 5.

Figura 5 - Capacidade anual instalada por região 2008-2016.



Fonte: (GWEC, 2017).

3.3 Recurso eólico brasileiro

O Brasil é um dos países emergentes da América do Sul que mais investe na geração eólica. Pela sua vasta extensão territorial e vasta faixa litorânea o torna um país muito atrativo para tal investimento, porém, o seu potencial ainda é pouco explorado pelo governo, mas os estudos nesta área revelam uma grande capacidade de exploração deste recurso tanto para parques *onshore* quanto *offshore*.

O Ministério de Minas e Energia, por meio do Conselho Nacional de Política Energética estabelece na Lei nº 9478 (BRASIL, 1997) as políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia que visam em primeira ordem preservar o interesse nacional sobre os recursos, promover o desenvolvimento e ampliação do mercado de trabalho além de proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia.

Para que haja o desenvolvimento dessas políticas, o Ministério dispõe de comitês e conselhos além de entidades vinculadas. A ELETROBRAS é uma destas entidades sendo uma *holding* do governo federal, proposta em 1964 e consolidada pela Lei 3.890-A (BRASIL, 1961), responsável, através de suas subsidiárias, da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no país. A Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), as Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), as Centrais Elétricas do Sul S.A. (ELETROSUL),

Furnas Centrais Elétricas S.A (FURNAS) (subsidiárias de geração e transmissão) juntamente com o CEPEL vem desenvolvendo uma série de estudos em energias renováveis a fim de tornar o Brasil um país com uma matriz energética mais limpa frente às grandes exigências relacionadas à preservação do meio ambiente.

O CEPEL é o maior e mais importante centro de pesquisa em energia elétrica do Hemisfério Sul. Abriga 40 laboratórios no Estado do Rio de Janeiro e a partir de um convênio com o Ministério de Minas e Energia criou o projeto Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB) em 1994 visando promover o desenvolvimento das energias renováveis em especial a solar e a eólica.

Outro incentivo do governo que beneficia o crescimento e exploração dos recursos renováveis no país é o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) instituído pela Lei nº 10.438 (BRASIL, 2002) que visa aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas no SIN.

Dentre os projetos importantes coordenados pelo CEPEL, destaca-se a elaboração do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro que em sua primeira versão no ano de 2001 apresentava informações quanto à potencialidade eólica das regiões brasileiras para uma altura de 50 metros. Este atlas foi atualizado posteriormente em 2013 através da iniciativa entre o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação e da Coordenação Geral de Tecnologias Setoriais passando agora a englobar medições para alturas de 30 a 200 metros.

Os programas de incentivo do governo têm-se mostrado satisfatórios colocando o nosso país em posição de destaque mundial. Segundo dados publicados pelo GWEC o Brasil está entre o *Top 10* dos países que mais investem em energia eólica, de acordo com a Tabela 1, com 2014 MW de novas instalações no ano de 2016 (GWEC, 2017).

Tabela 1 - *Top 10* novas instalações eólicas no mundo em 2016.

País	MW
China	23.328
Estados Unidos	8.203
Índia	3.612
Brasil	2.014
França	1.561

Turquia	1.387
Holanda	887
Reio Unido	736
Canadá	702
Resto do mundo	6.727

Fonte: Adaptado de (GWEC, 2017)

De acordo com a síntese do relatório final do BEN, a Empresa de Pesquisa Energética publicou dados relativos à geração de energia eólica no país para uma faixa de 10 anos conforme mostrado na Tabela 2 (BEN, 2017). Nota-se que em 2016 houve um aumento de 54,9% de geração eólica se comparado com o ano de 2015. Resultado esse alcançado com os trabalhos de políticas de incentivo do PROINFA.

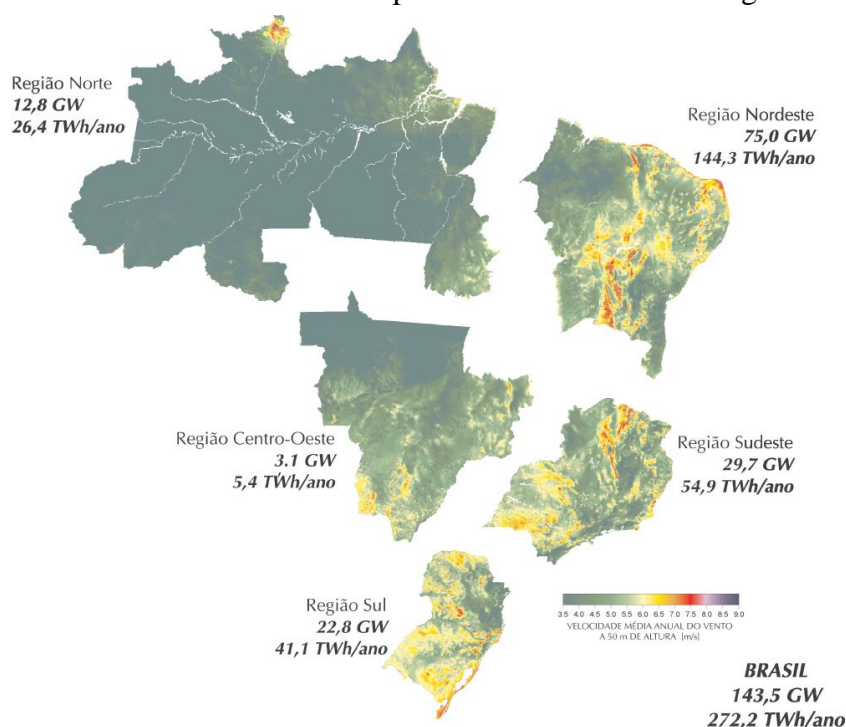
Tabela 2 - Evolução da geração eólica no Brasil.

Ano	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
GWh	663	1.183	1.238	2.177	2.705	5.050	6.578	12.210	21.625	33.489

Fonte: Adaptado de (BEN, 2017)

Em 2001, O CEPEL publicou um mapa no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro que mostra a estimativa de produção de energia eólica por região, Figura 6, onde se observar que a região Norte tem um recurso em torno de 26,4 TWh/ano a ser aproveitado (CEPEL, 2001).

Figura 6 - Potencial eólico médio estimado para velocidades de vento igual ou maior a 7m/s.



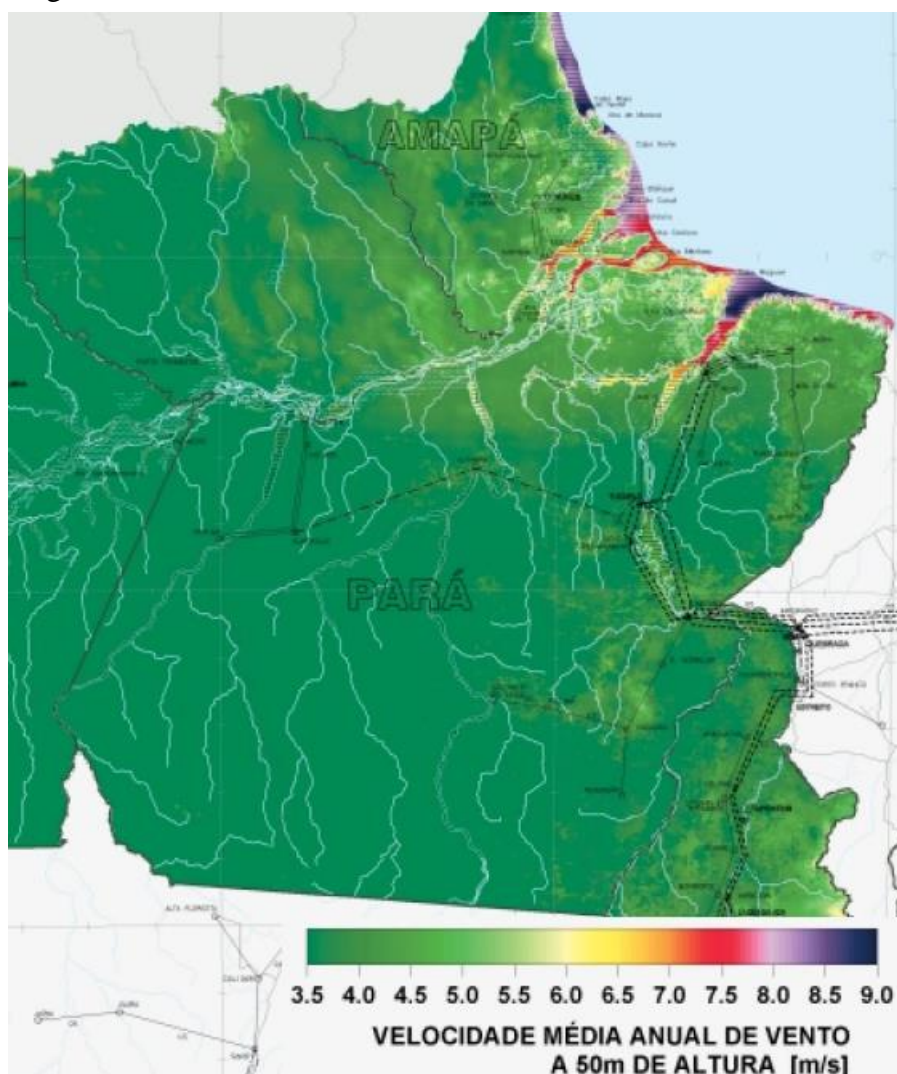
Fonte: (CEPEL, 2001)

A região Norte do país, em especial o Estado do Pará, é o foco de interesse deste trabalho e será melhor abordado nos tópicos seguintes.

3.4 O potencial eólico no Estado do Pará

Em geral, em locais situados próximos à costa, zona litorânea, os ventos costumam atingir velocidades maiores do que se comparados com aqueles dentro do continente. Na Figura 7 pode-se ver um recorte do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro mostrando o Estado do Pará e suas respectivas velocidades de vento estimadas para a altura de 50m (CEPEL, 2001).

Figura 7 - Velocidade média anual de vetos no Pará a 50m de altura.



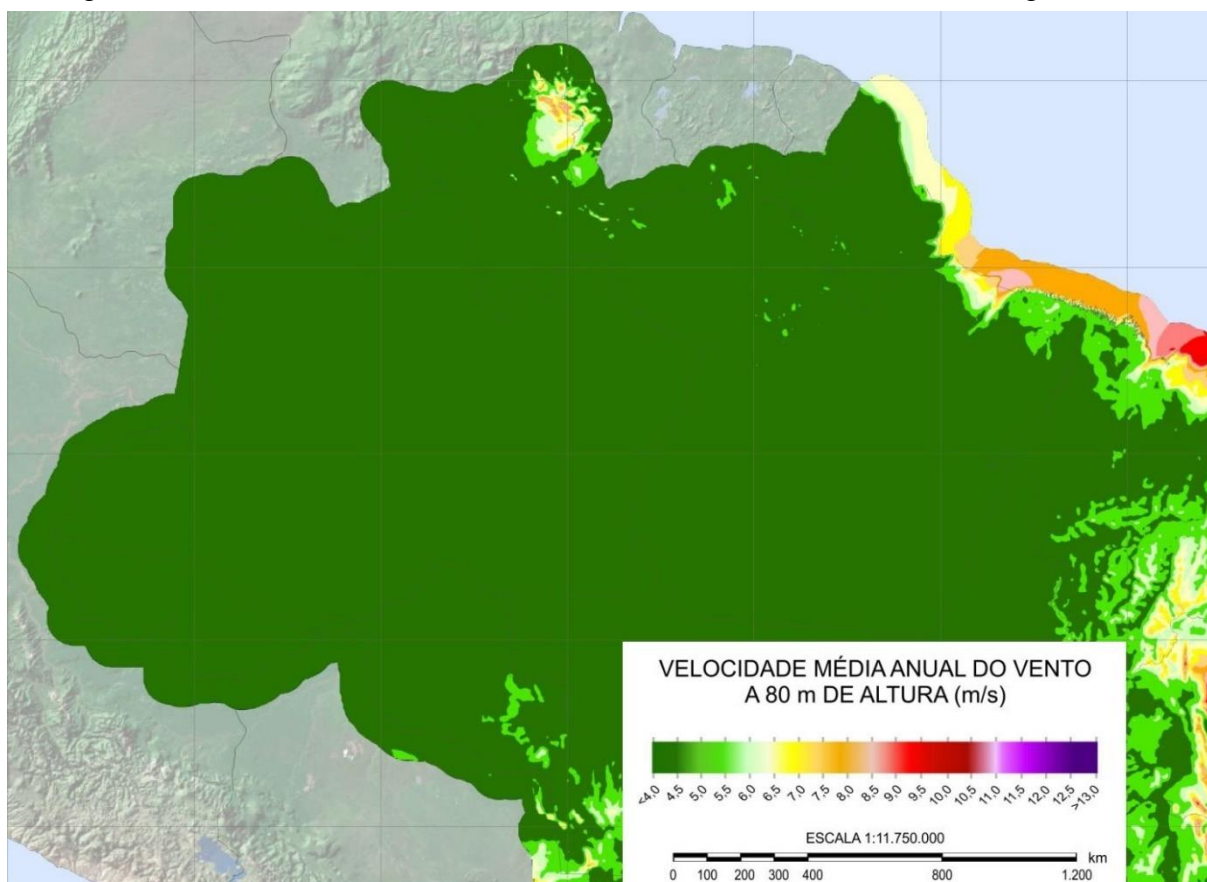
Fonte: Adaptado de (CEPEL, 2001)

Como pode-se observar na Figura 8, a zona litorânea do Pará apresenta expressivo potencial a ser explorado em relação à energia eólica. A velocidade do vento varia com a altura

e está intimamente relacionada com a rugosidade do terreno assim, uma moderada alteração na rugosidade do terreno faz com que a velocidade do vento tenda a se elevar (FRADE, 2000).

Como o atlas inicialmente foi lançado com dados de velocidade de vento para 50m de altura, uma nova versão atualizou os dados para 30, 50, 80, 100, 120, 150 e 200 m de altura (CEPEL, 2013). Na Figura 9, observa-se um recorte da região Norte do país retirado da versão de 2013 para velocidades de vento concebidas à 80 m de altura.

Figura 9 – Velocidade média anual do vento a 80 m de altura. Recorte da região Norte.



Fonte: Adaptado de (CEPEL, 2013)

O potencial eólico no Estado do Pará foi foco de um relatório técnico promovido entre a Universidade Federal do Para (UFPA), através do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE), e da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A no qual realizou-se o levantamento, tratamento e análise dos dados de velocidade e direção do vento no Litoral do Estado do Pará (FRADE e PINHO., 2000).

O Pará iniciou os estudos da potencialidade eólica em 1994 a partir da implantação do primeiro Sistema Híbrido Solar-Eólico-Diesel do Brasil na localidade de Joanes no Marajó. Este projeto contou com a parceria internacional dos Estados Unidos intermediada pelo CEPEL

com parceria local da CELPA, UFPA e Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM).

Com os dados coletados em Joanes, o CEPEL iniciou o Projeto Região Norte que visava coletar mais dados da velocidade do vento para compor o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. As cidades de Vizeu, Ajuruteua, Salinópolis, Algodual, Soure e Chaves no Estado do Pará foram as escolhidas para receber as estações de medição. O GEDAE também fez suas próprias medições de velocidade do vento nas cidades de Mota, Tamaruteua e Praia Grande totalizando 10 estações de medição com anemômetros instalados em sua maioria a uma altura de 30 m.

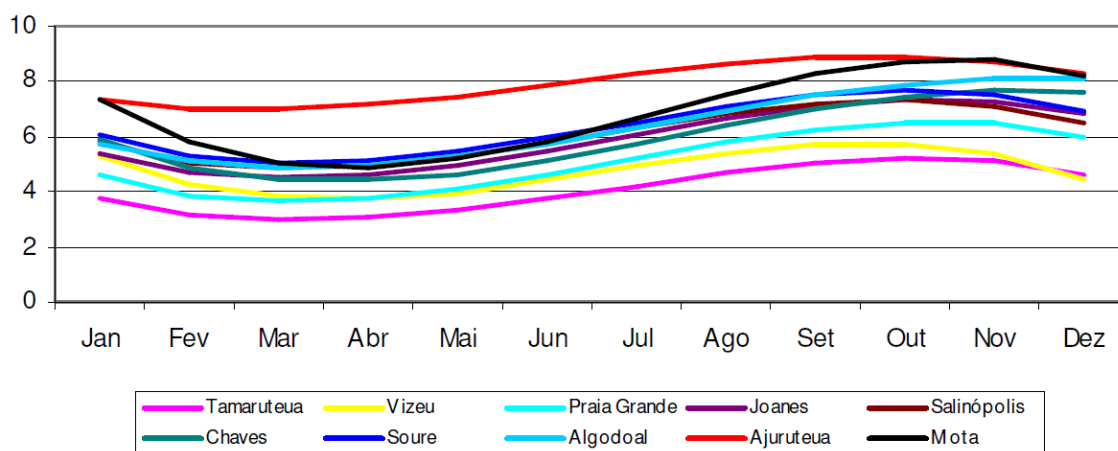
No período de março de 1997 a julho de 1999 foram coletados os dados de velocidade do vento nas estações citadas anteriormente e podem ser vistas na Tabela 3 (NOGUEIRA, 2012) e na Figura 10 a velocidade média das estações são representadas graficamente por polinômios de terceiro grau (FRADE, 2000).

Tabela 3 - Médias de velocidade do vento nas estações de medição.

Estação	Menor Média da Velocidade de Vento Mensal (m/s)	Maior Média da Velocidade de Vento Mensal (m/s)	Média da Velocidade de Vento Anual (m/s)
Vizeu	3,18	5,88	4,75
Ajuruteua	6,19	10,01	7,96
Salinópolis	4,19	7,31	6,23
Mota	4,47	9,27	6,96
Algodual	5,53	8,49	6,28
Tamaruteua	2,87	5,53	4,11
Praia Grande	3,09	7,08	5,05
Soure	4,67	7,92	6,38
Chaves	3,18	7,93	6,04
Joanes	4,65	7,59	5,93

Fonte: Adaptado de (NOGUEIRA, 2012)

Figura 10 - Curvas das velocidades médias calculadas das estações usando polinômios de 3ª ordem.



Fonte: Adaptado de (FRADE, 2000)

Para melhor entender o que as velocidades de vento medidas nas estações representam do ponto de vista de aproveitamento eólico, a Tabela 4 apresenta a classificação dos ventos para alturas de medição de 10 m e 50 m e suas respectivas velocidades e densidade de potência em Watts por metro quadrado.

Tabela 4 - Classificação de ventos quanto a sua densidade de potência, altura e velocidade.

Classe de Vento	10 m		50 m	
	Densidade de Potência (W/m ²)	Velocidade (m/s)	Densidade de Potência (W/m ²)	Velocidade (m/s)
1	100	4.4	200	5.6
2	150	5.1	300	6.4
3	200	5.6	400	7.0
4	250	6.0	500	7.5
5	300	6.4	600	8.0
6	400	7.0	800	8.8
7	1000	9.4	2000	11.9

Fonte: Adaptado de (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 1986)

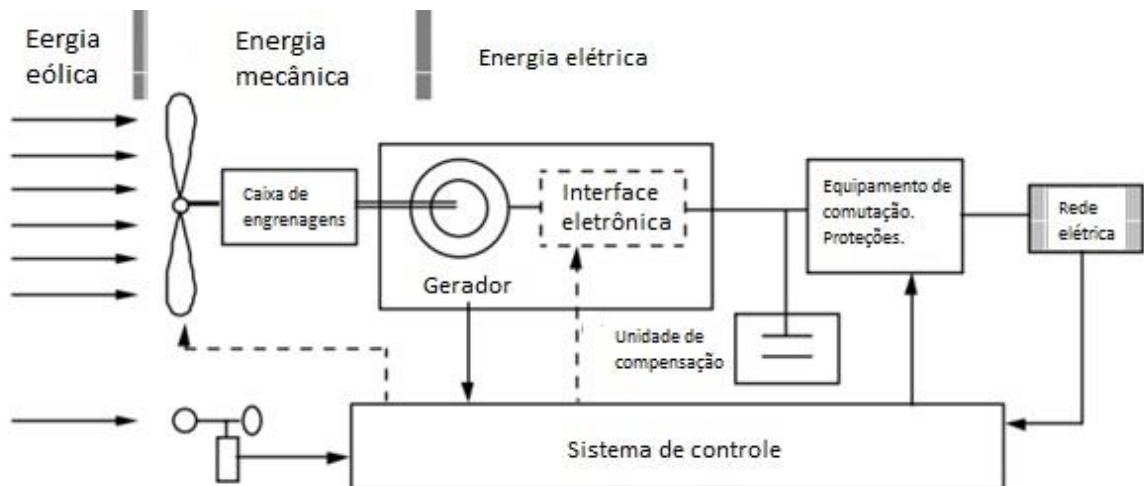
Portanto, a estação de Ajuruteua caracteriza o melhor potencial a ser explorado pois apresenta ventos de Classe 6 ou superior. Por esta razão, a cidade de Ajuruteua foi escolhida como local para a simulação da inserção de um parque eólico cujos detalhes serão vistos nos tópicos seguintes.

Para mais informações a respeito das outras estações de medição, sugere-se consultar o Relatório Técnico GEDAELETRONORTE (FRADE e PINHO., 2000).

3.5 Modelagem de aerogeradores (PQ e PV)

Um aerogerador tem como objetivo converter a energia proveniente dos ventos em energia elétrica. A Figura 11 mostra um esquema desse processo de conversão de energia.

Figura 11 - Esquema básico de transformação de energia num aerogerador genérico.



Fonte: (CIGRE, 2000)

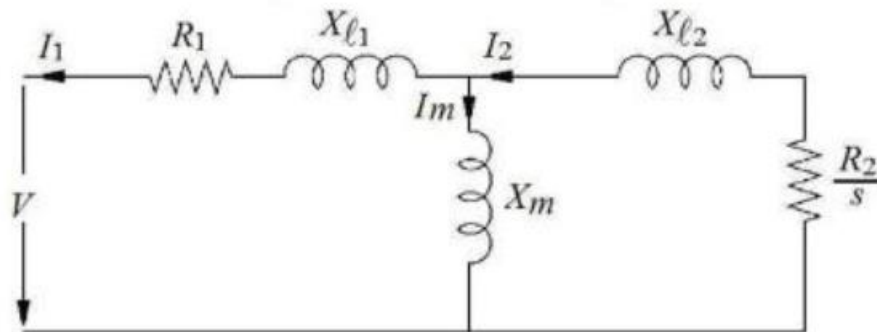
O gerador elétrico (síncrono ou assíncrono) transforma a energia mecânica em energia elétrica é projetado para fornecer a máxima potência de acordo com a velocidade do vento que atinge as pás da turbina. Assim, é necessário limitar a velocidade da turbina para velocidades de vento acima da velocidade nominal. Esse controle pode ser feito através de duas estratégias; na primeira denominada de *stall*, as pás são fixas no eixo do gerador e apenas o formato aerodinâmico das pás é responsável pelo controle da velocidade onde ao ultrapassar a velocidade nominal o aerogerador entra em perda aerodinâmica reduzindo o fornecimento de potência; o segundo controle é denominado de *pitch* onde a angulação das pás são alteradas em relação ao eixo do gerador de forma a aproveitar de maneira ótima a velocidade do vento e ao atingir velocidades superiores ao nominal, as pás são posicionadas paralelamente ao vento afim de reduzir a velocidade de rotação. (ACKERMANN, 2005)

As turbinas podem ser divididas em duas classes principais: as de velocidade fixa e as de velocidade variável. Ambas as classificações apresentam turbinas com tecnologia *pitch* ou *stall* e serão vistas nos tópicos seguintes.

