



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Uma Introdução ao Estudo dos Impactos da Geração Eólica na Estabilidade do Sistema

Darlanny Silva Diniz

Campina Grande, Paraíba
Dezembro/2019

Darlanny Silva Diniz

Uma Introdução ao Estudo dos Impactos da Geração Eólica na
Estabilidade do Sistema

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a obtenção
do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Orientadora:

Professora Núbia Silva Dantas Brito, D. Sc.

Campina Grande, Paraíba

Dezembro/2019

Darlanny Silva Diniz

Uma Introdução ao Estudo dos Impactos da Geração
Eólica na Estabilidade do Sistema

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de
Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de Bacharel
em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica*

Aprovado em / /

Professor Karcus Marcelus Colaço Dantas
Universidade Federal de Campina Grande

Professora Núbia Silva Dantas Brito, D. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientadora

Campina Grande, Paraíba
Dezembro/2019

*Dedico este trabalho a Deus,
Porque Dele e por Ele, e para Ele, são todas as
coisas; glória, pois, a Ele eternamente. Amém.*

(Romanos 11:36)

Agradecimentos

Acima de todos, ao pai bondoso de amor, Deus, o qual serei eternamente grata por tudo, sem Ele certamente não teria conseguido trilhar essa vida acadêmica.

Agradeço aos meus pais, Pedro Diniz e Rosa de Lourdes Silva Diniz, pois muito lutaram a fim de me dar esta oportunidade e não mediram forças para os meus sonhos. Ao meu irmão Diego David Silva Diniz, pelos conselhos, orientações, contribuições acadêmicas e ao meu irmão Diogo Davisom Silva Diniz, por ter propiciado momentos leves, diante dos dias de intensa rotina da Universidade. A minha prima Katia Diniz, pelo incentivo e contribuição dos seus materiais de estudo, assim como todos que compõe a família Osório e Diniz que de certa forma contribuíram diretamente ou indiretamente para o êxito.

Agradeço ao meu querido namorado, Robson de Souza Donato, que sem dúvidas foi o meu maior presente da graduação, o qual esteve sempre presente em todos os momentos, aconselhando, confortando, incentivando, e promovendo para mim um dia melhor todos os dias.

Aos meus colegas de curso, que dentre tantos, posso citar Allan David, Brenda Lira, Elias Gabriel, Jose Adeílmo, José Patrício, José Domingos, Marcus Vinícius, Maurílio Quirino, Matheus Ferreira, Matheus Dantas, Melyna Simões que tem acompanhado diretamente os meus trabalhos, Osmar Lucas, Paulo Vitor, Rivanildo Alves, Ravi Helon, Rodrigo Raynton, Ulisses Gomes, Walter Barbosa, à Equipe Parahybaja, os quais contribuíram significativamente na minha graduação e vida pessoal, guardarei todos os nossos momentos de Universidade.

À Universidade Federal de Campina Grande, ao seu corpo docente, em especial ao Prof^o Karcius Marcelus Colaço Dantas que aceitou o convite em avaliar este trabalho e a todo tempo esteve disposto a tirar dúvidas durante a graduação e a Prof^a Núbia Silva Dantas Brito pela oportunidade de desenvolver este trabalho e participar do grupo de pesquisa do Laboratório de Sistemas Elétricos. Além deles, durante a graduação foi de rica contribuição o apoio acadêmico do Prof^o Roberto Silva de Siqueira e Prof^o Talvanes Meneses de Oliveira. À Coordenação de Graduação em Engenharia Elétrica, em especial Adail e Tchai, que propiciaram meu desenvolvimento pessoal e profissional.

Resumo

Diante da escassez hídrica no país e dos avanços tecnológicos em fontes renováveis, o Sistema Interligado Nacional tem tido uma nova conjuntura com a intensa inserção de geração por fontes intermitentes. Dessa forma, a geração eólica tem atingido até 87% do suprimento diário da carga do Nordeste, proporcionando ao sistema uma maior complexidade de operação devido ao comportamento estocástico dos ventos. Assim, o presente trabalho aborda um breve estudo estacionário e dinâmico na estabilidade de tensão sob o comportamento das diferentes centrais eólicas mediante aos aspectos distintos dos ventos e perturbações no sistema. Para tanto, foi utilizado os fundamentos da literatura e simulações computacionais nos programas ANAREDE e ANATEM, cujo os resultados constataram variações nos níveis de tensão das barras conforme a variação dos ventos, pontos de máximo carregamento frente a aerogeradores de tecnologia distintas e resposta transitória do sistema frente às centrais eólicas e aos geradores síncronos.