3.5.1 Turbinas de velocidade fixa

As turbinas de velocidade fixa são máquinas de indução (gerador assíncrono) que trabalham com uma frequência de rotação acima da velocidade síncrona. A Figura 12 mostra o circuito equivalente de uma máquina de indução.

Figura 12 – Circuito equivalente monofásico de uma máquina de indução.



Fonte: (FERNANDES, 2010)

Onde:

I_1 : Corrente no estator

R_2 : Resistência do rotor

I_2 : Corrente no rotor

X_{l1} : Reatância de fuga do estator

I_m : Corrente de magnetização

X_{l2} : Reatância de fuga do rotor

V : Tensão terminal

X_m : Reatância de magnetização

R_1 : Resistência do estator

s : Escorregamento

O escorregamento é a relação entre a velocidade do rotor e a velocidade do campo girante no estator e é adimensional (FITZGERALD, JR e UMANS, 2006). O cálculo do escorregamento pode ser feito pela Equação (1).

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (1)$$

Onde:

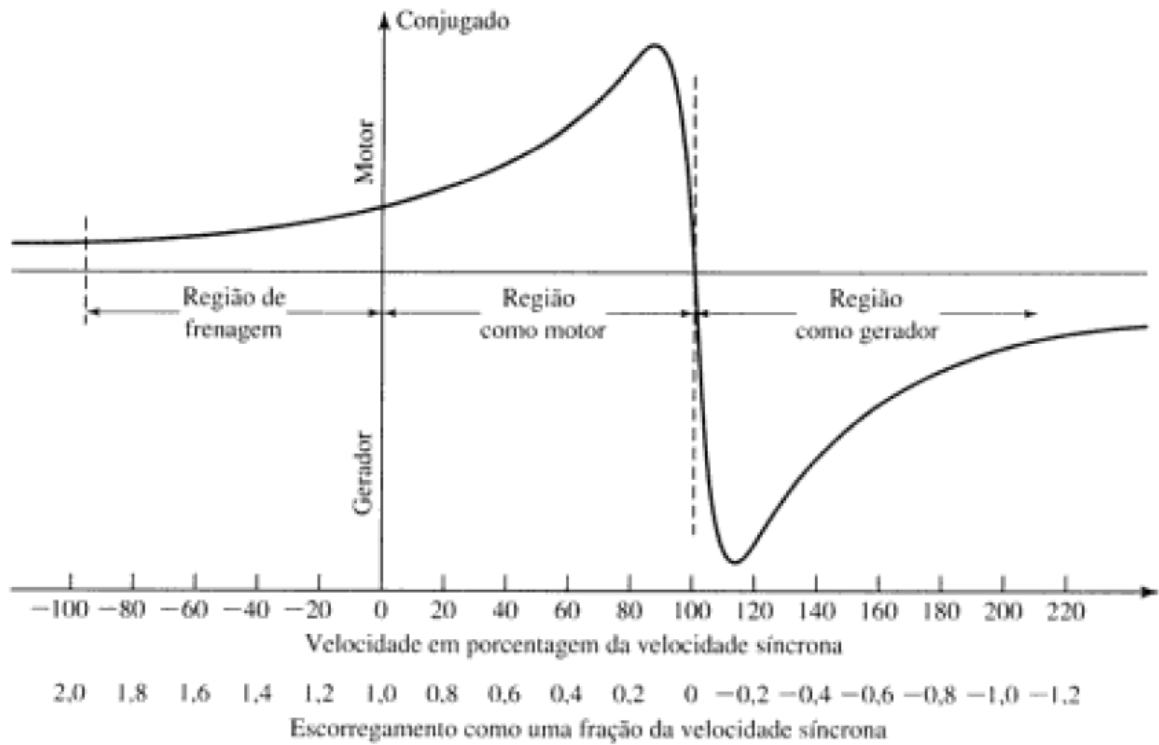
n_s – Velocidade síncrona do gerador (rad/s);

n – Velocidade de rotação do rotor (rad/s);

A máquina de indução pode se comportar tanto como um gerador como um motor. Dependendo da velocidade do rotor, a máquina pode desenvolver escorregamento positivo ou negativo e isso determinará se a máquina está injetando ou consumindo potência na rede na

qual está conectada (FITZGERALD, JR e UMANS, 2006). A Figura 13 demonstra este comportamento.

Figura 13 - Curva de uma máquina de indução do conjugado em relação à velocidade e ao escorregamento.

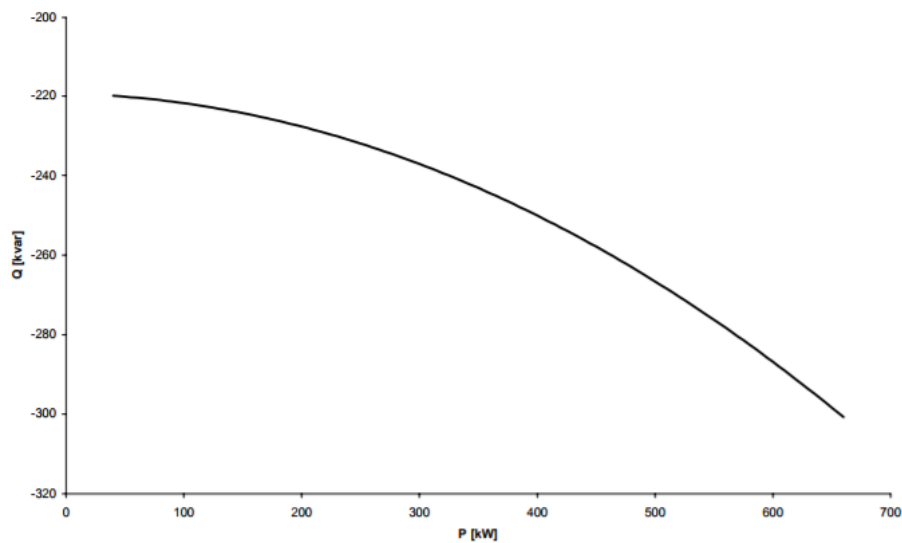


Fonte: (FITZGERALD, JR e UMANS, 2006)

3.5.1.1 O Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo (SCIG)

É um exemplo de aerogerador de velocidade fixa. Nesta máquina, o campo elétrico é estabelecido através do estator para produção da energia elétrica sendo assim, para manter este campo o gerador absorve potência reativa da rede conforme a Figura 14. O fator de potência da máquina varia em torno de 0,18 a 0,91 capacitivo (JESUS e CASTRO, 2004).

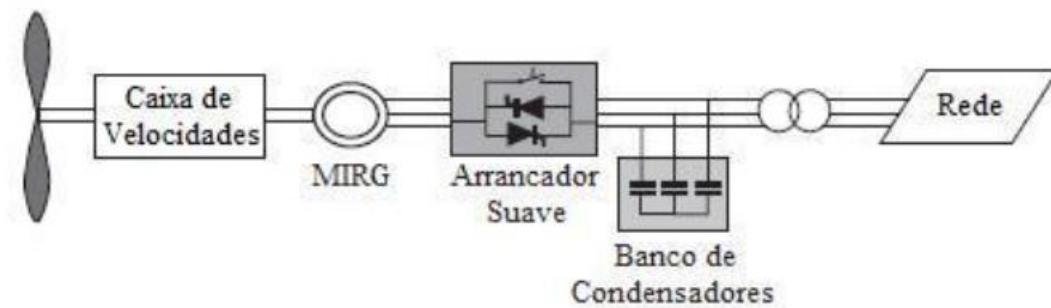
Figura 14 – Curva da potência reativa consumida para a potência ativa gerada em um SCIG.



Fonte: (JESUS e CASTRO, 2004)

Como este gerador não possui bobinas, anéis coletores e nem escovas, a sua manutenção se torna bem mais fácil e mínima o que o torna muito bom para ser instalada em locais de difícil acesso. Como pode ser visto na Figura 15, esse gerador necessita de um banco local de capacitores para corrigir o fator de potência.

Figura 15 – Esquema básico de um gerador SCIG.



Fonte: (FERNANDES, 2010)

Uma das grandes desvantagens dos aerogeradores de velocidade fixa está no fato de como não há o controle da velocidade, uma pequena variação de velocidade no gerador resultará em uma grande variação de torque no mesmo refletindo isso na tensão de saída do gerador (NOGUEIRA, 2012). Para minimizar esses efeitos o uso de *soft-starter* é frequente para minimizar as oscilações de tensão.

Como este aerogerador absorve potência reativa da rede e seus bancos de capacitores são alocados para elevação deste fator, além de não possuir controle da tensão modela-se este gerador como uma barra PQ (potência ativa e reativa especificada) onde a cada iteração a potência reativa é recalculada no fluxo de carga como afirma (LOPES, BARBOSA e PIDRE, 1991).

3.5.2 Turbinas de velocidade variável

As turbinas de velocidade variável são mais atrativas do que as turbinas de velocidade fixa pois aproveitam melhor a energia provinda das diferentes velocidades de vento que alcançam as pás do aerogerador. O gerador é acoplado à rede elétrica através de conversores de potência estáticos e os enrolamentos de excitação do gerador são alimentados por uma frequência externa de um inversor sendo assim, a velocidade de rotação do gerador e do rotor estão desacopladas da frequência da rede (CIGRE, 2000).

A operação de velocidade variável pode ser conseguida usando qualquer combinação adequada de geradores elétricos e conversores eletrônicos de energia, como geradores de indução de gaiolas de esquilo ou geradores de indução de rotor bobinado ou gerador síncrono com excitação de campo ou ímã permanente e conversores do tipo *back to back* (Corrente alternada / corrente contínua / corrente alternada) ligando o estator à rede.

A operação de controle da potência nestes aerogeradores comumente é da tecnologia do tipo *pitch* já explicada nos tópicos anteriores. Além disso, o controlador de potência ativa assegura que a máxima potência será extraída para velocidades de vento abaixo da nominal da turbina enquanto que para valores acima do nominal a tecnologia *pitch* entra em ação para manter a potência nominal (FERNANDES, 2010). O controlador de potência reativa pode controlar o fator de potência do gerador para os níveis especificados e mantém seu valor constante para qualquer velocidade do vento atuando no valor de referência do controlador.

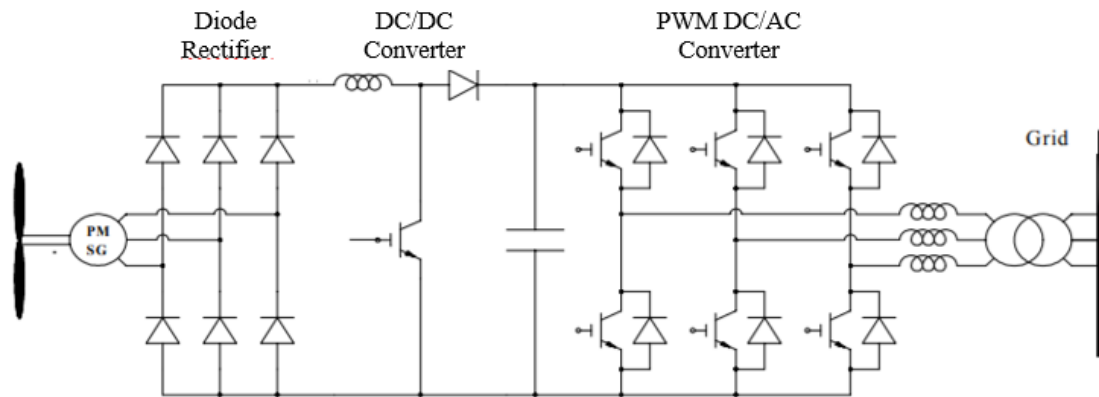
Como as turbinas de velocidade variável são mais comuns no mercado, serão apresentados a seguir dois modelos de aerogeradores sendo um síncrono e um assíncrono.

3.5.2.1 O Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes (PMSG)

O aerogerador do tipo *Permanent Magnetic Synchronous Generator* (PMSG) é uma turbina de velocidade variável de alta eficiência onde o fluxo magnético do enrolamento de campo (rotor) é provido por um ímã (FITZGERALD, JR e UMANS, 2006). Este aerogerador utiliza a tecnologia *pitch* para realizar o controle de potência extraída do vento de forma ótima que é repassado para um conversor *back to back*, o conversor conectado à rede elétrica funciona como um inversor do tipo fonte de tensão utilizando chaves eletrônicas do tipo *Insulated Gate Bipolar Transistor* IGBT, determinando a frequência elétrica de saída do aerogerador a mesma da rede (NOGUEIRA, 2012).

Um esquema básico desse tipo de gerador é mostrado na Figura 16.

Figura 16 - Esquema básico de um PMSG.



Fonte: (CIGRE, 2000)

Este tipo de aerogerador é muito utilizado em parques eólicos no mar (*offshore*). A redução considerável das perdas por efeito joule no rotor quando funcionando em regime permanente faz com que apresente rendimento superior às máquinas de indução de potência equivalentes, podendo esta redução nas perdas chegar até 25% (NOGUEIRA, 2012). Além disso, por possuírem entreferros de maior espessura, há a possibilidade de variar o número de polos do gerador fazendo com que ele opere com baixa velocidade de rotação (gerador com multipolos) e o rotor pode ser acoplado diretamente à turbina sem a necessidade de caixa de engrenagens (NUNES, 2003).

Uma das desvantagens a se considerar é sobre a grande dificuldade em controlar a tensão do gerador bem como o seu fator de potência além do mais, as altas temperaturas afetam drasticamente os materiais magnéticos, como os ímãs, e a instalação de um parque eólico com esse este tipo de gerador faz necessário implantar também junto a cada turbina um sistema de arrefecimento (controle de temperatura) o que eleva os custos de implantação (NOGUEIRA, 2012).

Este tipo de gerador é simulado como uma barra PQ com a potência reativa a variar durante as iterações do fluxo de carga (CHANDRASHEKHARA e RAO, 2006).

3.5.2.2 O Gerador de Indução de Dupla Alimentação (DFIG)

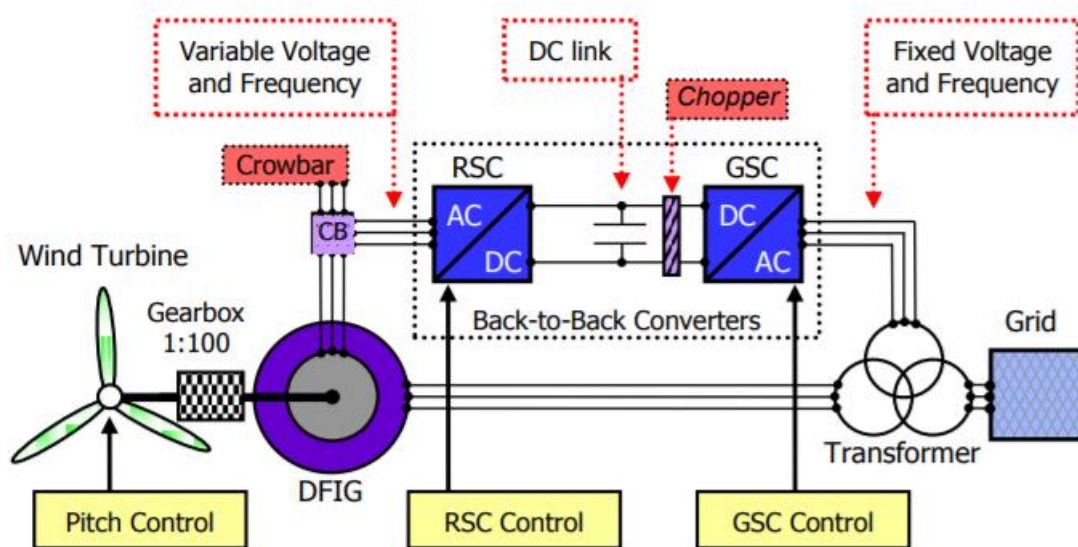
O gerador de Indução de Dupla Alimentação (da sigla em inglês *Doubly Fed Induction Generator*) é uma máquina de rotor bobinado onde o estator é conectado diretamente à rede

elétrica enquanto que o rotor é conectado à rede através de um conversor *back to back*, conversor este feito com chaves IGBT (FONSECA, 2015).

Como mostra a Figura 17, o lado CA do conversor conectado à rede através do transformador, opera em uma frequência igual a rede (60 Hz) que consequentemente controla o lado CC logo atrás onde há um capacitor para minimizar o efeito *ripple*. O estágio CA da Figura 17 opera em frequência variável devido à velocidade variável do rotor (NOGUEIRA, 2012).

Como os conversores são construídos com as chaves IGBT, a operação do fluxo de potência é garantida nos quatro quadrantes (plano torque versus velocidade) o que garante um controle do fator de potência mais barato e controle desacoplado das potências ativa e reativa do gerador. Dependendo do tipo de controle utilizado é possível garantir sempre o máximo fornecimento de potência ativa à rede, otimizando o processo de geração como afirma (FONSECA, 2015).

Figura 17 - Esquema básico de um gerador DFIG.



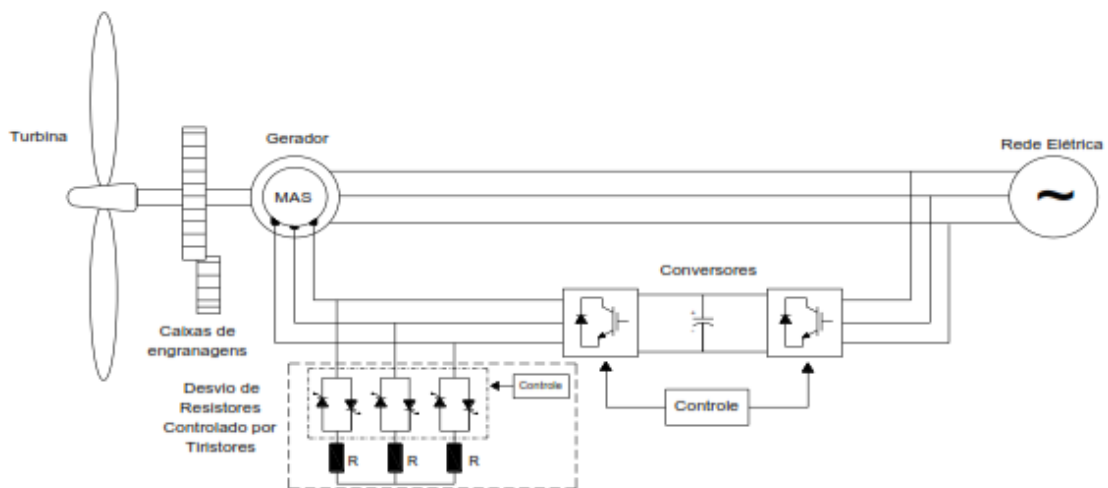
Fonte: (SALLES, HAMEYER, *et al.*, 2010)

Este tipo de gerador apresenta muitas vantagens de implementação se comparado com outros geradores de indução. A primeira delas é por ser uma turbina de velocidade variável, o que o torna uma ótima opção para instalação em locais onde não há um regime relativamente constante de ventos. Os conversores empregados no estator possuem potência de apenas 25 a 30% da potência nominal da máquina sendo chamado de conversor de escala parcial o que garante um barateamento deste tipo de gerador (NOGUEIRA, 2012).

É importante ressaltar que este aerogerador possui um sistema de proteção contra sobretensões chamado de *crowbar*. Este sistema utiliza três resistências em série, uma para cada fase do sistema, que são controlados por eletrônica de potência de modo que durante uma ocorrência de sobrecorrente nos enrolamentos do rotor ou uma sobretensão no *link* DC seja desviado por ela esses distúrbios protegendo então os conversores estáticos (SALLES, HAMEYER, *et al.*, 2010).

Na Figura 18 é mostrado o circuito *crowbar* curto circuitando o conversor AC/DC/AC desviando a sobrecorrente para os resistores de dissipação.

Figura 18 – *Crowbar* no aerogerador DFIG.



Fonte: (NOGUEIRA, 2012)

Uma das desvantagens do aerogerador DFIG são quanto a sensibilidade da máquina a curtos-circuitos na rede e na necessidade de manutenções constantes devido à utilização de caixas de engrenagens (FONSECA, 2015).

Segundo (CHANDRASHEKHARA e RAO, 2006), este tipo de gerador é simulado também como uma barra PQ com a potência reativa a variar durante as iterações do fluxo de carga, porém, em alguns *softwares* de simulação este gerador é composto de duas interfaces sendo uma a barra PV onde é feito o controle de tensão e outra sendo a barra PQ onde é realizado o controle do fator de potência (NOGUEIRA, 2012). Nas simulações desenvolvidas neste trabalho, este aerogerador será simulado apenas como uma barra PV pois, o conjunto de aerogeradores do parque eólico realizam o controle de tensão através dos conversores de potência conectados à barra.

3.6 Conclusão

Este capítulo abordou o potencial eólico em diferentes países do mundo dando ênfase no Brasil especialmente no Estado do Pará. Sendo uma fonte renovável de energia, a exploração dos recursos eólicos depende primeiramente de campanhas de medição para aumentar a base de dados conhecidos sobre as regiões com potencial eólico aproveitável e, através disso, escolher o aerogerador que melhor se adequa para a região.

Com base nos capítulos introdutórios pertinentes ao assunto de energia eólica, métodos de análise e modelos de aerogeradores, o capítulo seguinte tratará dos métodos de desenvolvimento deste trabalho.

Capítulo 4 - Metodologia

4.1 Introdução

De acordo com os estudos promovidos por (NOGUEIRA, 2012), na simulação de diferentes tecnologias de aerogeradores para um parque eólico de 100 MW em Salinópolis, no Pará, e com os estudos de potencialidade eólica no Estado do Pará, por FRADE, 2000, em parceria com o GEDAE, foi escolhido como foco de estudo para este trabalho a turbina eólica do tipo DFIG (DEWIND DW600-46 com potência nominal de 600KW) para compor um parque eólico em Ajuruteua no Pará.

Destaca-se que a escolha da turbina para este trabalho advém das conclusões obtidas por NOGUEIRA, 2012, onde este modelo de turbina apresenta o melhor custo benefício para as condições de vento presentes em Ajuruteua, vila que dista 36 Km da cidade de Bragança no Pará. A escolha desta vila decorre da presença de uma estação de medição onde foi detectado melhores condições de velocidade de vento pelos estudos de FRADE, 2000, descritos no tópico 3.4 deste trabalho.

A seguir, serão mostradas as metodologias empregadas para a simulação do parque eólico em Ajuruteua considerando a tecnologia de aerogeradores do tipo DFIG.

4.2 O subsistema Nordeste do Pará

A CELPA juntamente com a ELETROBRAS dividiu seu sistema de transmissão no Estado do Pará em 5 sub-regiões totalizando uma capacidade instalada de 1386,46 MVA, 1556 MVA, 170,25 MVA e 222,17 MVA instalados nas tensões de 138 kV, 69 kV, 34,5 kV e 13,8 kV, respectivamente, interligados por mais de 10.000 km de linhas distribuídas nas mesmas tensões (CELPA, 2017).

Os subsistemas são: Sistema Regional Norte, Sistema Regional Sul, Sistema Regional Oeste, Sistema Regional Centro Oeste e o Sistema Regional Nordeste. Fazem parte desta última regional, que tem sede em Castanhal, as subestações Acará, Bragança, Bujaru, Capanema, Castanhal, Colares, Curuçá, Igarapé-Açu, Ipixuna do Pará, Marapanim, Mãe do Rio, Ourém, Paragominas, Salinópolis, Santa Luzia, Santa Maria, São Caetano de Odivelas, São Miguel do Guamá, Terra Alta, Tomé-Açu, Vigia e Vila Concórdia, que atendem a população de 47 municípios.

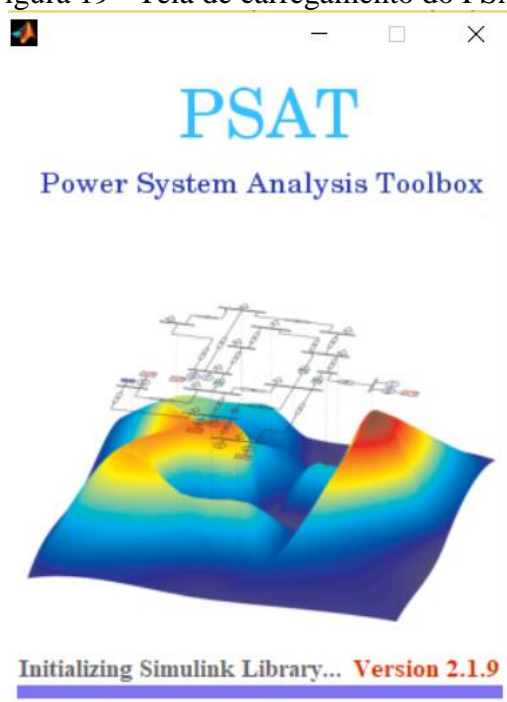
No subsistema Nordeste encontra-se a vila de Ajuruteua. Esse sistema é composto por 19 barras que será simulado no *Power System Analysis Toolbox* (PSAT) para cenários de carga pesada. Os parâmetros de configuração da rede como impedâncias de transformadores e linhas de transmissão foram retirados dos estudos promovidos por NOGUEIRA, 2012.

4.3 O software PSAT

O PSAT é uma ferramenta criada para ser executada no MATLAB. As principais características do *software* são a simulação de fluxo de carga, fluxo de carga continuado, análise da estabilidade para pequenos sinais, simulações no domínio do tempo, modelos FACTS (*Flexible AC TRansmission System* – dispositivos eletrônicos para controle do fluxo de potência), modelos de turbinas eólicas, conversor de arquivos de dados dentre outros.

Além da sua interface gráfica mostrada na Figura 19, o programa também pode ser executado por linha de comando no próprio MATLAB.

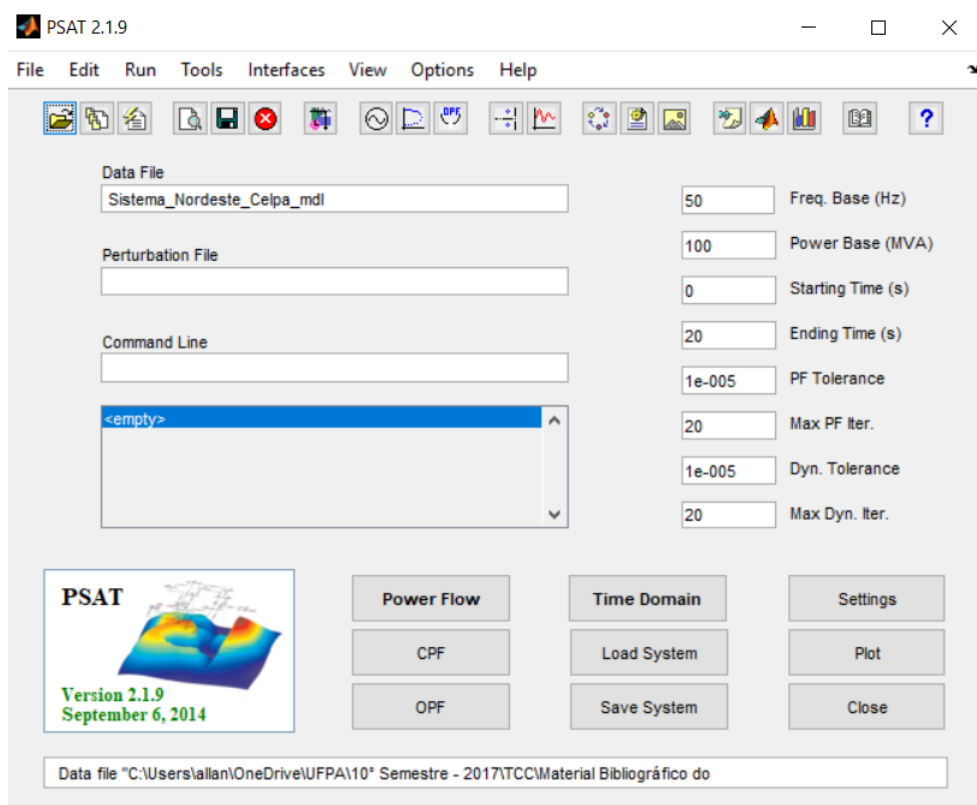
Figura 19 - Tela de carregamento do PSAT



Fonte: *Print* de tela no ambiente MATLAB

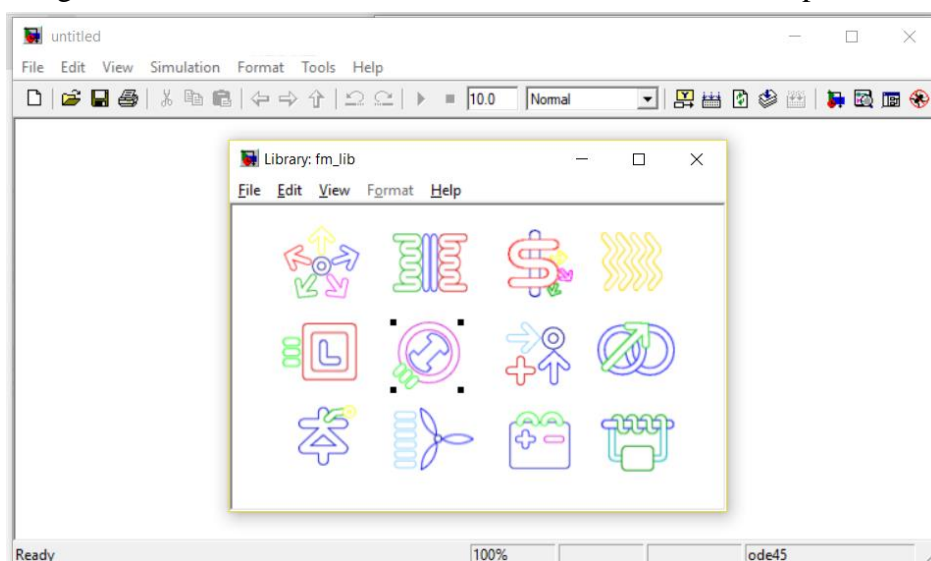
Na interface gráfica do programa, existem várias opções para criação e carregamento de projetos. A biblioteca de componentes para simulação é baseada no *Simulink* que é uma ferramenta computacional integrada ao MATLAB constituída por uma biblioteca de blocos dinâmicos. Na Figura 20 é mostrada a interface com o usuário.

Figura 20 - Tela gráfica do PSAT



Fonte: *Print* de tela no ambiente MATLAB

A biblioteca de componentes do PSAT é baseada em blocos dinâmicos do *Simulink* assim, quando um novo projeto é criado abre-se uma interface do *software* com os blocos do sistema de potência mostrada a Figura 21.

Figura 21 - Janela do *Simulink* com os blocos do sistema de potência.

Fonte: *Print* de tela no ambiente MATLAB

4.4 Configuração do Sistema.

Existem ao total 19 Barras no Sistema Nordeste. A descrição das barras e dos componentes dessa rede serão apresentadas nos tópicos a seguir.

4.5 Grupo de tensão e potência de base

Os grupos de tensão são importantes para definir a faixa de limite de variação de tensão que as barras do sistema podem assumir. Valores esses seguros para manter a estabilidade do sistema. A potência de base foi definida como sendo 100 MVA que também é a potência de base padrão utilizada no PSAT. Os grupos de tensão para este trabalho são mostrados na Tabela 5.

Tabela 5 - Grupos de tensão e limites de operação.

Grupo	Tensão de referência	Tensão Máxima	Tensão Mínima
1	13,8 KV	1,05 PU	0,95 PU
2	34,5 KV	1,05 PU0	,95 PU
3	69 KV	1,05 PU	0,9 PU
4	230 KV	1,1 PU	0,9 PU

Fonte: Adaptado de (NOGUEIRA, 2012)

4.6 Dados das barras de carga

No sistema representado nesta primeira etapa de simulação não existem barras de geração. A priori simulou-se o sistema apenas com barras de carga e a barra de referência afim de encontrar um ponto estável de operação do sistema. Para um melhor entendimento sobre a simulação faz-se necessário explicar sobre os tipos de barras utilizados.

- **Barra de Carga:** Também conhecida como barrado tipo PQ é uma barra onde é representado as cargas do sistema admitindo-se potência ativa e reativa constantes e os valores de módulo de tensão e ângulo variáveis a serem calculadas durante o fluxo de carga (MONTICELLI, 1983).
- **Barra de Referência:** Também conhecida como *slack*, é uma barra onde o módulo da tensão e o ângulo são especificados e servem de referência para todo o resto do sistema e a segunda função desta barra é fechar o balanço de potência

do sistema tendo em vista as perdas que só são conhecidas ao final da execução do fluxo como afirma (MONTICELLI, 1983).

- **Barra de Geração:** Também conhecida como barra do tipo PV onde a potência ativa e o módulo da tensão são constantes e a potência ativa e reativa variável (MONTICELLI, 1983).

Os dados referentes às barras do Sistema Nordeste são mostrados na Tabela 6.

Tabela 6 - Configuração das barras de carga para o cenário de carga pesada.

Barra	P (MW)	Q (MVar)	Grupo de Tensão
Bragança 1311	11,5	3,8	1
Bragança 3411	3,2	1	2
CIBRASA 6912	5	1,6	3
Capanema 1308	14,5	4,8	1
Castanhal 1306	37,4	12,3	1
Ourém 1309	6,7	2,2	1
Ourém 3409	1,8	0,6	2
Salinópolis 1310	15	4,9	1
Santa Maria 1305	4,7	1,5	1
Terra Alta 1307	2,9	1	1
Terra Alta 3407	15,6	5,1	2

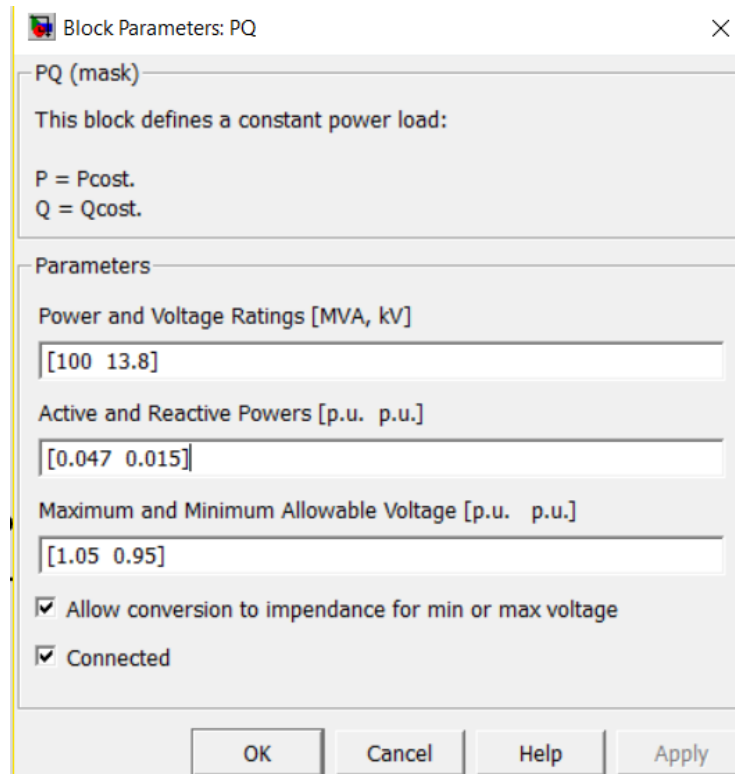
Fonte: Adaptado de (NOGUEIRA, 2012).

Onde:

- P (MW): Potência ativa em MW
- Q (MVar): Potência reativa em MVar.

A adição destes dados no PSAT através da interface do *Simulink* pode ser vista na Figura 22. Os dados da Tabela 6 correspondem às barras do tipo PQ, ou seja, potência ativa e reativa constantes. Este bloco de carga encontra-se na biblioteca de componentes e dispositivos estáticos.

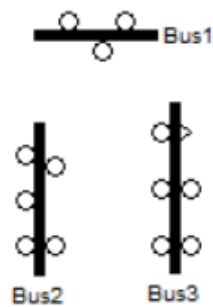
Figura 22 – Configuração da barra PQ no PSAT



Fonte: Produção do autor.

A inserção das barras onde são conectadas as linhas de transmissão, transformadores, cargas dentre outros componentes são inseridas a partir da biblioteca *Connections* como mostrado na Figura 23.

Figura 23 - Representação das barras no PSAT



Fonte: Produção do autor.

4.7 Dados das linhas de transmissão e transformadores

As configurações dos parâmetros de linhas de transmissão e de transformadores são mostradas na Tabela 7 e na Tabela 8.

Tabela 7 – Dados das linhas de transmissão.

De	Para	R (%)	X (%)	B (MVar)	C_n (MVA)
Santa Maria 6905	Castanhal 6906	19,904	46,676	0,8186	63
Santa Maria 6905	Castanhal 6906	19,9,04	46,676	0,8186	63
Castanhal 6906	Terra Alta 6907	12,632	30,864	0,5017	63
Castanhal 6906	Terra Alta 6907	19,986	31,456	0,4883	57
Santa Maria 6905	Capanema 6908	20,545	47,464	0,8563	63
Santa Maria 6905	Capanema 6908	20,545	47,464	0,8563	63
Ourém 6909	Capanema 6908	40,96	60,23	0,8652	57
Salinópolis 6910	Capanema 6908	44,648	70,374	1,0936	57
Bragança 6911	Capanema 6908	38,72	56,94	0,8178	57
Capanema 6908	CIBRASA 6912	1,853	2,724	0,0392	57

Fonte: Adaptado de (NOGUEIRA, 2012).

Onde:

- R (%): Resistência elétrica da linha em porcentagem.
- X (%): Reatância da linha de transmissão em porcentagem.
- B (MVar): Susceptância *shunt* da linha.
- C_n (MVA): Capacidade nominal de carregamento da linha.

Para inserção dos dados das linhas de transmissão no PSAT utilizou-se o modelo Pi de linhas de transmissão presentes na biblioteca de componentes e dispositivos estáticos conforme a Figura 24.

Figura 24 - Configuração da linha de transmissão no PSAT.

Block Parameters: Line1

Line (mask)

This block defines a pi model for a three phase line.

Parameters

Power, Voltage and Frequency Ratings [MVA, kV, Hz]

[100 69 60]

Length of line [km] (0 for p.u. parameters)

0

Resistance [p.u. (Ohms/km)]

0.19904

Reactance [p.u. (H/km)]

0.46676

Susceptance [p.u. (F/km)]

0.008186

Imax, Pmax and Smax [p.u., p.u., p.u.]

[0.0 0.0 0.63]

Connected

OK Cancel Help Apply

Fonte: Produção do autor.

Tabela 8 – Dados dos transformadores.

Origem	Destino	X (%)	Tap	Tap _{min}	Tap _{max}	C _n (MVA)
Ourém 1309	Ourém 3409	138	0,95			6
Santa Maria 6905	Santa Maria 1305	146,4	1			6
Santa Maria 6905	Santa Maria 1305	146,4	1			6
Santa Maria 23005	Santa Maria 6905	4	0,98555	0,9	1,1	150
Castanhal 6906	Castanhal 1306	66,67	0,95			15
Castanhal 6906	Castanhal 1306	66,67	0,95			15

Castanhal 6906	Castanhal 1306	66,67	0,95			15
Terra Alta 6907	Terra Alta 1307	108,09	0,95			6
Terra Alta 6907	Terra Alta 3407	57,55	0,885669	0,85	1,05	20
Capanema 6908	Capanema 1308	86,8	0,95			9
Capanema 6908	Capanema 1308	86,8	0,95			9
Ourém 6909	Ourém 1309	153,4	0,95			6
Ourém 6909	Ourém 1309	154	0,95			6
Salinópolis 6910	Salinópolis 1310	96	0,928			9
Salinópolis 6910	Salinópolis 1310	89,47	0,928			9
Bragança 6911	Bragança 1311	153,4	0,925			9
Bragança 6911	Bragança 1311	154,6	0,925			9
Bragança 6911	Bragança 3411	137	0,92			6

Fonte: Adaptado de (NOGUEIRA, 2012).

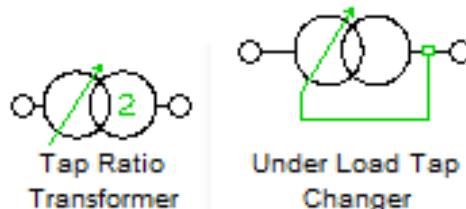
Onde:

- Tap: Valor do *tap* do transformador em p.u., o qual é referido à barra no campo **Origem**.
- Tap_{min}: Valor mínimo em p.u que o transformado pode assumir.
- Tap_{max}: Valor máximo em p.u que o transformador pode assumir.

Nota-se na Tabela 8 que são listados dois tipos de transformadores, os de *tap* fixo e os de *tap* variável mostrados na Figura 25. Os transformadores de *tap* fixo (NLTC - *No-Load Tap Changing*) são comutados apenas quando estão desligados, ou seja, sem carga; os de *tap*

variável (LTC - *Load Tap Changer*) são transformadores em que a variação do *tap* pode ser automática ou manual ambas comutadas sob carga como afirma FERREIRA, 2011.

Figura 25 – Blocos de transformadores NLTC (à esquerda) e LTC (à direita) no PSAT.



Fonte: Produção do autor.

O transformador de *tap* fixo encontra-se na biblioteca de dispositivos e componentes estáticos enquanto que o de *tap* variável encontra-se na biblioteca de transformadores reguladores.

4.8 Dados da barra de referência

Como explicado no item 4.6, a barra de referência fornece a referência angular do sistema (referência de magnitude de tensão é o próprio nó terra) como explica (MONTICELLI, 1983).

A barra *slack* no Sistema Nordeste é a barra **Santa Maria 23005**. O transformador do tipo LTC conectado a esta barra foi descrito na Tabela 8. Para que esta barra se torne *slack* é necessário a inserção do bloco chamado *slack bus* da biblioteca *Statik Components & Devices* como mostrado na Figura 26.

Figura 26 – Bloco *slack bus* no PSAT.



Fonte: Produção do autor.

Como pode ser percebido, a barra de referência não é, neste caso, uma barra de geração. Porém, todo o fluxo de potência do Sistema Nordeste advém do resto do sistema interligado através desta barra.

4.9 Dados dos bancos de capacitores

Os bancos de capacitores são utilizados para elevar a tensão nas barras de carga fornecendo potência reativa localmente. Para a carga pesada as características dos bancos são apresentadas na Tabela 9.

Tabela 9 - Parâmetros dos bancos de capacitores

Barra	N	Q_N	V
Bragança 1311	2	0,04114925	13,8 KV
Capanema 1308	2	0,03	13,8 KV
Castanhal 1306	1	0,16774	13,8 KV
Ourém 1309	1	0,036	13,8 KV
Salinópolis 1310	2	0,0637	13,8 KV
Santa Maria 1305	1	0,012	13,8 KV
Terra Alta 1307	1	0,058779	13,8 KV

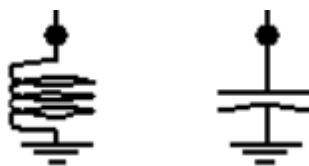
Fonte: Adaptado de (NOGUEIRA, 2012)

Onde:

- **N**: número de bancos de capacitores;
- **Q_N** : Potência reativa em PU de cada banco.
- **V**: Tensão elétrica.

A inserção do banco de capacitores é feita através da biblioteca *Statik Components & Devices* como mostrado na Figura 27. Caso se queira inserir não um banco de capacitores como fonte de reativos, mas sim um banco de indutores como forma de drenar reativos afim de reduzir a tensão local na barra, basta inserir um sinal negativo no valor da capacitância do bando como mostra também na Figura 27.

Figura 27 – Representação de um bando de indutor (à esquerda) e de capacitor (à direita).

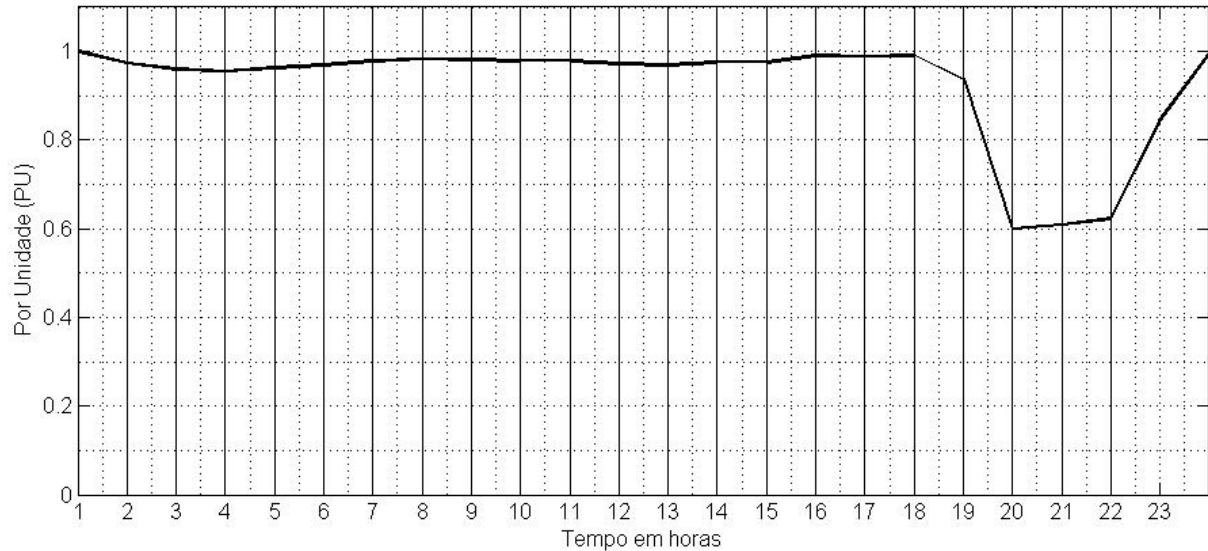


Fonte: Produção do autor.

4.10 Curvas de carga

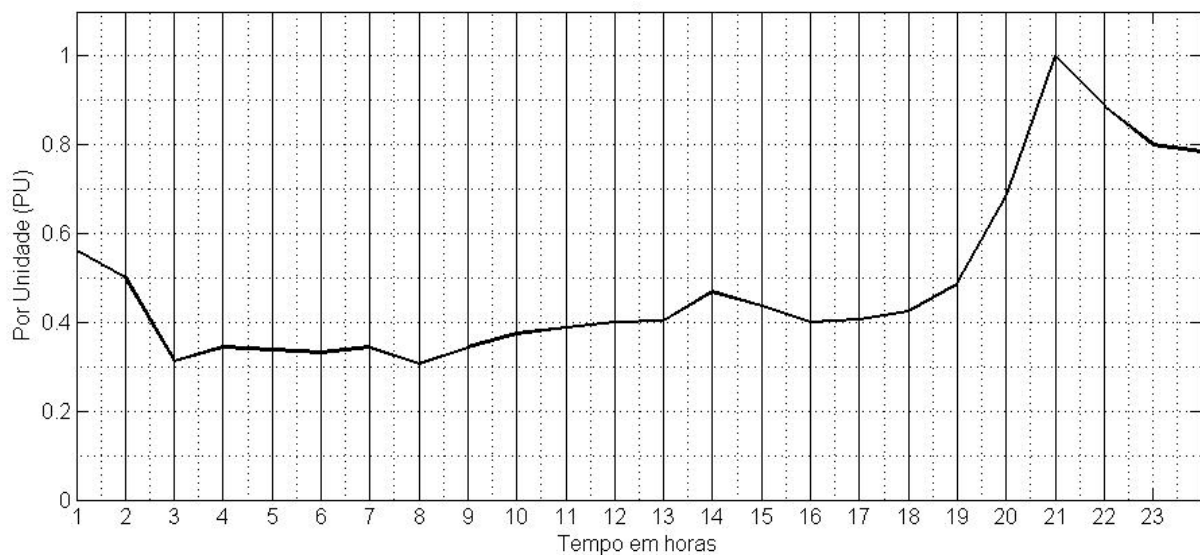
Para simular o comportamento do sistema ao longo do dia, foram criadas duas curvas de carga, uma residencial e outra comercial com base na fonte QUEIROZ, 2001.