Palavras chave: Estabilidade de Tensão, Sistema Eólico, Curva P-V.

Abstract

Faced with water shortage in the country and technological advances in renewable sources, the National Interconnected System has had a new conjuncture with the intense insertion of generation by intermittent sources. Thus, wind generation has reached up to 87% of the daily Northeast cargo supply, providing the system with greater complexity of operation due to the stochastic wind behavior. So, the present work approaches a brief stationary and dynamic study on the voltage stability under the behavior of the different wind power plants by means of the distinct aspects of the wind and system disturbances. For this, we used the foundations of the literature and computer simulations in the programs ANAREDE and ANATEM, the results of which found variations in the voltage levels of the bars according to the variation of winds, maximum loading points in the face of different technology wind turbines and transitory system response in front of wind power plants and generators Synchronous.

Keywords: Voltage Stability, Wind System, P-V Curves.

Sumário

Capítulo 1 - Introdução	16
Capítulo 2 - Fundamentação Teórica	18
2.1 Estabilidade	18
2.1.1 Análise estática	19
2.1.2 Análise dinâmica	19
2.1.3 Estabilidade de Tensão	20
2.1.4 Fluxo de Potência Continuado.....	23
2.1.5 Ferramentas Computacionais para estudo de Estabilidade	26
2.1.5.1 Análise de Redes Elétricas - ANAREDE.....	26
2.1.5.2 Análise de Transitórios Eletromecânicos - ANATEM.....	26
2.2 Sistemas Eólicos	27
2.2.1 Modelo do vento.....	28
2.2.2 Principais Componentes do Sistema Eólico	29
2.2.4.1 Aerogeradores.....	30
2.2.4.2 Pás do rotor.....	31
2.2.4.3 Nacele	31
2.2.4.4 Multiplicador de velocidade.....	31
2.2.4.5 Mecanismos de Controle.....	32
2.2.4.6 Geradores Eólicos.....	33
2.2.4.7 Gerador de Indução em Gaiola (SCIG).....	33
2.2.4.8 Gerador de Indução Duplamente Excitado (DFIG).....	34
2.2.3 Fundamentos aerodinâmicos	34
Capítulo 3 - Metodologia	37
3.1 Sistema Teste	38
3.2 Cenários	39

3.2.1	Estudo estático.....	39
3.2.2	Estudo dinâmico.....	40
Capítulo 4 - Apresentação e Discussão dos Resultados.....		42
4.1	Análise Estática.....	42
4.2	Análise Dinâmica.....	46
Capítulo 5 - Conclusões.....		55
Referências Bibliográficas.....		57
Anexo.....		61

Lista de Figuras

Figura 1 - Estrutura de classificação de Estabilidade	18
Figura 2 - Diagrama unifilar de duas barras	20
Figura 3 - Curva P-V (<i>power-voltage</i>).....	22
Figura 4 - Curva P-V com variação do fator de potência	23
Figura 5 – Construção da curva P-V.....	24
Figura 6 - Fluxograma FPC simplificado	25
Figura 7 - Mapa dos Parques Eólicos brasileiros.....	27
Figura 8 - Número de aerogeradores em operação por capacidade de potência.....	28
Figura 9 - Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar	29
Figura 10 - Componentes do aerogerador.....	30
Figura 11 - Efeito do controle estol na pá do aerogerador.....	32
Figura 12 - Representação do sentido de rotação das pás do aerogerador com controle de <i>Pitch</i>	33
Figura 13 - Representação da absorção de potência pela turbina	35
Figura 14 - Comportamento da potência em função da velocidade da turbina	35
Figura 15 - Curva de potência de um aerogerador do tipo controlado	36
Figura 16 - Metodologia aplicada para estudo estático	37
Figura 17 - Metodologia aplicada para estudo dinâmico.....	38
Figura 18 - Sistema WSCC 9-barras.....	39
Figura 19 - Curva P-V do Caso 1.....	42
Figura 20 - Curva P-V do Caso 2.....	43
Figura 21 - Curva P-V do Caso 3.....	43
Figura 22 - Curva P-V para região operativa do caso 1.....	44
Figura 23 - Curva P-V para região operativa do caso 2.....	45
Figura 24 - Curva P-V para região operativa do caso 3.....	45
Figura 25 - Sequência de velocidade dos ventos	48
Figura 26 - Velocidade angular do rotor (RPM).....	48
Figura 27 - Razão de velocidade λ	48
Figura 28 - Coeficiente de desempenho.....	48
Figura 29 - Potência obtida pelo Parque Eólico.....	50