Figura 28 - Curva de carga industrial.



Fonte: Adaptado de (QUEIROZ, 2001).

Figura 29 - Curva de carga residencial.



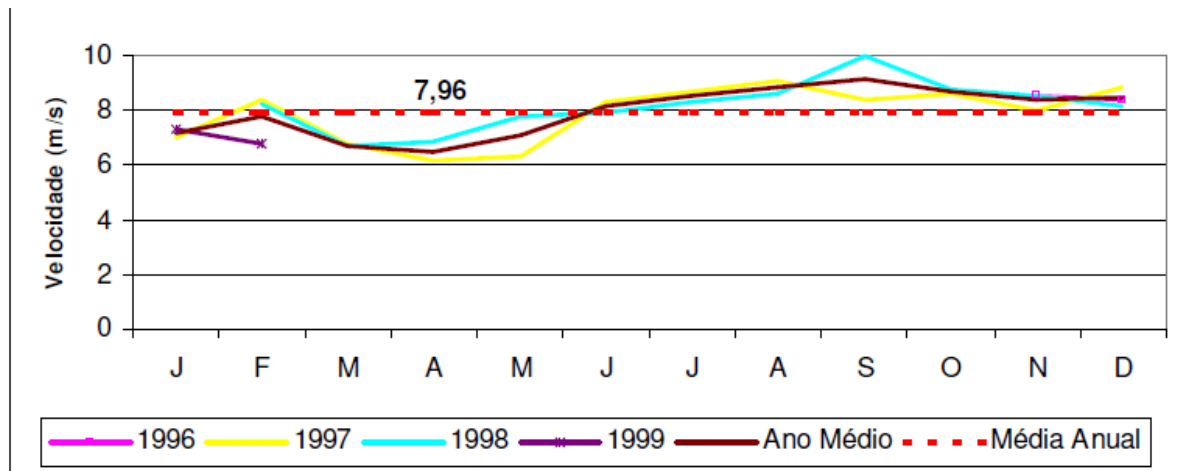
Fonte: Adaptado de (QUEIROZ, 2001).

Na Figura 28 e Figura 29, as curvas de carga foram normalizadas de acordo com a carga pesada do sistema onde 1 PU significa a carga máxima do sistema. O código para gerar os gráficos em MATLAB estão no Apêndice III e IV.

4.11 Curva de ventos

Ajuruteua apresenta um ótimo desempenho para exploração da energia eólica comprovada pelas medições da estação instalada em Ajuruteua cujas dados médios mensais são mostrados na Figura 30 (FRADE, 2000).

Figura 30 – Velocidade média dos ventos em Ajuruteua, Estação 2.



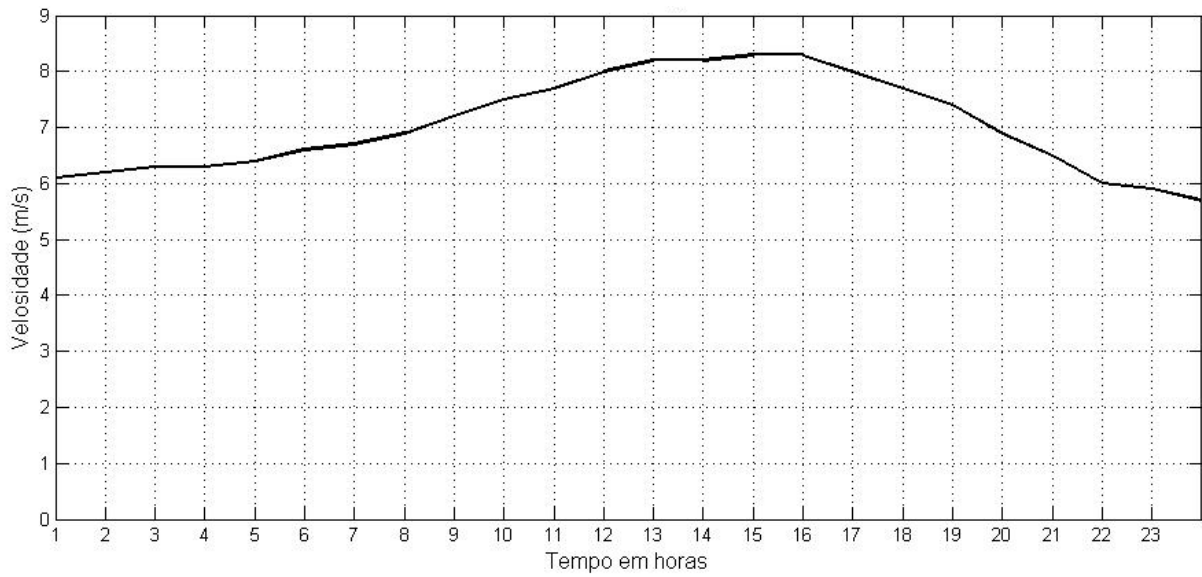
Fonte: (FRADE, 2000)

Porém, no trabalho desenvolvido por FRADE, 2000, a localidade de Ajuruteua não apresenta um gráfico de velocidade diária dos ventos sendo assim, recorreu-se à fonte eletrônica KAMENEV, 2015, para obter amostras de vento de um dia típico com intervalos de uma hora.

KAMENEV, 2015, é um aplicativo para dispositivos móveis que tem como banco de dados principal o NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*), *OpenSkiron* e *Piouiou* o que o torna uma ótima fonte para obtenção da curva diária de ventos mostrada na Figura 31.

O código para plotar a curva em MATLAB está no Apêndice V.

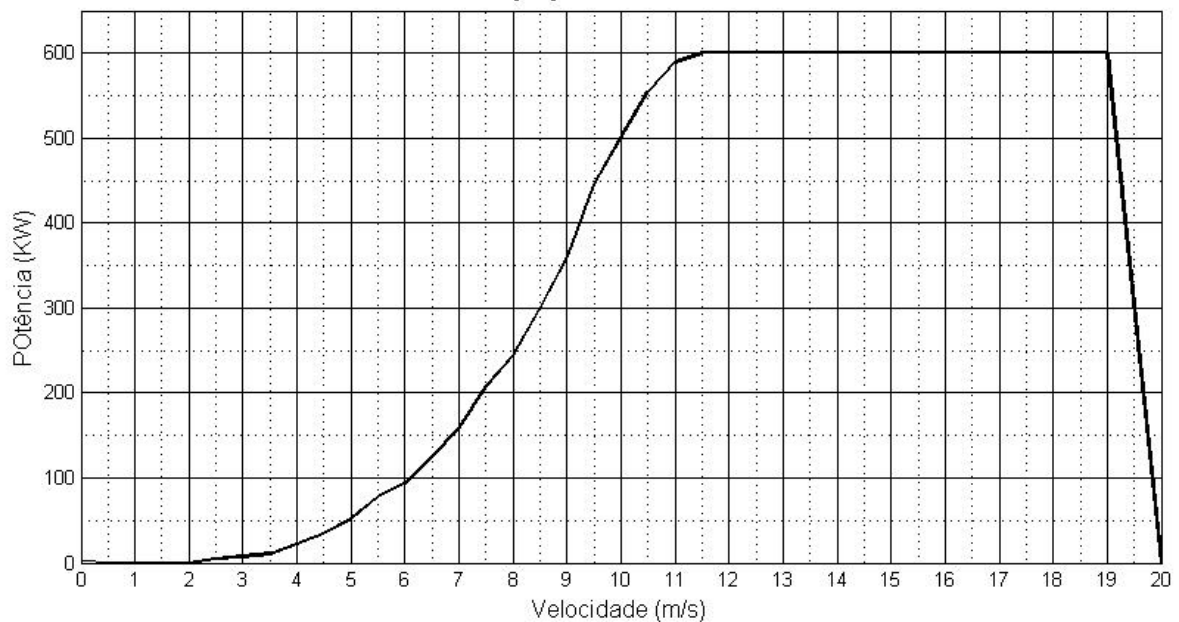
Figura 31 - Curva diária de ventos em Ajuruteua/PA



Fonte: (KAMENEV, 2015)

4.12 Curva de geração

Como a proposta deste trabalho é apresentar a inserção de um parque eólico na região de Ajuruteua, apresenta-se a curva de geração do aerogerador *DeWind D4 46/600* na Figura 32.

Figura 32 - Curva de geração do aerogerador *DeWind D4 46/600*.

Fonte: Adaptado de (BAUER e MATYSIK, 2011-2017)

O código para plotar a curva em MATLAB está no Apêndice VI.

A turbina *DeWind D4 46/600* é uma máquina do tipo DFIG, seu funcionamento foi mostrado no item 3.5.2.2. A turbina é produzida na Alemanha e os dados pertinentes ao aerogerador estão na Tabela 10.

Tabela 10 – Dados do aerogerador *DeWind D4 46/600*.

Potência	
Potência nominal	600 KW
Velocidade mínima (partida) do vento	2,5 m/s
Velocidade nominal de vento	11,5 m/s
Velocidade de vento máxima	19 m/s
Velocidade de vento extrema	48,2 m/s
Rotor	
Diâmetro	46 m
Área varrida	1661,9 m ²
Número de pás	3
Rotações por minuto	29,2 rpm
Velocidade da ponta	70 m/s
Tipo	LM/APX
Fabricante	LM Glasfieber/Aerpac
Densidade de potência 1	361 W/m ²
Densidade de potência 2	2,8 m ² /kW
Caixa de engrenagens	
Tipo	Spur
Stages	3
Proporção	1:45
Fabricante	Jahnel Kestermann
Gerador	
Tipo	DFIG
Quantidade	1
Velocidade máxima	1500 rpm
Voltagem	690 V

Conexão	IGBT
Frequência	50/60 Hz
Fabricante	Loher
Torre	
Altura do cubo	55/60/70 m
Tipo	Tubo de aço
Forma	Cônica
Proteção contra corrosão	Pintado
Fabricante	KGW
Peso	
Pá única	3 t
Cubo	2,5 t
Rotor	11,5 t
Carcaça	24 t
Torre	63 t
Peso total	104 t

Fonte: adaptado de (BAUER e MATYSIK, 2011-2017)

4.13 Comentários

De posse dos dados apresentados neste capítulo, a montagem e simulação do Sistema Nordeste seguiu os seguintes passos para alcançar o objetivo de simulação do parque eólico com aerogerador DFIG. Os passos são descritos abaixo.

I: Montagem do Sistema Nordeste para obtenção do ponto estável de operação de acordo com a Tabela 5 .

II: Análise do nível de penetração através da MET utilizando o fluxo de carga continuado.

III: Ajuste da curva de ventos para o gerador eólico.

IV: Projeto do parque eólico

V: Expansão do sistema.

VI: Análise estática dos impactos ocorridos no sistema após a conexão do parque.

Os resultados de cada passo citado neste capítulo serão comentados no capítulo que se segue.

4.14 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados todos os dados técnicos referentes à montagem do Sistema Nordeste bem como os dados referentes ao tipo de aerogerador escolhido, curvas de carga com perfil residencial e perfil comercial. A curva de vento e a curva de geração da turbina serão ajustadas mais a frente para fins de simulação do parque eólico proposto.

Capítulo 5 - Montagem e Ajuste do Sistema

5.1 Introdução

Neste capítulo será discutido o processo de montagem e ajuste do sistema conforme os dados apresentados no capítulo anterior.

5.2 Ponto de operação estável.

Após a inserção dos dados apresentados nas Tabela 6, Tabela 7, Tabela 8 e Tabela 9, o sistema foi montado no *Simulink* e ficou na seguinte disposição mostrada no Apêndice I.

Os módulos de tensão e ângulo nas barras para carga pesada estão listados na Tabela 11. Todas as tensões estão dentro da faixa de operação limite determinados na Tabela 5 - Grupos de tensão e limites de operação.

Tabela 11 – Tensões e ângulos nas barras do Sistema Nordeste.

Barra	V	θ
Bragança 1311	1,034390727	-23,28105879
Bragança 3411	0,958474076	-21,08260966
Bragança 6911	0,900804187	-18,39055454
CIBRASA 6912	0,949261597	-12,05722201
Capanema 1308	1,004167587	-15,5797591
Capanema 6908	0,950692353	-11,98936569
Castanhal 1306	0,997448918	-15,67093529
Castanhal 6906	0,941621072	-10,84842556
Ourém 1309	0,961801992	-19,49224683
Ourém 3409	1,003327542	-20,97879895
Ourém 6909	0,912368763	-15,43703121
Salinópolis 1310	1,039599011	-25,04629397
Salinópolis 6910	0,927146931	-21,22387399
Santa Maria 1305	1,007223976	-4,832926983
Santa Maria 23005	1	0
Santa Maria 6905	1,009855601	-2,894590893

Terra Alta 1307	1,025333989	-14,49892008
Terra Alta 3407	1,00885669	-17,59541665
Terra Alta 6907	0,922652735	-12,69508067
Bragança 1311	1,034390727	-23,28105879
Bragança 3411	0,958474076	-21,08260966
Bragança 6911	0,900804187	-18,39055454
CIBRASA 6912	0,949261597	-12,05722201
Capanema 1308	1,004167587	-15,5797591
Capanema 6908	0,950692353	-11,98936569
Castanhal 1306	0,997448918	-15,67093529
Castanhal 6906	0,941621072	-10,84842556
Ourém 1309	0,961801992	-19,49224683

Fonte: Produção do autor.

Onde:

- **V**: Módulo da tensão em PU;
- **θ** : Ângulo de abertura das barras em graus.

Para esta primeira etapa, não foi necessário executar o fluxo de carga pela linha de comando. Como o objetivo era apenas encontrar o ponto de operação estável, utilizou-se o *Simulink* para montar o sistema estático e através da interface gráfica do PSAT.

Como todas as barras do sistema estão operando dentro dos limites de operação seguro, tem-se então o ponto de operação para o caso base. Os próximos cenários serão simulados em relação ao caso base.

5.3 Nível de penetração da rede.

Para identificar o nível de penetração seguro na rede, é necessário executar um fluxo de carga continuado que consiste em encontrar o ponto de máximo carregamento do sistema através de sucessivas soluções do fluxo de carga. As cargas do sistema são incrementadas através da variação no fator de carregamento λ até que se atinge um ponto de divergência onde a matriz Jacobiana se torna singular. Este tópico foi melhor detalhado no Capítulo 2 -, subitem 2.4.

Foram testados diferentes níveis de potência injetada na barra Bragança 1311 para simular a injeção de potência do parque desprezando as perdas advindas de linhas de transmissão e transformadores pois como a distância entre Ajuruteua e Bragança é de aproximadamente 36 Km considera-se uma linha curta com efeitos mais indutivos do que resistivos.

Na Tabela 12 são mostrados os resultados do fluxo de carga continuado para a margem de estabilidade de tensão e as perdas ativas pelo fluxo de carga convencional.

Tabela 12 - Nível de penetração pelo fluxo de carga continuado e convencional.

P_G (MW)	N_P (%)	MET (MW)	P_{loss} (MW)
1	0,8453	33,67	10,746
5	4,2265	35,72	9,6508
10	8,4530	37,58	8,7018
15	12,6796	38,64	8,1593
20	16,9061	39,17	7,9758
25	21,1327	39,06	8,1185
30	35,3592	38,46	8,5648
35	29,5857	37,47	9,2995
40	33,8123	36,03	10,3139
45	38,0388	34,22	11,6042
50	42,2654	32,19	13,1675

Fonte: Produção do autor.

Onde:

- **P_G**: Potência gerada pelo parque a ser injetada na barra Bragança 1311;
- **N_P**: Nível de penetração em relação à carga total do sistema;
- **MET**: Margem de Estabilidade de Tensão;
- **P_{loss}**: Perdas ativas no sistema.

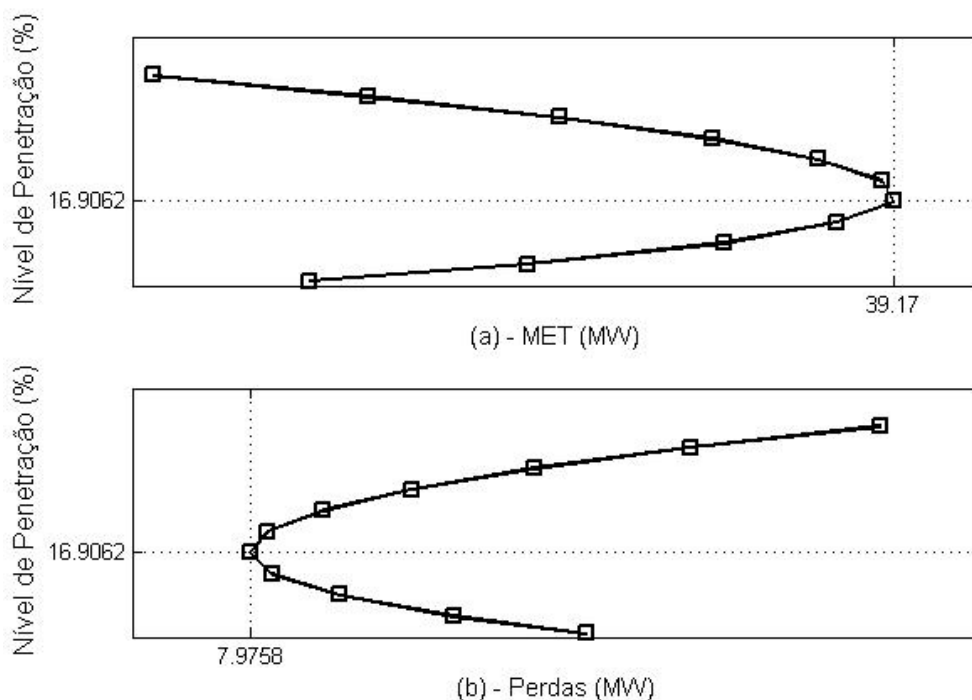
Para o cálculo do nível de penetração utilizou-se a Equação (2) mostrada abaixo.

$$N_P(\%) = \frac{P_G(MW)}{Carga\ Total\ do\ Sistema\ (MW)} \times 100 \quad (2)$$

Para a escolha do nível de penetração do parque eólico na rede, observou-se a Figura 33 onde a melhor opção a se escolher é aquela que contemple a maior margem com a menor perda, sendo assim, convém escolher o N_p de **16,9061%** o que corresponde a uma **geração de 20MW**.

De posse destes conhecimentos, pode-se então planejar o parque eólico que será conectado à barra Bragança 1311, mas antes é necessário fazer o ajuste da curva de vento para a altura de instalação dos aerogeradores que é de 70 m. Este assunto será abordado no tópico seguinte. O código da Figura 33 está no Apêndice VII

Figura 33 – Gráfico do nível de penetração em relação à MET (a) e do nível de penetração em relação às perdas ativas (b).



Fonte: Produção do autor.

5.4 Ajuste da curva de vento

Para a implantação do parque eólico com nível de penetração de 20 MW, faz-se necessário o ajuste da curva de vento mostrado na Figura 31 para a altura das torres eólicas que é de 70 m. Para tanto, utilizou-se a Equação (3) retirada de FRADE, 2000.

$$V_{(z)} = V_r \left(\frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \right) \quad (3)$$

Onde:

- $V_{(z)}$: Velocidade na altura desejada em m/s;

- V_r : Velocidade na altura de referência em m/s;
- z : Altura desejada em metros;
- z_r : Altura de referência em metros;
- z_0 : Rugosidade do terreno em metros.

Para a determinação da rugosidade do terreno recorreu-se à fonte FILHO, CREMASCO, *et al.*, 2011, e escolheu-se a rugosidade z_0 como sendo *terreno com árvores* de valor 0,2 m. Para ajustar os pontos da curva, desenvolveu-se o código em MATLAB presente no Apêndice VIII.

A curva ajustada de vento pode ser vista na Figura 34.

Figura 34 – Curva de vento ajustada para 70 m.



Fonte: Produção do autor.

5.5 Projeto do parque eólico

A turbina *DeWind D4 46/600*, como já dito, é uma máquina do tipo DFIG de 600 KW de potência de geração conforme a Tabela 10. Sua curva de geração foi apresentada na Figura 32.

Este projeto não será de todos os componentes do parque pois para isso um outro trabalho deveria ser realizado. Englobar-se-á neste projeto apenas os requisitos básicos de geração e transmissão de potência.

Para o cálculo do número de geradores a serem empregados no parque utilizou-se a Equação (4)

$$N_G = \frac{P_G}{P_i} \quad (4)$$

Onde:

- N_G : número de geradores;
- P_i : Potência individual do aerogerador;
- P_G : Potência a ser gerada pelo parque segundo a Tabela 12.

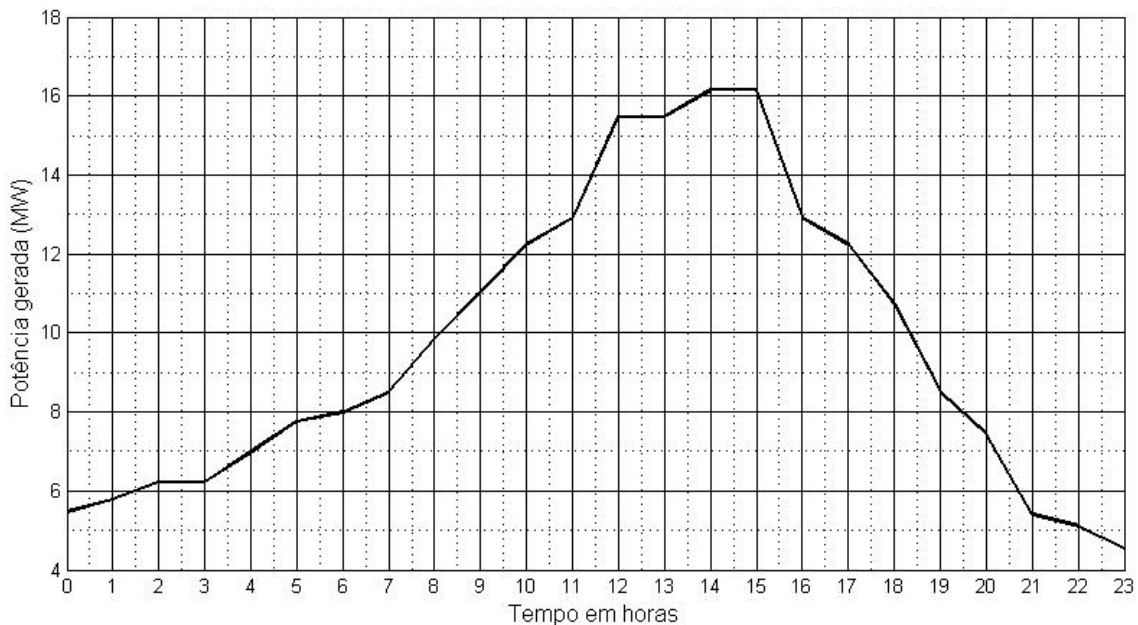
Como $P_i = 600 \text{ KW}$ e $P_G = 20 \text{ MW}$, a Equação (4) resulta na Equação (5) :

$$N_G = \frac{20 \text{ MW}}{600 \text{ KW}} = 33,333 \approx 34 \quad (5)$$

Como pode ser visto na Equação (5), arredondou-se o valor de geradores para 34 totalizando uma capacidade máxima de 20,4 MW para capacidade nominal de geração.

De posse da curva de vento ajustada para altura de 70 m (Figura 34), é necessário fazer agora a curva de geração do parque para as 34 turbinas em operação. Desenvolveu-se o código mostrado no Apêndice IX para plotar a curva mostrada na Figura 35.

Figura 35 – Curva de geração do parque eólico



Fonte: Produção do autor.

De acordo com a Figura 30, a geração de energia em Ajuruteua será mais favorecida no mês de setembro onde foram registrados os maiores valores de velocidade média do vento

enquanto que o cenário mais desfavorável para a geração de energia seria no mês de abril onde os menores valores médios foram registrados.

A Figura 35 remete à geração em um dia típico do mês de setembro onde o pico da geração se dá entre às 12:00 e 15:00 horas da tarde e a menor geração entre às 22:00 e 00:00 horas da noite. Como se trata de valores médios, picos maiores de geração podem acontecer durante o dia em outros períodos do ano bem como valores maiores de geração durante a noite.

5.6 Expansão do sistema

Do ponto de vista dos níveis de tensão, a implantação do parque é mais conveniente na barra Bragança 3411 (0,95 PU) do que na barra Bragança 1311 (1,03 PU), de acordo com a Tabela 11, pois a inserção do parque elevará a tensão na barra conectada. Como os aerogeradores são de 690 V, faz-se necessário a interligação do mesmo com transformadores elevadores a fim de igualar os níveis de tensão para transmissão bem como projetar uma linha de transmissão para fazer a conexão do parque com o Sistema Nordeste do Pará.

5.6.1 Cálculo dos transformadores

Para o cálculo dos transformadores analisou-se primeiramente a Equação (5). Como serão 34 aerogeradores em operação, a potência nominal de operação será a soma da potência nominal individual das máquinas totalizando uma geração de 20,4 MW.

Observando o valor de geração total citado anteriormente propõe-se a inserção de um transformador elevador para fazer a conexão do parque com o resto do sistema segundo a Tabela 13.

Tabela 13 – Transformador de conexão do parque.

Transformador	<i>Tap Ratio Transformer</i>
Biblioteca	<i>Static Components & Devices</i>
Potência de base	100 MVA
Voltagem de referência	0,69 KV
Frequência	60 Hz
Tensão primário/secundário	0,69/13,8 KV/KV
Resistência	0 PU

Reatância	0,5755 PU
Razão do tap	0,95
Potência Aparente	0,25 PU

Fonte: Produção do autor.

Como pode ser visto na Tabela 13, a potência do Trafo escolhida para fins de projeto é de 25 MVA com base na potência máxima nominal que pode ser extraído do parque.

5.6.2 Cálculo da linha de transmissão

Para fazer a conexão do sistema de geração eólico em Ajuruteua com o ponto de acoplamento comum em Bragança, projetou-se uma linha de transmissão de 40 Km. Considerando a potência de transmitida de 20 MW e fator de potência de 0,95 a Equação (6) permite calcular a potência reativa que flui pela linha.

$$Q = P \times \sqrt{\left(\frac{1}{fp^2} - 1\right)} \quad (6)$$

Onde:

- Q : Potência reativa;
- P : Potência ativa;
- fp : fator de potência.

Sabendo que o parque possui 34 aerogeradores de 600 KW cada, tem-se a Equação (7):

$$Q = 34 \times 600 \text{ KW} \times \sqrt{\left(\frac{1}{0,95^2} - 1\right)} = 6,7051 \text{ MVAr} \quad (7)$$

De posse do valor da potência reativa, calcula-se a potência aparente pela Equação (8)

$$S = \left(\sqrt{P^2 + Q^2}\right) \angle \arctg\left(\frac{Q}{P}\right) \quad (8)$$

Substituindo os valores resulta nas Equações (9) e (10),

$$S = \left(\sqrt{(20400 \text{ KW})^2 + (6705,1557)^2}\right) \angle \arctg\left(\frac{6705,1557}{20400}\right) \quad (9)$$

$$S = 21473,6842 \angle 18,1948^\circ \text{ KVA} \quad (10)$$

Agora calcula-se a corrente elétrica que percorrerá a linha por fase pode ser calculada através da Equação (11).

$$I = \frac{|S|}{\sqrt{3} \times V_f} \quad (11)$$

Onde:

- I : Corrente elétrica;
- V_f : Tensão de fase.
- S : Potência aparente.

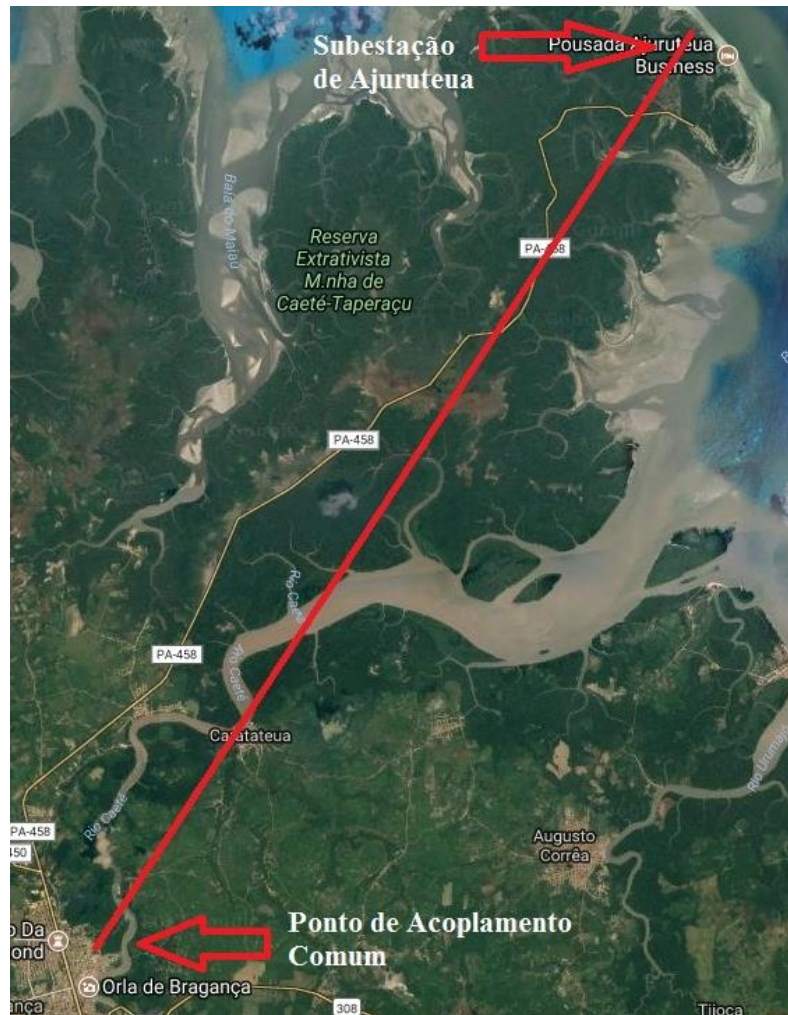
Substituindo os valores tem-se a Equação (12):

$$I = \frac{|21473,6842 \text{ KVA}|}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ KV}} = 898,3940 \text{ A} \quad (12)$$

Acrescentando uma margem de segurança de 10 %, a corrente passa a valer 988,2334 A. Com base no catálogo ALUBAR, 2010, o cabo a ser adotado é o *Bluejay* de 604,39 mm² com resistência de 0,0514 Ω/Km. A corrente máxima suportada pelo cabo é de 1060 A o que dá uma boa margem de expansão caso o sistema de geração venha a ser expandido.

Na Figura 36 tem-se a exemplificação em linha reta da projeção da linha de transmissão que sai da subestação em Ajuruteua até o ponto de acoplamento comum na cidade de Bragança.

Figura 36 – Exemplificação da linha de transmissão Ajuruteua/Bragança.



Fonte: Adaptado do Google Maps.

Para inserir a linha de transmissão proposta nesta expansão, no ambiente *Simulink* é necessário realizar os cálculos dos parâmetros da linha conforme passos abaixo.

$$R = r \times d \quad (13)$$

Onde:

- R: Resistência elétrica;
- r: Resistência elétrica por quilômetro;
- d: Comprimento da linha em quilômetros.

Utilizando os dados do catálogo técnico ALUBAR, 2010, a Equação (13) fica:

$$R = 0,0514 \frac{\Omega}{Km} \times 40 Km = 2,056 \Omega \quad (14)$$

Para o cálculo da reatância utiliza-se a Equação (15)

$$X = x \times d \quad (15)$$

Onde:

- X: Reatância elétrica;
- x: Reatância elétrica por quilômetro;
- d: Comprimento da linha em quilômetros.

A Equação (15) torna-se:

$$X = 0,0704 \frac{\Omega}{Km} \times 40 Km = 2,816 \Omega \quad (16)$$

Assim, calcula-se a impedância de base da linha pela Equação (17).

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} \quad (17)$$

Onde:

- V_b : tensão de base,
- S_b : Potência aparente de base.

Substituindo os valores na Equação (17) tem-se que:

$$Z_b = \frac{13800^2 V}{100 \times 10^6 VA} = 1,9044 \Omega \quad (18)$$

Portanto, as resistência e reatância em PU serão:

$$R_{PU} = \frac{R}{Z_b} = \frac{2,056 \Omega}{1,9044 \Omega} = 1,0796 PU \quad (19)$$

$$X_{PU} = \frac{X}{Z_b} = \frac{2,816 \Omega}{1,9044 \Omega} = 1,4786 PU \quad (20)$$

A inserção dos valores calculados neste tópico no *Simulink* através do PSAT seguem os passos descritos na Figura 24 do tópico 4.7.

5.7 Criação dos cenários para o estudo

Para a criação dos cenários a serem estudados, optou-se por fazer uma análise diária do ponto de vista de operação do sistema e para isso foram considerados intervalos de tempo de uma hora para amostragem totalizando 24 cenários de estudo.

Conhecer o perfil de carga residencial e industrial é muito importante para verificar o desempenho estático do sistema durante as amostragens. No Sistema Nordeste há cargas de

predominância residencial e industrial que foram normalizadas de acordo com a Figura 28 e a Figura 29 mostradas no Capítulo 4, subitem 4.10.

Além das curvas de carga, a curva de geração do aerogerador (Figura 32), a curva de vento ajustada para altura de operação do parque (Figura 34) juntas, fornecem informação primordial para observação do comportamento da geração durante o estudo dos 24 cenários de operação.

Cada cenário tem uma carga diferente definido pela amostragem de 1 hora cada, sendo assim, cada cenário terá seus respectivos valores de *setpoint* para os bancos de capacitores, *taps* de transformadores bem como valores diferentes de geração do parque devido a inconstância dos ventos.

5.8 Conclusão

Neste capítulo foram vistos os passos para montagem e ajuste do sistema bem como os cenários de estudos propostos. A avaliação do sistema deu para um período de 24 horas de operação do parque conforme as variações de carga previstas pelos perfis de consumo residencial e industrial vistas no capítulo 4.

As análises pertinentes à operação antes e após a inserção do parque com seu respectivo perfil de geração será apresentada no capítulo seguinte.

Capítulo 6 - Análise dos Resultados

6.1 Introdução

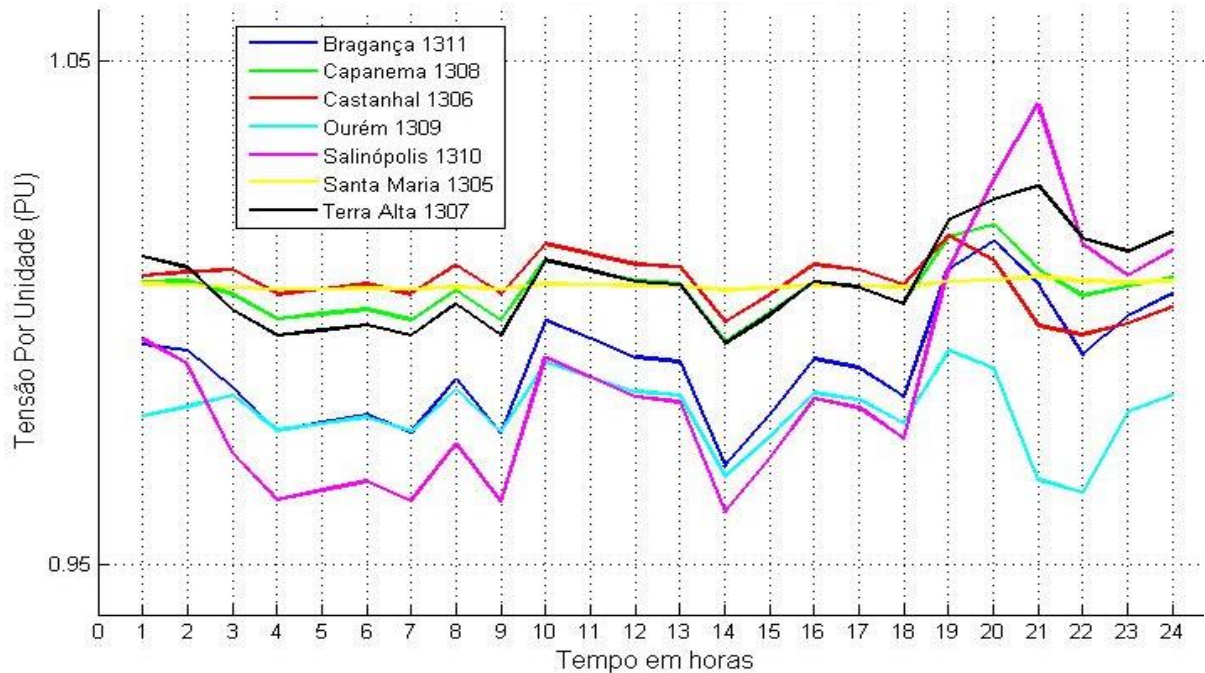
Neste capítulo serão discutidos os resultados obtidos através dos passos descritos no capítulo anterior e será feita uma abordagem quanto aos impactos na rede antes e depois da inserção do parque eólico.

6.2 Análise estática dos impactos ocorridos no sistema antes da inserção do parque

Para cada amostra do sistema, as tensões nas barras variam com o carregamento do sistema e assim os bancos devem ser ligados ou desligados com toda ou parcial potência disponível. Um fator a se extrair desse comportamento são as perdas ativas globais do sistema.

Para fazer a manipulação dos componentes estáticos do sistema desenvolveu-se o código do Apêndice X cujos gráficos são mostrados a Figura 37.

Figura 37 – Barras do Grupo 1 de tensão antes da operação do parque.

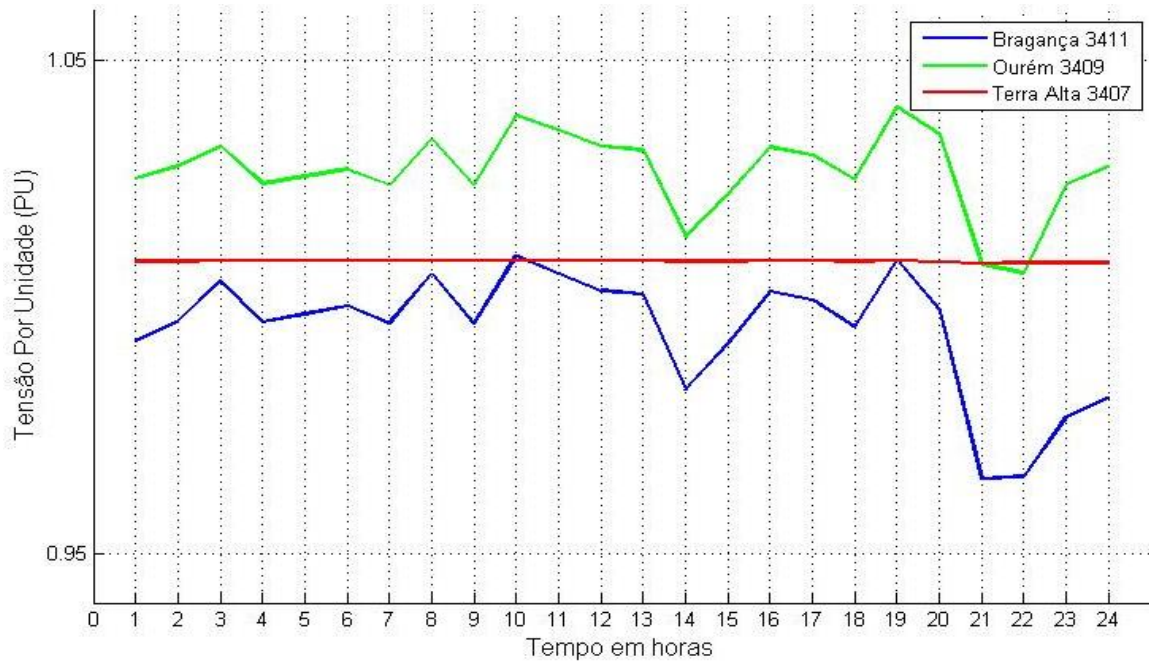


Fonte: Produção do autor.

Na Figura 37 tem-se o perfil de tensões nas barras do sistema os quais pertencem ao grupo 1 de tensões e limites de operação de acordo com a Tabela 5. Nota-se que nesta figura, as tensões estão dentro dos limites de operação cujo perfil de carga é o residencial.

Na carga pesada, a barra Salinópolis 1310 está próxima do limite superior de operação devido ao ligamento dos bancos de capacitores para fornecer reativos para a rede conforme a Figura 41.

Figura 38 – Barras do Grupo 2 de tensão antes da operação do parque.

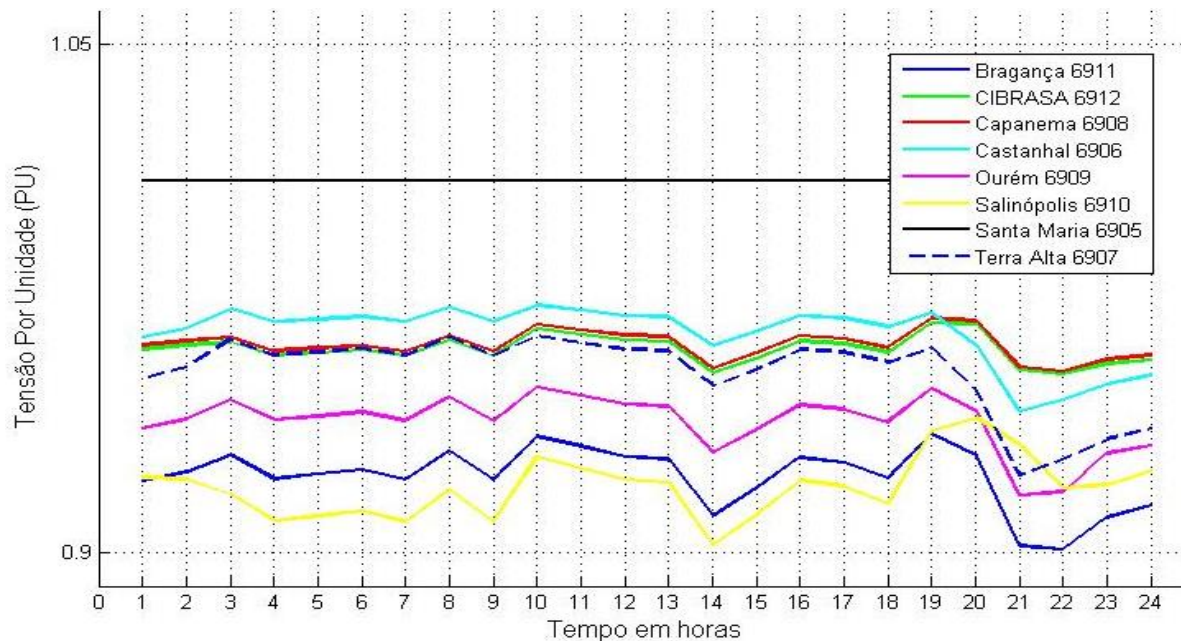


Fonte: Produção do autor.

Na Figura 38 tem-se o perfil de tensões nas barras do sistema os quais pertencem ao grupo 2 de tensões e limites de operação de acordo com a Tabela 5. Nota-se que nesta figura, as tensões estão dentro dos limites de operação em destaque para a barra Terra Alta 3407 onde apresenta um LTC cujas definições foram explicadas no item 4.7.

Na Figura 39 tem-se o perfil de tensões nas barras do grupo 3 conforme a Tabela 5. Destaque também para a barra Santa Maria 6905 onde há a presença de um LTC.

Figura 39 – Barras do Grupo 3 de tensão antes da operação do parque.

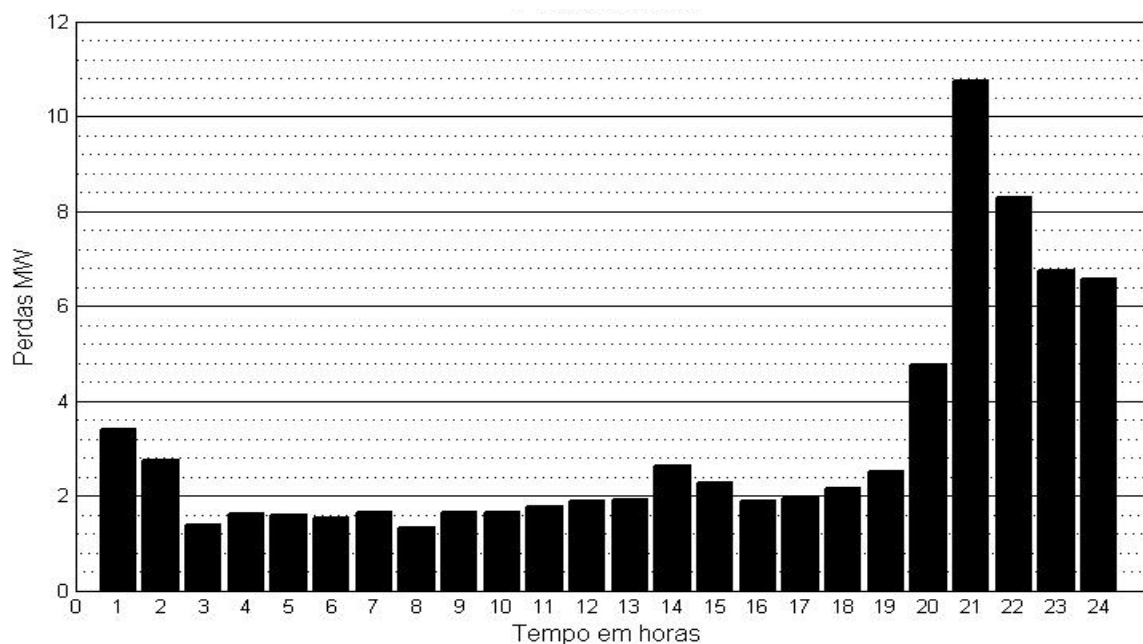


Fonte: Produção do autor.

Foram ajustados os *taps* de alguns transformadores a fim de reduzir a tensão em algumas barras e observa-se também que para a maior parte das amostras do dia, as tensões apresentam comportamento bem regular.

Na Figura 40 são mostradas, em amostras para cada cenário do dia, as perdas ativas do sistema. Nota-se que a partir das 19:00 horas os níveis de perdas começam a aumentar devido ao alto carregamento do sistema o que demanda mais fluxo de potência nas linhas.