Figura 30 – Potência mecânica da turbina	50
Figura 31 - Potência reativa absorvida pelos aerogeradores.....	51
Figura 32 - Nível de tensão na barra 3	51
Figura 33 - Comportamento do vento, evento 2.	51
Figura 34 - Comportamento do vento, evento 3.	51
Figura 35 - Potência absorvida, evento 2.....	52
Figura 36 - Tensão na barra 3, evento 2.....	52
Figura 37 - Potência reativa absorvida, evento 3.....	52
Figura 38 - Tensão na barra 3, evento 3.....	52
Figura 39 - Tensão das barras após retirada do gerador de máquina síncrona	53
Figura 40 - Tensão das barras após retirada do parque eólico	53
Figura 41 - Tensão das barras após a saída da linha 8-9 com parque eólico	53
Figura 42 - Tensão das barras após a saída da linha 8-9 com máquina síncrona	53
Figura A.1 - Curva $C_p(\lambda)$ adotado na modelagem da turbina eólica	62

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Tabela comparativa com as principais características de aerogeradores....	31
Tabela 2 - Cronograma de atividades	37
Tabela 3 - Dados da planta eólica dos casos 2 e 3.	40
Tabela 4 - Parâmetros da máquina síncrona de polos salientes	41
Tabela 5 - Parâmetros da curva de saturação	41
Tabela 6 - Resultados de carregamento das barras para tensão de 0,95pu.	46
Tabela 7 - Resultado do fluxo de potência caso 2 com adicional <i>shunt</i>	47
Tabela A.1 - Dados das barras do sistema 9-barras	61
Tabela A.1 - Dados das linhas do sistema 9-barras	61

Lista de Símbolos/Siglas

A_v – Área variada pelas pás (m^2)

AC – Corrente Alternada

ANAREDE – Análise de Redes Elétricas

ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos

ANEEL – Agência Reguladora de Energia Elétrica

c – parâmetro de escala (m/s)

CDUs – Controles Definidos pelo Usuário

CEPEL – Centro de Pesquisas Energia Elétrica

C_p – Coeficiente de potência

CS – Curva de Saturação

DC – Corrente Contínua

DFIG – Gerador de Indução Duplamente Excitado

DMAX – Número máximo de vezes consecutivas do FDIV

FDIV – Fator de redução do incremento automático

FPC – Fluxo de Potência Continuado

H – Constante de inércia (MW.s/MVA ou segundos)

ICIT – Número máximo de soluções

ICMN – Valor mínimo do incremento automático

k – parâmetro de forma (adimensional)

L''_d – Indutância subtransitória de eixo direto (por unidade)

L_d – Indutância síncrona de eixo direto (por unidade)

L'_d – Indutância transitória de eixo direto (por unidade)

L_l – Indutância de dispersão da armadura (por unidade)

L_q – Indutância síncrona de eixo em quadratura (por unidade)

MET – Margem de estabilidade de tensão

MST – Margem de segurança de tensão

MTP – Ponto de máxima transferência de potência

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

P_m – Potência mecânica da turbina (W)

P_v – Potência cinética eólica (W)

P-V – Potência versus Tensão

P_i – Potência ativa da barra (W)

pu – por unidade

Q_i – Potência reativa da barra (Var)

R_v – Raio do rotor (m)

$R+Xj$ – Impedância da linha (Ω)

R_a – Resistência do enrolamento de armadura (por unidade)

RPM – Rotação por minuto

R_r – Resistência do rotor (por unidade)

R_s – Resistência do estator (por unidade)

S_i – Potência da barra (VA)

SCIG – Gerador de Indução em Gaiola

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SIGEL – Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico

SIN – Sistema Interligado Nacional

T''_{do} – Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto (segundos)

T''_{qo} – Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto (segundos)

T'_{do} – Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto (segundos)

v – Velocidade do vento (m/s)

ω_r – Velocidade angular do rotor (m/s)

WSCC - Western System Coordinating Council

X' – Reatância transitória do enrolamento de estator (por unidade)

X_m – Reatância transitória de magnetização (por unidade)

X_r – Reatância transitória do enrolamento do rotor (por unidade)

X_s – Reatância do estator (por unidade)

X_r – Reatância do rotor (por unidade)

β – Ângulo de *Pitch* (graus)

λ – Razão da velocidade da ponta da pá e velocidade do vento (adimensional)

ρ_{ar} – Densidade das massas de ar (kg/m^3)

$E\angle\delta$ – Módulo (tensão) e fase (graus) da barra

Capítulo 1 - Introdução

O aumento da participação de diversas fontes de geração de energia intermitentes na composição da matriz energética brasileira, constitui, sem dúvida, um dos maiores desafios do setor elétrico do país. Neste contexto, destaca-se a geração eólica advinda do aproveitamento da energia dos ventos, tem crescido fortemente e compõe aproximadamente 9% da potência instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN) (ANEEL, 2019), suprimindo até 87% da carga diária da região Nordeste (ONS, 2019).

Devido as características técnicas da geração eólica e estocásticas dos seus insumos, a sua inserção provoca impactos no planejamento e operação do Sistema Elétrico de Potência (SEP), os quais devem ser previstos e analisados para garantir os requisitos do sistema: confiabilidade, conformidade, flexibilidade, segurança e manutenção. Dessa forma, é expressivo a participação dos sistemas eólicos no comprometimento da estabilidade do sistema.

Estabilidade é a capacidade do SEP em manter-se em condição de pleno funcionamento, tanto em estado normal de operação quanto após submetido a perturbações. Estas perturbações podem ter naturezas distintas, em vista disso o estudo da estabilidade é classificado em tensão, angular e frequência e suas análises são realizadas tanto à curto prazo (análise dinâmica) como à longo prazo (análise estática), a depender das variáveis de interesse (KUNDUR, 2004).

Dentre os impactos decorrentes da inserção de sistemas eólicos no SEP, foi objetivo de estudo nesta Proposta de Trabalho de Conclusão de Curso (TCC), breve avaliação da estabilidade de tensão do sistema sob análise estática e dinâmica, provenientes da adição de parques eólicas na matriz. Os estudos foram realizados a partir do uso de duas ferramentas computacionais amplamente utilizadas pelo setor elétrico para estudos de fluxo de potência e transitórios no setor elétrico brasileiro, O ANAREDE e o ANATEM, *softwares* desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas Energia Elétrica (CEPEL).

Nesse contexto, foram estudados o comportamento de dois principais tipos de aerogeradores sob análise estática, assim como a influência de diferentes formas de vento na dinâmica da tensão oriundo de aerogeradores de velocidade fixa, além de

compará-lo frente a contingências e retirada no sistema com gerador síncrono de polos salientes.

O TCC foi realizado sob a orientação da professora Núbia Silva Dantas Brito, e supervisionado pela aluna de mestrado Melyna Candice Silva Simões. O relatório foi estruturado conforme a seguir:

- Capítulo 2: fundamentação teórica requerida para o desenvolvimento do trabalho;
- Capítulo 3: apresentação da metodologia adotada;
- Capítulo 4: exposição e discussão dos resultados obtidos;
- Capítulo 5: apresentação das conclusões finais.
- Referências bibliográficas