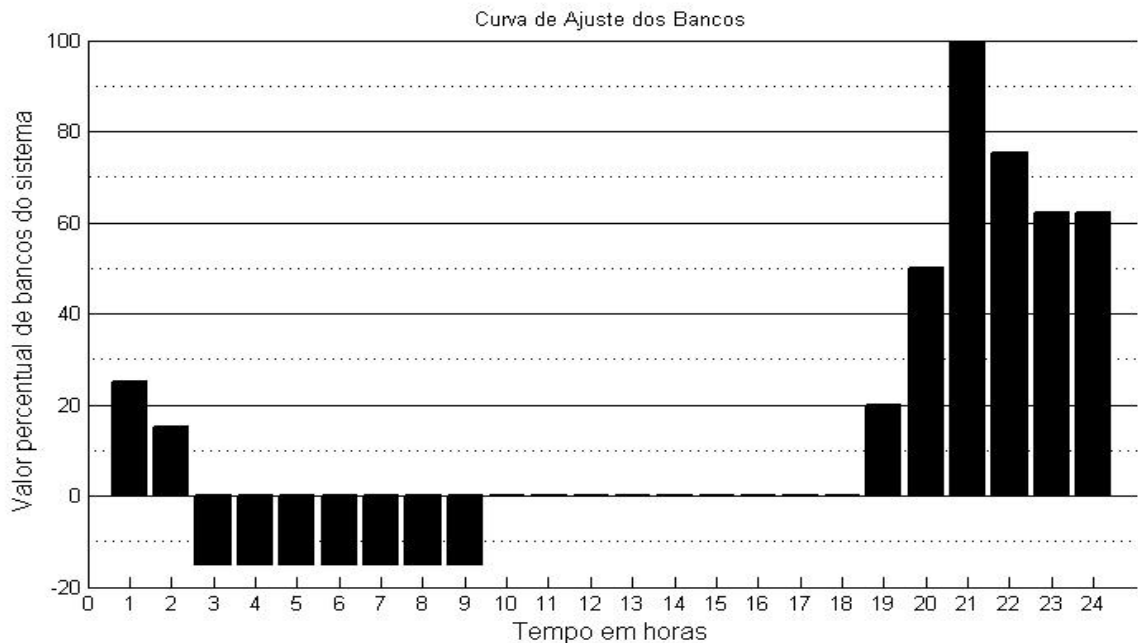
Figura 40 – Perdas ativas globais antes da inserção do parque.



Fonte: Produção do autor.

Na Figura 41, tem-se a curva de ajuste dos capacitores do sistema. No estudo de fluxo de carga realizado para este sistema notou-se que durante boa parte das amostras de tempo os bancos de capacitores não precisam estar ligados e em alguns momentos a potência reativa precisa ser drenada a fim de reduzir a tensão para os seus limites aceitáveis.

Figura 41 - Curva de ajuste dos bancos de capacitores.



Fonte: Produção do autor.

A MET varia ao longo dos 24 cenários pois para cada amostragem, uma determinada demanda de potência é requisitada pelas barras de carga de acordo com o perfil de cada carga no sistema consequentemente gerando cenários diferentes de carregamento de linhas, perdas e chaveamento de bancos. A variação da margem pode ser observada na Figura 42.

Figura 42 - MET antes da inserção do parque



Fonte: Produção do autor.

Através do fluxo de carga continuado gerou-se a figura acima e como consequência disso, a margem de estabilidade do sistema pôde-se ser observada ao longo dos 24 cenários de estudo e a menor margem para o sistema ocorre no cenário das 22:00 horas onde há um elevado carregamento no sistema enquanto que nos horários fora de ponta onde há menor carregamento do sistema, a margem de estabilidade é maior.

6.3 Análise estática dos impactos ocorridos no sistema após a conexão do parque

Após a conexão do parque eólico, verificou-se que haveria uma sobrecarga nos transformadores entre as barras Bragança 6911 e Bragança 1311 pois estes são de 9 MVA cada, sendo assim, optou-se por inserir mais dois transformadores com as mesmas características dos já existentes em paralelo.

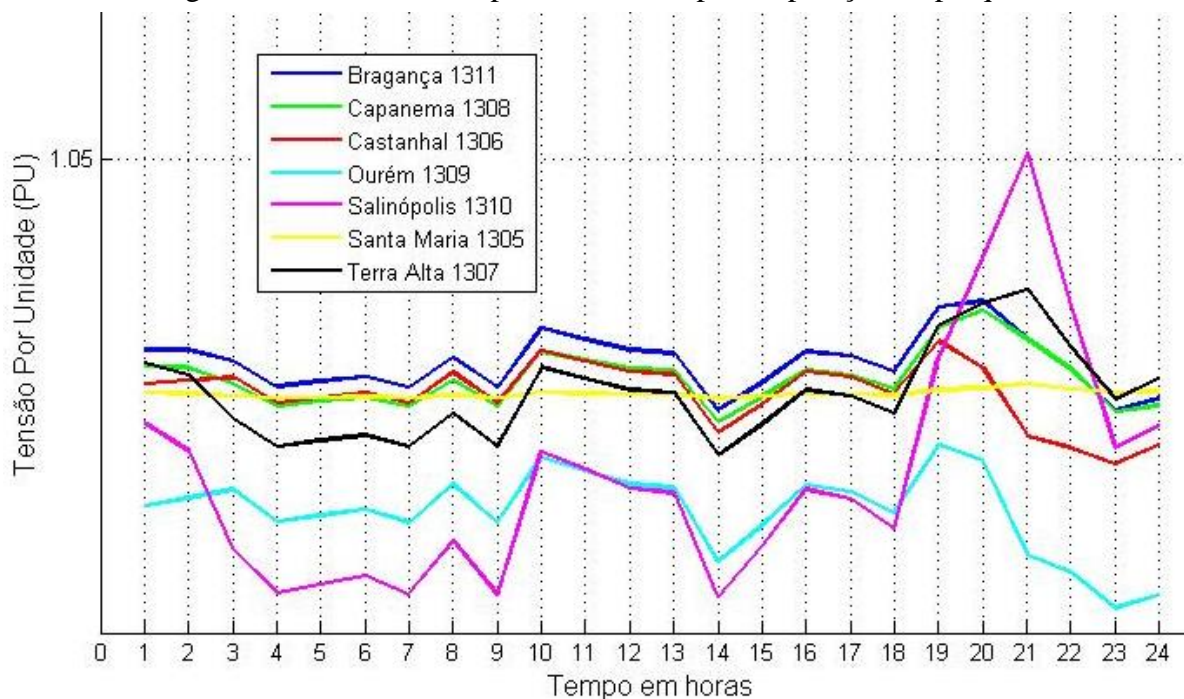
A nova disposição do sistema pode ser verificada no Apêndice II.

Observa-se no Apêndice II (canto inferior esquerdo da página) o parque sendo representado por um gerador PV e suas respectivas barras de conexão. Neste trabalho focou-se apenas em como a estabilidade de tensão nas barras se comportaria de acordo com a dinâmica de geração de potência ativa do parque e por consequência disso as perdas ativas no sistema e dinâmica de comutação de bancos de capacitores e *taps* de transformadores para o novo cenário.

Para averiguar o comportamento do sistema para o parque conectado à barra Bragança 1311, desenvolveu-se o código mostrado no Apêndice XI cujos resultados são mostrados a seguir.

Observa-se na Figura 43, que as tensões nas barras do grupo 1 estão todas dentro da faixa de operação permitida exceto a barra Salinópolis 1310 onde há uma violação de tensão superior na amostra correspondente às 21:00 horas. Para corrigir este problema sugere-se a diminuição da potência reativa conectada localmente à esta barra.

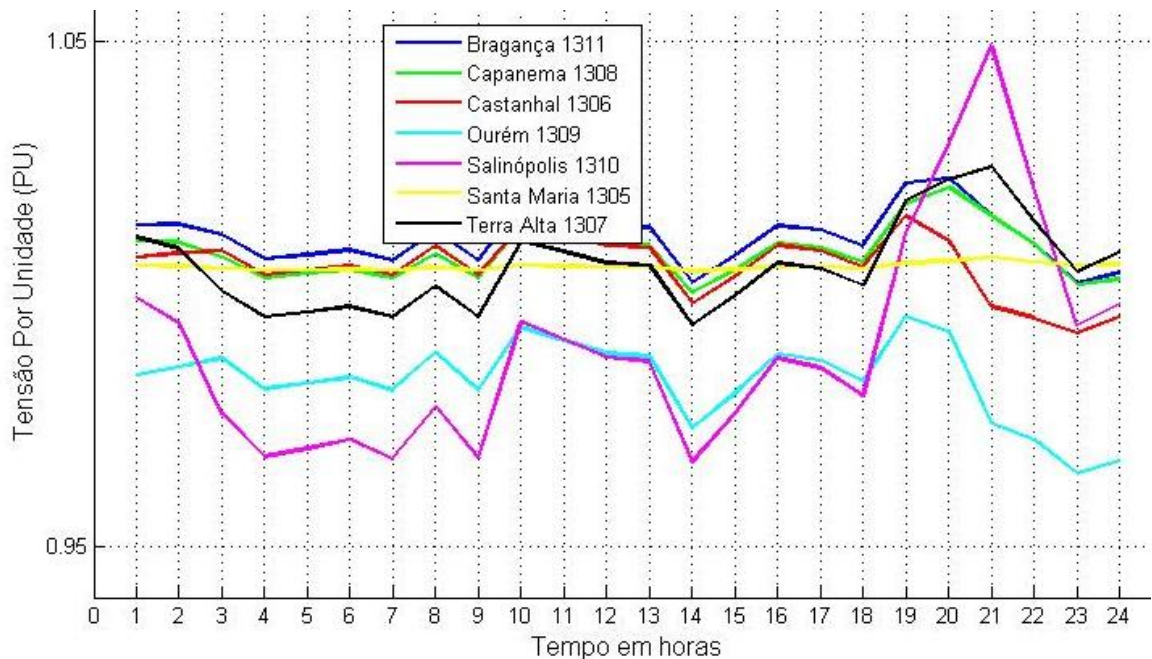
Figura 43 - Barras do Grupo 1 de tensão após a operação do parque.



Fonte: Produção do autor.

Com a correção da potência reativa na barra Salinópolis 1310, a tensão foi corrigida e esta entrou para faixa de operação limite das tensões para carga pesada com mostra a Figura 44.

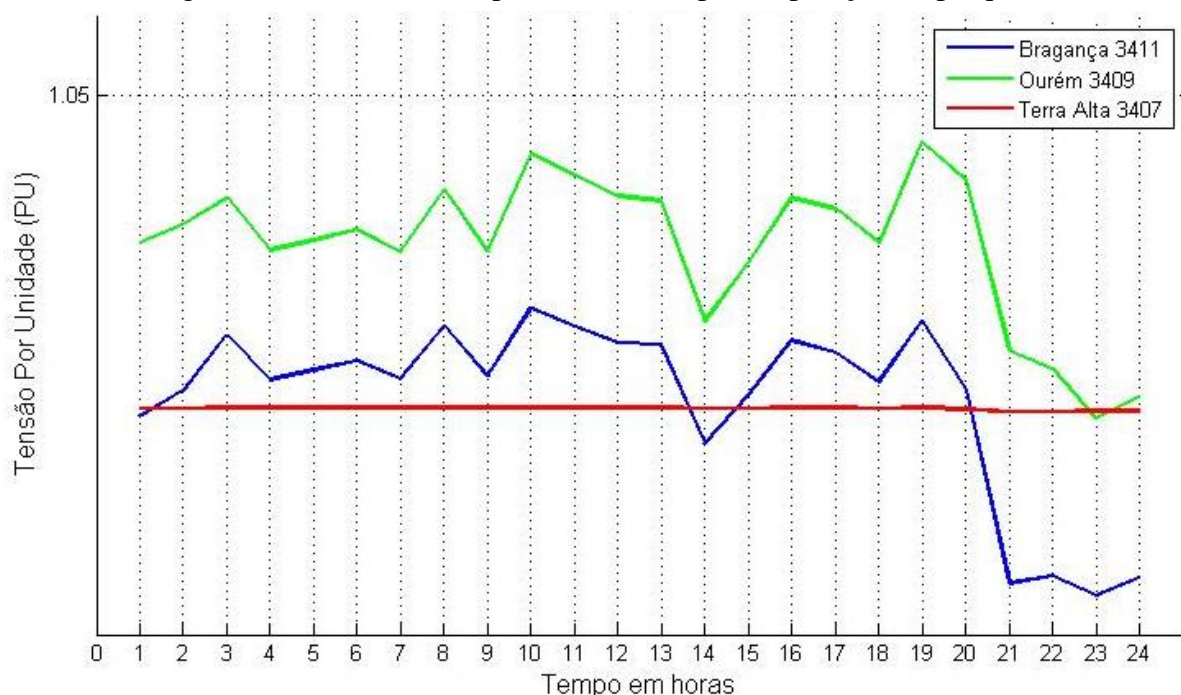
Figura 44 – Tensão corrigida em Salinópolis.



Fonte: Produção do autor.

Na Figura 45 destaca-se a barra Bragança 3411 pois, como era de se esperar, a inserção do parque eleva os níveis de tensão nas barras adjacentes ao parque, o que é um fator muito importante para o cenário de carga pesada. As demais barras desta figura mantiveram o comportamento mostrado na Figura 38 pois estão mais distantes do parque. Ressalta-se que a barra Terra Alta 3407 está conectada a um LTC.

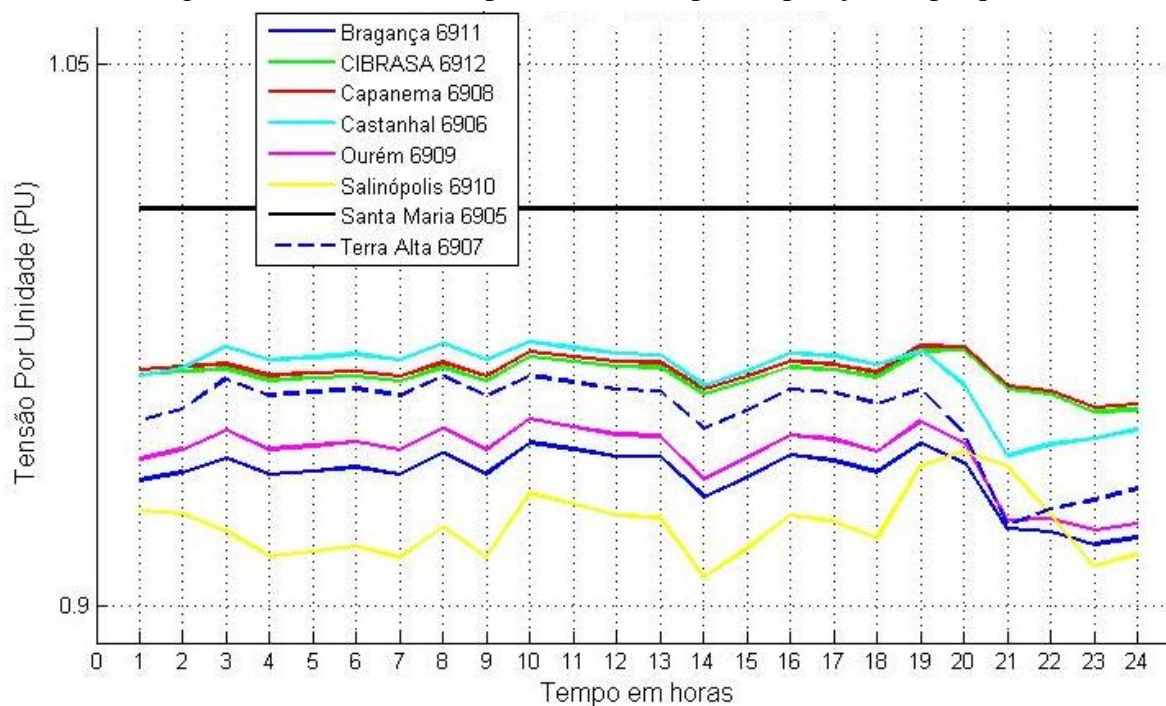
Figura 45 – Barras do Grupo 2 de tensão após a operação do parque.



Fonte: Produção do autor.

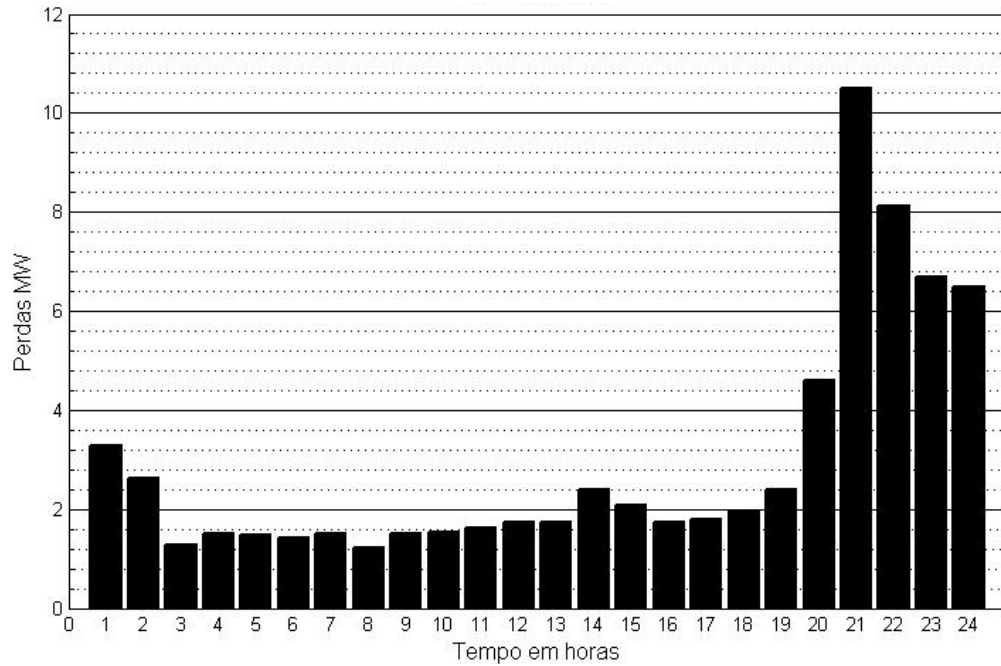
A Figura 46 mostra os níveis de tensão nas barras do grupo 3 e percebe-se que todas as barras operam nos limites pré-estabelecidos com destaque para a barra Salinópolis 6910 que elevou seu nível de tensão em relação ao mostrado na Figura 39. As demais barras, especialmente àquelas próximas ao parque elevaram relativamente seus níveis de tensão.

Figura 46 - Barras do Grupo 3 de tensão após a operação do parque.



Para melhor averiguar as perdas ativas no sistema, para os cenários com o parque eólico foram utilizados os mesmos esquemas de manipulação dos bancos de capacitores e o resultado nas perdas podem ser verificados na Figura 47. Nota-se que em relação à Figura 40 houve redução nas perdas em todos os cenários estudados o que é um ótimo indicativo de melhoria do sistema pois aumenta sua eficiência desperdiçando menos energia nas linhas por efeito joule.

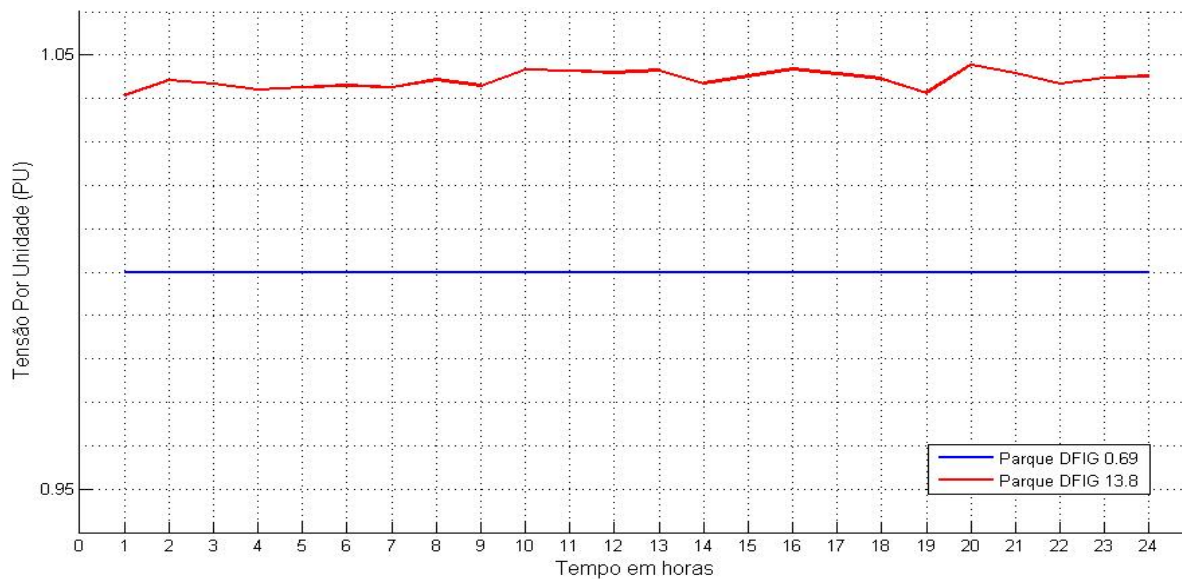
Figura 47 - Perdas ativas globais após a inserção do parque.



Fonte: Produção do autor.

A Figura 48 mostra o nível de tensão nas barras do parque eólico. A barra Parque DFIG 0.69 define a barra onde a tensão é controlada ao nível de 690 V como está indicado na Tabela 10. Esta consideração foi feita pois, os conversores de potência dos aerogeradores controlam a tensão na barra ao qual estão conectados como foi mostrado no ítem 3.5.2.2. A tensão de 690 V é então elevada para 13,8 KV e conectada à barra Parque DFIG 13.8 e transmitida pela linha de transmissão até o ponto de acoplamento comum mostrado na Figura 36.

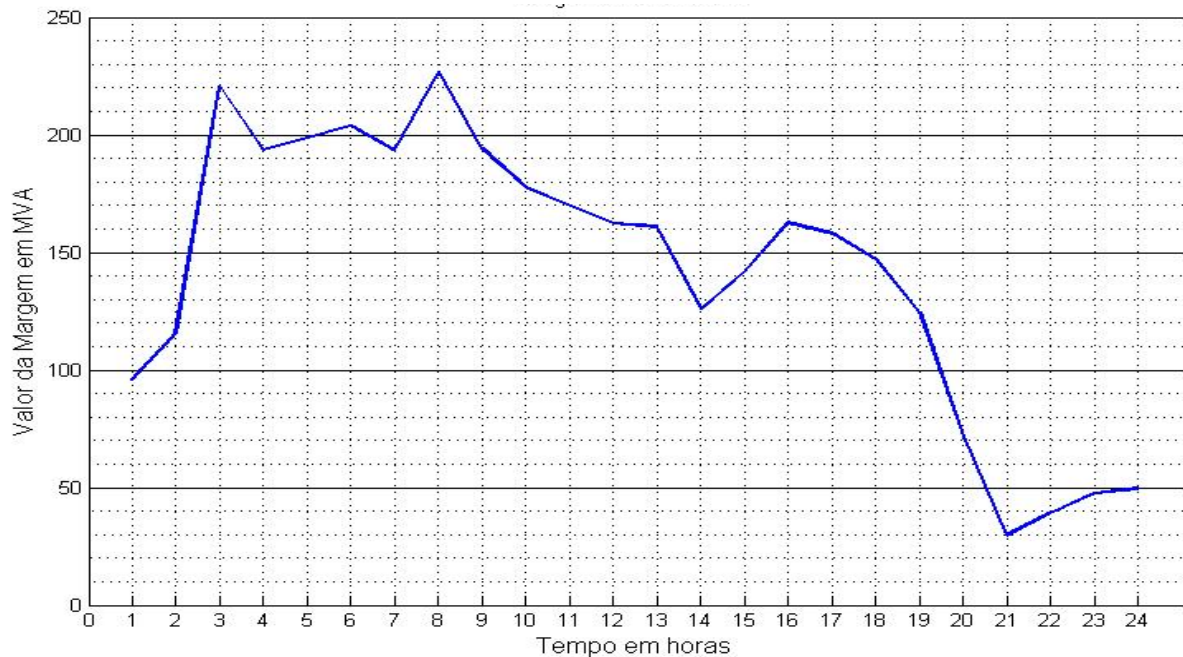
Figura 48 – Tensões nas barras do parque eólico.



Fonte: Produção do autor.

Na Figura 49 é apresentado a MET ao longo dos 24 cenários obtidos através do fluxo de carga continuado. Observa-se que em relação à Figura 42, a MET aumentou significativamente nos horários fora de ponta (baixo carregamento) e um relativo aumento nos horários de maior carregamento do sistema. Sendo assim, a injeção de potência provida pelo parque eólico favorece o suporte de potência ativa e reativa na rede.

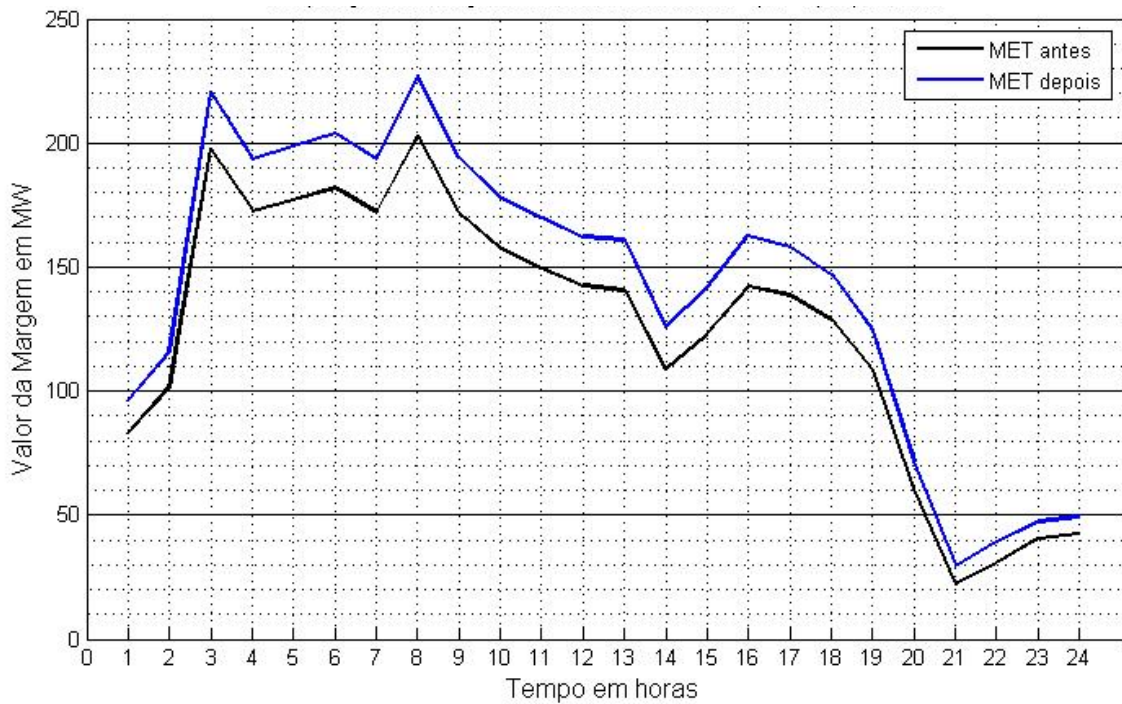
Figura 49 - MET após a inserção do parque eólico.



Fonte: Produção do autor.

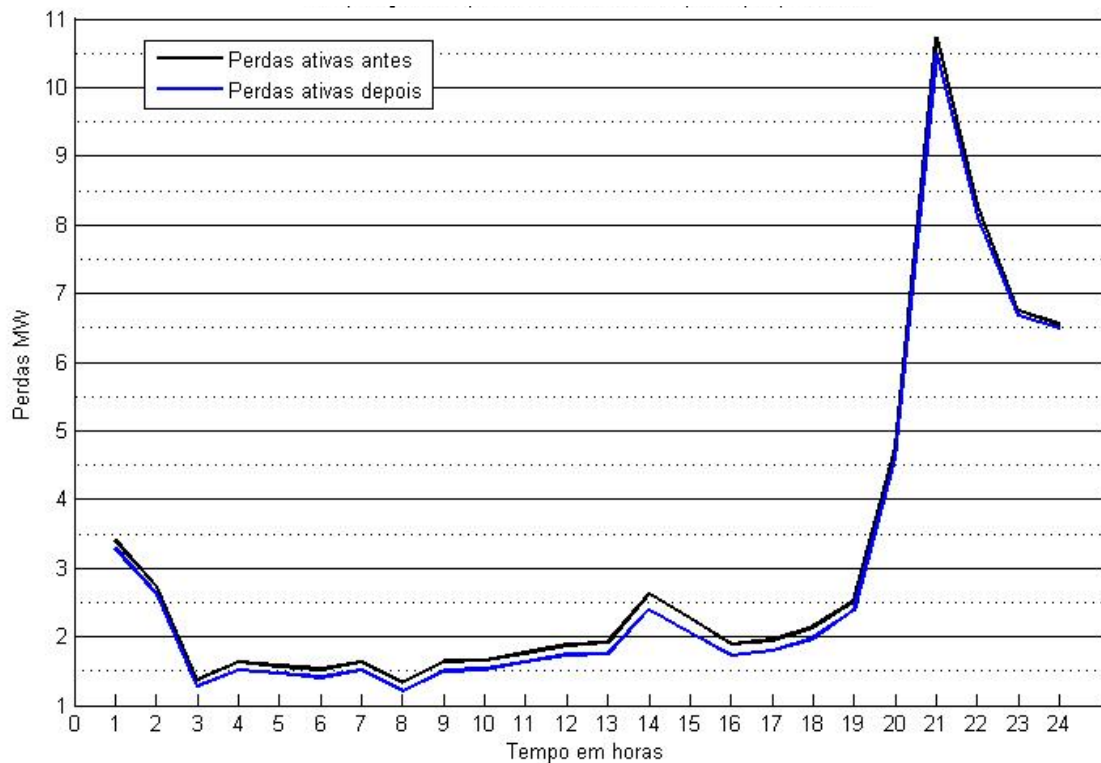
Para melhor averiguar visualmente a elevação da curva referente à MET, produziu-se o código do Apêndice XII cujo gráfico resultante é mostrado na Figura 50. Na Figura 51 temos também a comparação das curvas de perdas ativas globais no sistema obtidas através do referido código. Os limites de reativos máximo e mínimo de operação das máquinas do parque eólico foram definidos entre 1,5 PU e -1,5 PU respectivamente para todos os cenários de estudo.

Figura 50 – Comparação da MET antes e após o parque eólico.



Fonte: Produção do autor.

Figura 51 - Comparação das perdas ativas antes e após o parque eólico



Fonte: Produção do autor.

6.4 Conclusão

Neste capítulo foi mostrado o caso base do sistema de onde partiram todas as análises posteriores de adequação aos cenários propostos em relação à inserção do parque eólico. A

adequação da curva de vento para a altura de implantação dos geradores afeta diretamente a produção de energia no parque eólico. Foi visto também que a inserção do parque ao sistema trouxe benefícios significativos ao sistema que serão melhor discutidos no capítulo seguinte.

Capítulo 7 - Conclusões

7.1 Considerações finais

Este trabalho de conclusão de curso apresentou o estudo da estabilidade de tensão nas barras do Sistema Nordeste do Pará para carga pesada através do método da curva PV mediante a inserção de um parque eólico com aerogeradores do tipo DFIG. A análise avaliou amostras diárias do sistema para intervalos de tempo de 1 hora totalizando 24 cenários de estudo.

O *software* utilizado foi o MATLAB. Através de sua *toolbox* externa PSAT analisou-se o comportamento estático do sistema através de fluxos de carga simples (Newton-Raphson) e continuado. Foi de vital importância o fluxo de carga continuado pois, como pôde ser visto no item 5.3, o sistema no cenário de carga pesada suporta apenas a injeção de 20 MW de geração a partir do parque eólico proposto.

O ajuste da rede foi primordial para alcançar um ponto estável de operação para poder criar os cenários de estudo. Como o Sistema Nordeste compreende cargas de perfil residencial e industrial, retirou-se da fonte QUEIROZ, 2001, e adaptou-se para este trabalho.

Atentou-se neste trabalho para a sazonalidade do vento na região escolhida pois, apesar do Sistema Nordeste apresentar margem para até 20 MW de injeção, a probabilidade de ocorrência desta máxima injeção está condicionada às intemperes da região de Ajuruteua. Outros fatores também interferem na geração do parque pois nas simulações desenvolvidas neste trabalho fez-se necessário o ajuste das curvas de vento para a altura de implantação do parque.

Fez-se a sugestão de expansão do sistema no intuito de dar suporte à instalação do parque eólico que através das análises do fluxo de carga pôde-se constatar no item 6.3 os benefícios advindos da inserção do mesmo como melhoria nas tensões nas barras do sistema além de folgar as linhas de transmissão aliado também ao cunho ecológico pois mescla a matriz energética.

7.2 Sugestão para trabalhos futuros

O estudo realizado no Sistema Nordeste paraense apresenta diversas possibilidades de abordagem em relação ao que foi desenvolvido no tema proposto e em relação a outros assuntos pertinentes ao sistema, dentre os quais podemos citar:

- Modelagem de transformadores OLTC e dos conversores *back to back* para estudo de estabilidade de tensão;
- Estudo de impacto mediante a consideração das subestações de Bragança funcionando como microrede;
- Análise dos impactos na rede pela substituição dos bancos de capacitores por componentes SVC (Static VAR Compensator);
- Estudo da implementação de sistemas de medição fasorial na presente rede de transmissão e dos eventuais benefícios do monitoramento em tempo real considerando o cenário de redes inteligentes.

Referências Bibliográficas

ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems**. Estocolmo: Royal Institute of Technology, 2005.

ALENCAR, L. Revista Galileu. **Einstein e Tesla dois dos cientistas mais brilhantes do mundo vivem brigando**, 31 Março 2016. Disponível em: <<http://revistagalileu.globo.com/Ciencia/noticia/2016/03/einstein-e-tesla-dois-dos-cientistas-mais-brilhantes-do-mundo-viviam-brigando.html>>. Acesso em: 12 Julho 2017.

ALUBAR. **Catálogo Técnico. Condutores elétricos de alumínio**. [S.l.], p. 23/64. 2010.

AMORIM, E. D. S. **Aplicação da Análise Modal Estática no Estudo de Estabilidade de Tensão**. UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA. Ilha Solteira. 2011.

BAUER, L.; MATYSIK, S. Wind Turbine Models. **DeWind D4 46/600**, 2011-2017. Disponível em: <<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/731-dewind-d4-46-600#pictures>>. Acesso em: 26 Setembro 2017.

BEN. **Balanco Energético Nacional**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2017. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2017_Web.pdf>.

BRASIL. Lei nº 3890-A, de 25 de abril de 1961. **Autoriza a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRÁS**, Brasília, 25 abril 1961. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L3890Acompilada.htm>. Acesso em: 20 agosto 2017.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto 1997. **Dos Princípios e Objetivos da Política Energética Nacional**, Brasília, 6 agosto 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9478.htm>. Acesso em: 20 agosto 2017.

BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril 2002. **Cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e dá outras providências.**, Brasília, 26 abril 2002. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438.htm>. Acesso em: 21 agosto 2017.

CELPA. Sistema de Transmissão CELPA. **CELPA**, 2017. Disponível em: <<http://www.celpa.com.br/conheca-a-celpa/a-celpa/sistema-de-transmissao>>. Acesso em: 25 Setembro 2017.

CEPEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. ELETROBRAS. Brasília, p. 44. 2001.

CEPEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013**. ELETROBRAS. Rio de Janeiro, p. 52. 2013.

CHANDRASHEKHARA, D. K.; RAO, P. S. N. Models for wind turbine generating systems and their application in load flow studies. **Electric Power Systems Research**, 76, 2006. 844--856.

CIGRE. **Modeling New Forms of Generation and Storage TF 38.01.10**. CIGRE. [S.l.], p. 140. 2000.

CUTSEM, T. V.; VOURNAS, C. **Voltage Stability of Electric Power Systems**. [S.l.]: Springer US, 1998. XI, 378 p.

FERNANDES, N. R. G. D. **Impacto da Ligação de Geradores Eólicos na Rede de Distribuição**. Universidade Técnica de Lisboa. Lisboa, p. 114. 2010.

FERREIRA, C. A. **Novo Modelo de Transformador com Tap Variável em Regime Permanente**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 195. 2011.

FILHO, L. R. A. G. et al. Caracterização analítica e geométrica da metodologia geral de determinação de distribuições de Weibull para o regime eólico e suas aplicações. **The Scientific Electronic Library Online**, Jaboticabal, v. 31, p. 11, Fevereiro 2011. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0100-69162011000100006>.

Acesso em: 25 Setembro 2017.

FITZGERALD, A. E.; JR, C. K.; UMANS, S. D. **Máquinas Elétricas: Com Introdução à Eletrônica de Potência**. 6°. ed. [S.l.]: Bookman, 2006. 648 p.

FONSECA, H. M. V. C. D. **Estudo da modelagem de um aerogerador de indução de dupla alimentação**. Escola Politécnica da UNiversidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 106. 2015.

FRADE, L. C. S. **Estudo da potencialidade de energia eólica no litoral do Estado do Pará**. Universidade Federal do Pará. Belém, p. 172. 2000.

- FRADE, L. C. S.; PINHO., J. T. **Levantamento, Tratamento e Análise de Dados de Velocidade e Direção do Vento no Litoral do Estado do Pará**. UFPA. Belém. 2000.
- GAIO, B.; MORISON, G. K.; KUNDUR, P. Voltage stability evaluation using modal analysis. **IEEE Power & Energy Society**, v. 7, n. 7, p. 1529 - 1542, November 1992.
- GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Power System Analysis**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.
- GWEC. Strong Outlook for Wind Power. **Global Wind Energy Council**, 25 Abril 2017. Disponível em: <<http://www.gwec.net/global-figures/graphs/>>. Acesso em: 23 Julho 2017.
- IEEE/CIGRE. Definition and Classification of Power System Stability., v. 19, n. 3, p. 1387 - 1401, 2 Agosto 2004.
- JESUS, J. M. F. D.; CASTRO, R. M. G. **Equipamento Elétrico dos Geradores Eólicos**. Universidade Técnica de Lisboa. Lisboa, p. 20. 2004.
- KAMENEV, I. WINDY: NOAA previsão de ventos, 2015. Disponível em: <<https://windyapp.co/>>. Acesso em: 26 Setembro 2017. Aplicativo para dispositivos Andoird e iOS.
- KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 1994. 1176 p.
- LERM, A. A. P. **Análise Modal Aplicada à Estabilidade de Tensão com a Inclusão de Modelos Dinâmicos de Cargas**. Universidade Federal de Santa Catarina. [S.l.]. 1995.
- LOPES, J. A. P.; BARBOSA, F. P. M.; PIDRE, J. C. **Simulation of MV distribution networks with asynchronous local generation sources**. IEEE. LJubljana, Slovenia. 1991. 6th Mediterranean Electrotechnical Conference.
- MARTON, F. Tesla versus Edison - A Guerra das Correntes. **Aventuras na História**, n. 151, p. 30-39, Fevereiro 2016.
- MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher LTDA, 1983. 6-87 p.
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Wind Energy Resource Atlas of the United States**. National Renewable Energy Laboratory]. Golden, Colorado. 1986.
- NOGUEIRA, E. M. A. **Impacto da inserção de parques eólicos no sistema elétrico do Nordeste do Pará utilizando estudo de fluxo de carga**. UFPA. Belém, p. 106. 2012.

NUNES, M. V. A. **Avaliação do Comportamento de Aeroogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétrica Fracas**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, p. 224. 2003.

ONS. Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos. **Operado Nacional do Sistema Elétrico**, 16 Setembro 2010. Disponível em: <[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/AB69674200897874832577A5006BDD25/\\$file/Subm%C3%B3dulo%2023.3_Rev_1.1.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/AB69674200897874832577A5006BDD25/$file/Subm%C3%B3dulo%2023.3_Rev_1.1.pdf?openelement)>. Acesso em: 10 Junho 2017.

QUEIROZ, P. V. S. D. **Mensuração do consumo de energia elétrica: algoritmo para detecção de potenciais usuários da termoacumulação como alternativa para deslocamento de carga**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 98. 2001.

REIS, C. S. M. M. D. **Determinação de Índices de Estabilidade de Tensão**. Universidade do Porto. Porto. 2005.

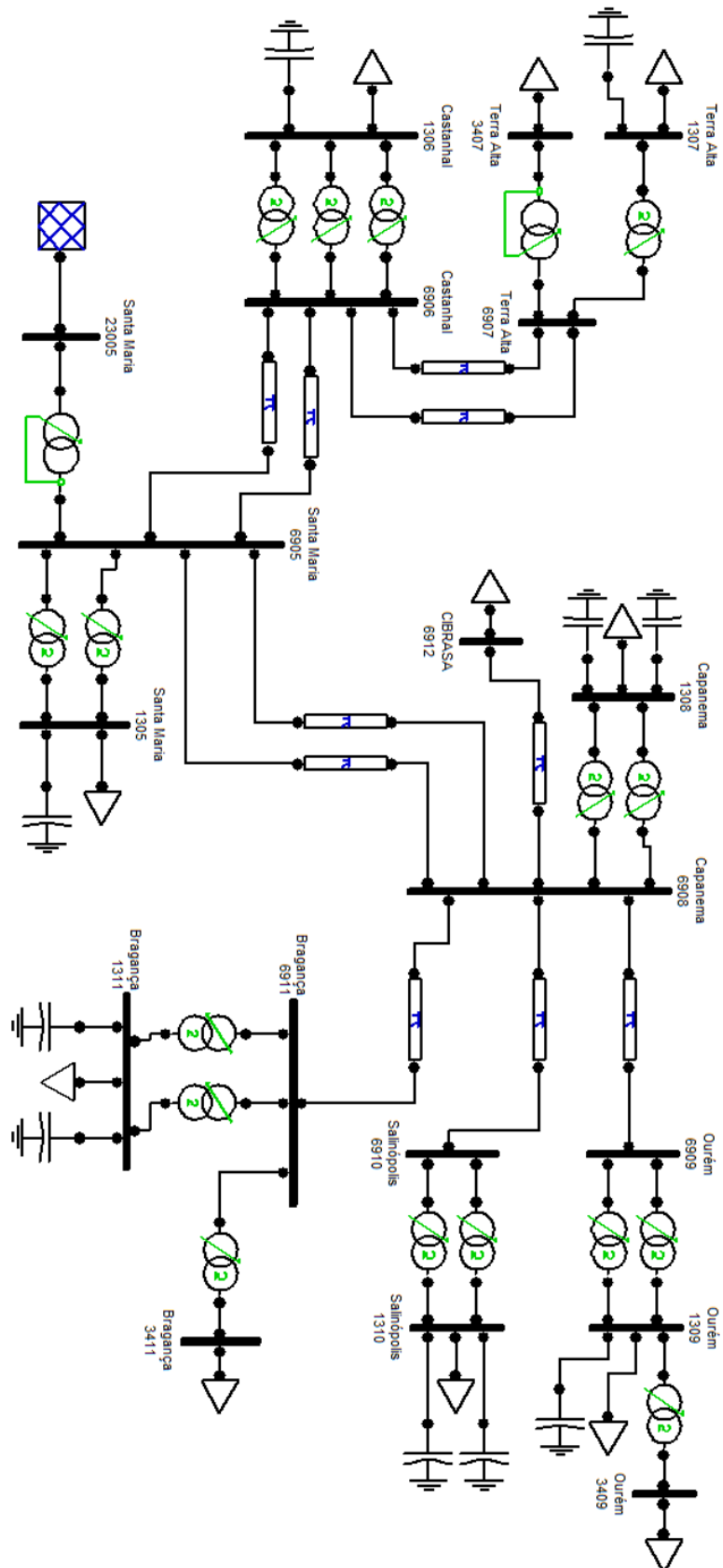
SALLES, M. B. C. et al. Crowbar System in Doubly Fed Induction Wind Generators. **Energies**, p. 16, 12 Abril 2010. Disponível em: <<http://www.mdpi.com/1996-1073/3/4/738/pdf>>. Acesso em: 25 Setembro 2017.

VALE, M. H. M. et al. Avaliação Avançada da Estabilidade de Tensão em Tempo Real Utilizando Dados Fasoriais. **XII EDAO – Encontro para Debates de Assuntos de Operação**, Brasília, p. 7, 26 a 29 Novembro 2012.

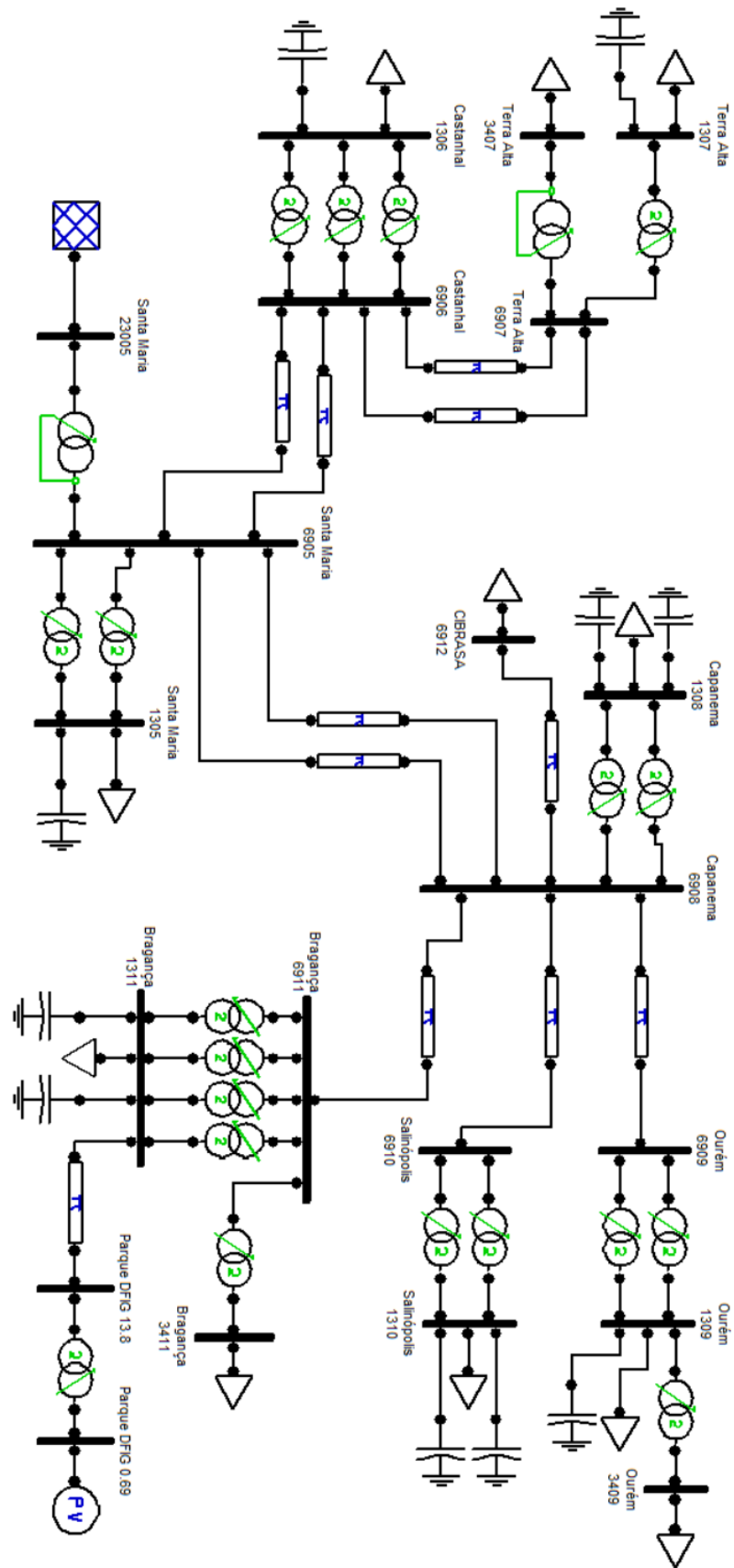
WASSERMANN, R. Mau tempo provocou pane em linhas de transmissão e levou a apagão, diz ministério. **BBC Brasil**, 11 Novembro 2009. Disponível em: <http://www.bbc.com/portuguese/noticias/2009/11/091111_apagao_dt.shtml>. Acesso em: 13 Julho 2017.

WESTERN ELECTRICITY COORDINATING COUNCIL. **Guide to WECC/NERC Planning Standards I.D: Voltage Support and Reactive Power**. Western Electricity Coordinating Council. [S.l.], p. 12/35. 2006.

Apêndice I – Sistema Nordeste sem o parque eólico



Apêndice II – Sistema Nordeste com o parque conectado



Apêndice III – Código da curva de carga residencial

```

% Curvas de Carga com base na fonte:
% QUEIROZ, P. V. S. D. Mensuração do consumo de energia
% elétrica: algoritmo para detecção de potenciais usuários da
% termoacumulação como alternativa para deslocamento de carga.
% Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p.
98. 2001.
clear all; clc
%Curva de Carga residencial normalizada
t=1:24; %tempo
Pin=[900 800 500 550 540 530 550 490 550 600 620 640 645 750 700 640 650
680 780 1100 1600 1420 1280 1255];%Valores obtidos da carga típica do SIN
em MW
Pb=max(Pin);
for i=1:length(Pin)
P(i)=Pin(i)/Pb; %em PU
end
figure
plot(t,P,'k','linewidth',1.5)
axis([0 25 0 1.1])
v=0:23;
set(gca,'xtick',v)
title('Curva de Carga Residencial')
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Por Unidade (PU)')
savefile='CurvadeCargaresidencialnormalizada.mat';
save(savefile,'P','t')

```

Apêndice IV - Código da curva de carga industrial

```
% Curvas de Carga com base na fonte:
% QUEIROZ, P. V. S. D. Mensuração do consumo de energia
% elétrica: algoritmo para detecção de potenciais usuários da
% termoacumulação como alternativa para deslocamento de carga.
% Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p.
98. 2001.
clear all; clc
%Curva de Carga industrial normalizada
t=1:24; %tempo
P1=[2250 2190 2160 2150 2165 2180 2200 2210 2208 2200 2200 2188 2180 2195
2195 2230 2225 2230 2110 1350 1370 1400 1900 2240];%Valores obtidos da
carga típica do SIN em MW
Pin=P1./3;
Pb=max(Pin);
for i=1:length(Pin)
P(i)=Pin(i)/Pb; %em PU
end
figure
plot(t,P,'k','linewidth',1.5)
axis([0 25 0 1.1])
v=0:23;
set(gca,'xtick',v)
title('Curva de Carga Industrial')
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Por Unidade (PU)')
savefile='CurvadeCargaindustrialnormalizada.mat';
save(savefile,'P','t')
```

Apêndice V – Código da curva diária de ventos em Ajuruteua/PA

```
% Curvas de Carga com base na fonte:  
% WINDY: NOAA previsão de ventos  
% https://windyapp.co/  
% Aplicativo para dispositivos Android e iOS  
clear all; clc  
% Curva de ventos diária. Ajuruteua/PA  
t=1:24; %tempo em horas  
v=[6.1 6.2 6.3 6.3 6.4 6.6 6.7 6.9 7.2 7.5 7.7 8 8.2 8.2 8.3 8.3 8 7.7 7.4  
6.9 6.5 6 5.9 5.7]; %velocidade do vento em m/s  
plot(t,v,'k','linewidth',1.5)  
axis([0 25 0 9])  
v=0:23;  
set(gca,'xtick',v)  
title('Curva diária de ventos Ajuruteua/PA')  
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Velocidade (m/s)')
```

Apêndice VI – Código da curva de geração da turbina DeWind D4 46/600

```
% Curvas de Geração com base na fonte:  
% Bauer, Lucas; Matysik, Silvio. Wind Turbine Models. DeWind D4 46/600  
% https://en.wind-turbine-models.com/turbines/731-dewind-d4-46-  
600#pictures  
clear all; clc  
%Curva de geração do aerogerador DeWind D4 46/600  
v1=0:0.5:12;  
v2=13:20;  
v=[v1 v2];%velocidade em m/s  
p=[0 0 0 0 0 5 7 11 22 35 52 78 93 125 158 208 244 300 360 445 500 555 590  
600 600 600 600 600 600 600 600 600 600 0];%Potência em KW  
plot(v,p,'k','linewidth',1.5)  
title('Curva de geração da turbina DeWind D4/600')  
xlabel('Velocidade (m/s)'),ylabel('POtência (KW)')
```

Apêndice VII – Código da curva MET e perdas ativas para o sistema

Nordeste

```

%Código para plotar curva da Margem de estabilidade de tensão
clear all
clc
a=[1 5 10 15 20 25 30 35 40 45 50]; %Potência do gerador eólico
Np=(a./118.3)*100; %118,3MW é a carga total do sistema
b=[33.67 35.72 37.58 38.64 39.17 39.06 38.46 37.47 36.03 34.22 32.19];% MET
c=[10.7460 9.6508 8.7018 8.1593 7.9758 8.1185 8.5648 9.2995 10.3139 11.6042
13.1675];%Perdas em MW
%Step size para o fluxo continuado foi de 0.05
figure
subplot(211),plot(b,Np,'-sk','linewidth',2)
set(gca,'ytick',Np(5))
set(gca,'xtick',39.17)
grid on
xlabel('(a) - MET (MW)'),ylabel('Nível de Penetração (%)')
subplot(212),plot(c,Np,'-sk','linewidth',2)
set(gca,'ytick',Np(5))
set(gca,'xtick',7.9758)
grid on
xlabel('(b) - Perdas (MW)'),ylabel('Nível de Penetração (%)')

```

Apêndice VIII – Código da curva de vento ajustada para 70 m

```

% Curva de vento ajustada para altura de 70 m
% Aerogerador DeWind D4 46/600
clear all; clc
vb=[6.1 6.2 6.3 6.3 6.4 6.6 6.7 6.9 7.2 7.5 7.7 8 8.2 8.2 8.3 8.3 8 7.7 7.4
6.9 6.5 6 5.9 5.7]; %velocidade do vento em m/s na altura de referência
z=70; %altura desejada em metros
z0=0.2; %rugosidade do terreno em metros
zr=30; %altura de referência em metros
for i=1:length(vb)
    Vz(i)=vb(i)*(log(z/z0)/log(zr/z0));
end
t=0:23;
figure
plot(t,Vz,'k','linewidth',1.5)
set(gca,'xtick',t)
title('Curva de vento diário para 70 metros')
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Velocidade em m/s')
savefile='Curva_de_vento_ajustada_70_m.mat';
save(savefile,'Vz')

```

Apêndice IX – Código da curva de geração do parque eólico

```

% Curva de geração. Parque eólico com base na curva de vento ajustada
para
% 70 m.

clear all; clc
pb=[161 170 183 183 205 228 235 250 290 325 360 380 455 455 475 475 380 360
315 250 219 159 150 134]; %potência em KW da turbina
Nag=34; %Número de aerogeradores
t=0:23; %tempo em horas
G=(pb.*Nag)/10^3; %Geração em MW
S=100; %potência de base do sistema MVA

for i=1:length(G)
Gp(i)=G(i)/S; %em PU
end

figure %Geração em MW
plot(t,G,'k','linewidth',1.5)
set(gca,'xtick',t)
title('Curva de geração. Parque eólico com base na curva de vento ajustada
para 70m.')
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Potência gerada (MW)')
savefile='Curva_de_geracao_do_Parque.mat';
save(savefile,'G')

figure %Geração em PU
plot(t,Gp,'b','linewidth',1.5)
set(gca,'xtick',t)
title('Curva de geração em PU. Parque eólico com base na curva de vento
ajustada para 70m.')
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Potência gerada em PU')
savefile='Curva_de_geracao_do_Parque_Normalizada.mat';
save(savefile,'Gp')

```

Apêndice X – Código do sistema teste sem o parque eólico

```

% Código para simular um dia típico no Sistema Nordeste

clc; clear all
a=open('CurvadeCargaresidencialnormalizada.mat');
carregamentoRes=a.P;
CurvaBC=round(carregamentoRes); %ajuste para o maior ou menor número inteiro
(round ou floor)

b=open('CurvadeCargaindustrialnormalizada.mat');
carregamentoInd=b.P;

CurvaBC([1])=0.25;
CurvaBC([2])=0.15; %Curva dos bancos de Capacitores
CurvaBC([3 8])=-0.15;
CurvaBC([19])=1;

initpsat %inicializando o PSAT
clpsat.readfile=0; %definindo o arquivo como somente leitura
runpsat('Sistema_Nordeste_Celipa_mdl.m','data') %arquivo de dados
runpsat('pf'); %inicializar o fluxo de carga
cargas=PQ.con(:, [4 5]);

B=Shunt.con(:,6); %Susceptância dos Bancos de Capacitores

for j=1:length(carregamentoRes)

    PQ.store(:, [4 5])=carregamentoRes(j)*cargas;
    PQ.store(7, [4 5])=carregamentoInd(j)*cargas(7,:);

    if(j>=4) && (j<=9)

        Shunt.store(9,6)=B(9)*(-0.15);

    elseif (j==19)

        Shunt.store(:,6)=B*CurvaBC(j)*0.2; % este laço liga os capacitores
pela metade durante o carregamento
    elseif (j==20)

        Shunt.store(:,6)=B*CurvaBC(j)*0.5; % este laço liga os capacitores
pela metade durante o carregamento

    elseif (j==22)

        Shunt.store(:,6)=B*CurvaBC(j)*0.753;

    elseif (j>=23)

        Shunt.store(:,6)=B*CurvaBC(j)*0.6;
        Shunt.store(2,6)=B(2)*0.8;
        Shunt.store([9 10],6)=B([9 10])*0.65;

    else

        Shunt.store(:,6)=B*CurvaBC(j);

    end

end

```

```

runpsat('pf')
voltages(:,j)=DAE.y(1+Bus.n:2*Bus.n);
%PotReativ(:,j)=Snapshot.Q1;
perdasP(j)=Snapshot.Ploss;
capacitores(:,j)=Shunt.con(:,6);
cargasPQ(:,j)=PQ.con(:,4);
bancos(j) = sum(Shunt.store(:,6));%resgantando o valor dos bancos em PU

CPF.step=0.1;
CPF.lambda=1;
runpsat('cpf')%executando o fluxo de carga continuado
met(:,j)=CPF.lambda %recuperando dos valores de lâmbda (margem)
end

% Grupo 1 - 13.8 KV - Tensão 0.95 a 1.05 PU
Braganca1311=voltages(1,:);
Capanema1308=voltages(5,:);
Castanhal1306=voltages(7,:);
Ourem1309=voltages(9,:);
Salinopolis1310=voltages(12,:);
Santa_Marial305=voltages(14,:);
Terra_Alta1307=voltages(17,:);

% Grupo 2 - 34.5 KV - Tensão 0.95 a 1.05 PU
Braganca3411=voltages(2,:);
Ourem3409=voltages(10,:);
Terra_Alta3407=voltages(18,:);

% Grupo 3 - 69 KV - Tensão 0.9 a 1.05 PU
Braganca6911=voltages(3,:);
CIBRASA6912=voltages(4,:);
Capanema6908=voltages(6,:);
Castanhal6906=voltages(8,:);
Ourem6909=voltages(11,:);
Salinopolis6910=voltages(13,:);
Santa_Maria6905=voltages(16,:);
Terra_Alta6907=voltages(19,:);

figure, hold on %tensões Grupo 1
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Tensão Por Unidade (PU)')
plot(Braganca1311,'b','linewidth',1.5)
plot(Capanema1308,'g','linewidth',1.5)
plot(Castanhal1306,'r','linewidth',1.5)
plot(Ourem1309,'c','linewidth',1.5)
plot(Salinopolis1310,'m','linewidth',1.5)
plot(Santa_Marial305,'y','linewidth',1.5)
plot(Terra_Alta1307,'k','linewidth',1.5)
u=0:length(carregamentoRes);
set(gca,'xtick',u)
set(gca,'ytick',[0.95 1.05]), grid on
title('Grupo 1 - 13.8 KV - Tensão 0.95 a 1.05 PU')
legend('Bragança 1311','Capanema 1308','Castanhal 1306','Ourém
1309','Salinópolis 1310','Santa Maria 1305','Terra Alta 1307')

figure, hold on %tensões Grupo 2
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Tensão Por Unidade (PU)')
plot(Braganca3411,'b','linewidth',1.5)
plot(Ourem3409,'g','linewidth',1.5)
plot(Terra_Alta3407,'r','linewidth',1.5)

```

```

u=0:length(carregamentoRes);
set(gca,'xtick',u)
set(gca,'ytick',[0.95 1.05]), grid on
title('Grupo 2 - 34.5 KV - Tensão 0.95 a 1.05 PU')
legend('Bragança 3411','Ourém 3409','Terra Alta 3407')

figure, hold on %tensões Grupo 3
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Tensão Por Unidade (PU)')
plot(Braganca6911,'b','linewidth',1.5)
plot(CIBRASA6912,'g','linewidth',1.5)
plot(Capanema6908,'r','linewidth',1.5)
plot(Castanhal6906,'c','linewidth',1.5)
plot(Ourem6909,'m','linewidth',1.5)
plot(Salinopolis6910,'y','linewidth',1.5)
plot(Santa_Maria6905,'k','linewidth',1.5)
plot(Terra_Alta6907,'--b','linewidth',1.5)
u=0:length(carregamentoRes);
set(gca,'xtick',u)
set(gca,'ytick',[0.9 1.05]), grid on
title('Grupo 3 - 69 KV - Tensão 0.9 a 1.05 PU')
legend('Bragança 6911','CIBRASA 6912','Capanema 6908','Castanhal
6906','Ourém 6909','Salinópolis 6910','Santa Maria 6905','Terra Alta 6907')

figure, hold on
p1=perdasP*100;
u=0:length(carregamentoRes);
set(gca,'xtick',u)
title('Perdas do sistema')
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Perdas MW')
bar(p1,'k','linewidth',1.5)
savefile='Perdas_antes.mat';
save(savefile,'p1')

bancos2=((bancos*100)/(sum(B)*100))*100; %capacitancia em porcentagem
figure, hold on %banco de capacitores
u=0:length(carregamentoRes);
set(gca,'xtick',u)
title('Curva de Ajuste dos Bancos')
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Valor percentual de bancos do sistema')
bar(bancos2,'k','linewidth',1.5) %capacitancia em porcentagem ao longo dos
cenários

figure, hold on %Margem de Estabilidade
MET=(met-1)*100;
u=0:length(carregamentoRes);
set(gca,'xtick',u)
plot(MET,'b','linewidth',1.5)
title('Margem de Estabilidade')
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Valor da Margem em MW')
savefile='MET_antes_parque.mat';
save(savefile,'MET')

pause
close all

```

Apêndice XI – Código do sistema com o parque eólico

```

% Código para simular um dia típico no Sistema Nordeste
% com a inserção do parque eólico.
clc; clear all
a=open('CurvadeCargaresidencialnormalizada.mat');
carregamentoRes=a.P;
b=open('CurvadeCargaindustrialnormalizada.mat');
carregamentoInd=b.P;
c=open('Curva_de_geracao_do_Parque_Normalizada.mat');
GerParq=c.Gp;

CurvaBC=round(carregamentoRes); %ajuste para o maior ou menor número inteiro
(round ou floor)
CurvaBC([1 2])=0.15; %Curva dos bancos de Capacitores
CurvaBC([3 8])=-0.15;

initpsat %inicializando o PSAT
clpsat.readfile=0; %definindo o arquivo como somente leitura
runpsat('Sistema_Nordeste_Celpa_mod_mdl.m','data') %arquivo de dados
runpsat('pf'); %inicializar o fluxo de carga
cargas=PQ.con(:, [4 5]); %PQ.con é a matriz fixa de cargas nas colunas 4 e 5
ger=PV.con(:,4); %PV.con é a matriz fixa de geração da coluna 4.

B=Shunt.con(:,6); %Susceptância dos Bancos de Capacitores

for j=1:length(carregamentoRes)

    PQ.store(:, [4 5])=carregamentoRes(j)*cargas; %alterando o
comportamento das cargas
    PQ.store(7, [4 5])=carregamentoInd(j)*cargas(7,:); %de acordo com as
curvas residencial e industrial
    PV.store(:,4)=GerParq(j)*ger; %alterando o comportamento da geração no
parque eólico

    if(j>=4) && (j<=9)

        Shunt.store(9,6)=B(9)*(-0.15);

        elseif (j==20) % || Porta ou

            Shunt.store(:,6)=B*CurvaBC(j)*0.5; % este laço liga os capacitores
pela metade durante o carregamento

        elseif (j==22)

            Shunt.store(:,6)=B*CurvaBC(j)*0.75;

        elseif (j>=23)

            Shunt.store(:,6)=B*CurvaBC(j)*0.65;

        else
            Shunt.store(:,6)=B*CurvaBC(j);
        end

runpsat('pf')

```

```

    voltages(:,j)=DAE.y(1+Bus.n:2*Bus.n);
    perdasP(j)=Snapshot.Ploss;
    capacitores(:,j)=Shunt.con(:,6);
    cargaspq(:,j)=PQ.con(:,4);
end

% Grupo 1 - 13.8 KV - Tensão 0.95 a 1.05 PU
Braganca1311=voltages(1,:);
Capanema1308=voltages(5,:);
Castanhal1306=voltages(7,:);
Ourem1309=voltages(9,:);
Salinopolis1310=voltages(14,:);
Santa_Maria1305=voltages(16,:);
Terra_Alta1307=voltages(19,:);

% Grupo 2 - 34.5 KV - Tensão 0.95 a 1.05 PU
Braganca3411=voltages(2,:);
Ourem3409=voltages(10,:);
Terra_Alta3407=voltages(20,:);

% Grupo 3 - 69 KV - Tensão 0.9 a 1.05 PU
Braganca6911=voltages(3,:);
CIBRASA6912=voltages(4,:);
Capanema6908=voltages(6,:);
Castanhal6906=voltages(8,:);
Ourem6909=voltages(11,:);
Salinopolis6910=voltages(15,:);
Santa_Maria6905=voltages(18,:);
Terra_Alta6907=voltages(21,:);

%Barras Parque DFIG 13.8 e Parque DFIG 0.69
Parque_DFIG_Alta=voltages(13,:); %Parque DFIG 13.8
Parque_DFIG_Baixa=voltages(12,:); %Parque DFIG 0.69

figure, hold on %tensões Grupo 1
xlabel('Tempo em horas'), ylabel('Tensão Por Unidade (PU)')
plot(Braganca1311,'b','linewidth',1.5)
plot(Capanema1308,'g','linewidth',1.5)
plot(Castanhal1306,'r','linewidth',1.5)
plot(Ourem1309,'c','linewidth',1.5)
plot(Salinopolis1310,'m','linewidth',1.5)
plot(Santa_Maria1305,'y','linewidth',1.5)
plot(Terra_Alta1307,'k','linewidth',1.5)
u=0:length(carregamentoRes);
set(gca,'xtick',u)
set(gca,'ytick',[0.95 1.05]), grid on
title('Grupo 1 - 13.8 KV - Tensão 0.95 a 1.05 PU')
legend('Bragança 1311','Capanema 1308','Castanhal 1306','Ourém
1309','Salinópolis 1310','Santa Maria 1305','Terra Alta 1307')

figure, hold on %tensões Grupo 2
xlabel('Tempo em horas'), ylabel('Tensão Por Unidade (PU)')
plot(Braganca3411,'b','linewidth',1.5)
plot(Ourem3409,'g','linewidth',1.5)
plot(Terra_Alta3407,'r','linewidth',1.5)
u=0:length(carregamentoRes);
set(gca,'xtick',u)
set(gca,'ytick',[0.95 1.05]), grid on
title('Grupo 2 - 34.5 KV - Tensão 0.95 a 1.05 PU')
legend('Bragança 3411','Ourém 3409','Terra Alta 3407')

```

```

figure, hold on %tensões Grupo 3
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Tensão Por Unidade (PU)')
plot(Braganca6911,'b','linewidth',1.5)
plot(CIBRASA6912,'g','linewidth',1.5)
plot(Capanema6908,'r','linewidth',1.5)
plot(Castanhal6906,'c','linewidth',1.5)
plot(Ourem6909,'m','linewidth',1.5)
plot(Salinopolis6910,'y','linewidth',1.5)
plot(Santa_Maria6905,'k','linewidth',1.5)
plot(Terra_Alta6907,'--b','linewidth',1.5)
u=0:length(carregamentoRes);
set(gca,'xtick',u)
set(gca,'ytick',[0.9 1.05]), grid on
title('Grupo 3 - 69 KV - Tensão 0.9 a 1.05 PU')
legend('Bragança 6911','CIBRASA 6912','Capanema 6908','Castanhal
6906','Ourém 6909','Salinópolis 6910','Santa Maria 6905','Terra Alta 6907')

figure, hold on %Perdas do sistema
p2=perdasP*100;
u=0:length(carregamentoRes);
set(gca,'xtick',u)
title('Perdas do sistema')
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Perdas MW')
bar(p2,'k','linewidth',1.5)
savefile='Perdas_depois.mat';
save(savefile,'p2')

figure, hold on %Bancos shunt do sistema
u=0:length(carregamentoRes);
set(gca,'xtick',u)
title('Curva de Ajuste dos Bancos')
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Valor percentual de bancos do sistema')
bar(CurvaBC*100,'k','linewidth',1.5)

figure, hold on %tensões no parque eólico
u=0:length(carregamentoRes);
set(gca,'xtick',u)
set(gca,'ytick',[0.95 1.05]), , grid on %faixa de limites de tensão
title('Tensões nas barras do Parque Eólico')
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Tensão Por Unidade (PU)')
plot(Parque_DFIG_Baixa,'b','linewidth',1.5)
plot(Parque_DFIG_Alta,'r','linewidth',1.5)
pause
close all

```

Apêndice XII – Código para comparação de curvas da MET

```
%Curva de comparação das margens antes e após a inserção do parque eólico
%e das perdas ativas.
```

```
clear all
clc
```

```
a=open('MET_antes_parque.mat');%recuperando os dados das margens
met1=a.MET;
b=open('MET_depois_parque.mat');%recuperando os dados das margens
met2=b.MET;
```

```
c=open('Perdas_antes.mat');%recuperando os dados das perdas
Pat1=c.p1;
d=open('Perdas_depois.mat');%recuperando os dados das perdas
Pat2=d.p2;
```

```
figure, hold on %MET
u=0:length(met1); %poderia ser o vetor met1 ou met2 pois aqui recupera
apenas o tamanho do vetor
set(gca,'xtick',u)
plot(met1,'k','linewidth',1.5)
plot(met2,'b','linewidth',1.5)
title('Comparação das Margens de Estabilidade antes e após o parque
eólico')
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Valor da Margem em MW')
legend('MET antes','MET depois')
```

```
figure, hold on %Perdas
u=0:length(met1);
set(gca,'xtick',u)
plot(Pat1,'k','linewidth',1.5)
plot(Pat2,'b','linewidth',1.5)
title('Comparação das perdas ativas antes e após o parque eólico')
xlabel('Tempo em horas'),ylabel('Perdas MW')
legend('Perdas ativas antes','Perdas ativas depois')
```