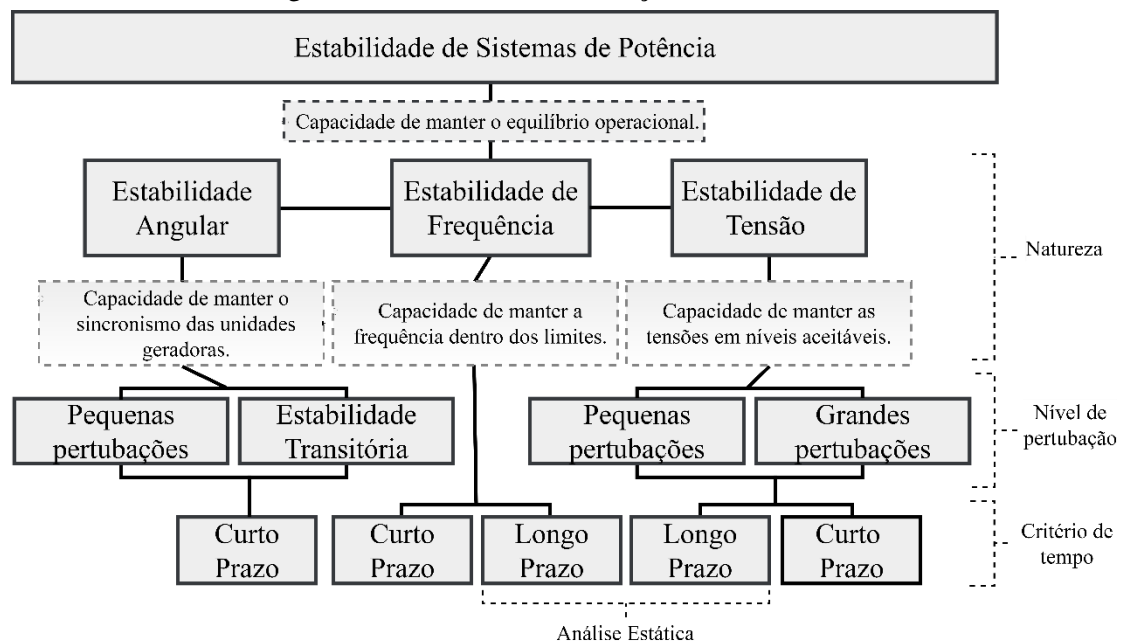
Capítulo 2 - Fundamentação Teórica

Neste capítulo é apresentado um resumo dos temas mais importantes para o desenvolvimento deste Trabalho de Conclusão de Curso, propiciando os conceitos clássicos de Estabilidade, em particular a Estabilidade de Tensão e Sistemas Eólicos.

2.1 Estabilidade

No contexto dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP), o termo estabilidade é definido como sendo a habilidade do SEP em manter-se em condição de pleno funcionamento, tanto em estado normal de operação, quanto após ser submetido a perturbações. Em virtude dos diversos tipos de perturbações às quais o SEP está sujeito, os estudos de estabilidade são classificados conforme mostrado na Figura 1.

Figura 1- Estrutura de classificação de Estabilidade



Fonte: Autoria Própria.

Como se vê, os estudos relacionados com estabilidade classificam-se em três categorias, que são:

- Estabilidade angular: visa manter o equilíbrio entre os torques eletromagnético e mecânico de todas as máquinas síncronas do sistema.
- Estabilidade de frequência: visa manter a frequência nos limites já

estabelecidos, após eventos de desequilíbrio entre a geração e a carga.

- Estabilidade de tensão: visa manter as tensões dos barramentos nos limites aceitáveis de tensão.

A análise é realizada considerando um critério de tempo, pois dadas situações, o estudo ao curto prazo, poucos segundos, permite observar comportamentos de dinâmicas rápidas do sistema que não são possíveis averiguar em longo prazo, um a dezenas de minutos. Assim, é classificado quanto a análise dinâmica ou estática frente às perturbações.

2.1.1 Análise estática

A análise estática considera que, em muitos casos, a dinâmica do sistema varia lentamente, de modo que o comportamento dinâmico dos elementos do SEP é desprezado. Dessa forma, os componentes do SEP são modelados por equações ou inequações algébricas referentes a situações em que as variações das grandezas no tempo são suficientemente lentas, podendo assim, desconsiderar o efeito transitório. Como resultado a modelagem do sistema é simplificada, resultando em equações algébricas, sejam elas lineares ou não, o que resulta em menor esforço computacional.

As soluções para este tipo de análise são obtidas por meio do fluxo de potência, em especial, para a análise da estabilidade de tensão, a de fluxo de potência continuado para a construção das curvas de potência *versus* tensão (P-V).

2.1.2 Análise dinâmica

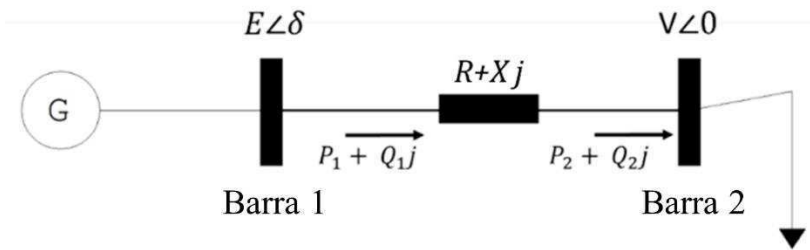
Para esse tipo de análise, é expresso o comportamento mais próximo do real no sistema, uma vez que considera as coordenações de controle e proteção do sistema, sendo uma ferramenta ideal para situações transitórias de curto prazo. Portanto, envolve equações diferenciais ordinárias e em geral com alto grau de variáveis que leva a esforços computacional de magnitude maior, pois os modelos adotados são mais detalhados.

2.1.3 Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão refere-se à capacidade do SEP em manter os níveis das tensões de todas as barras dentro de determinados limites, após a ocorrência de uma perturbação, para dadas condições iniciais de funcionamento (BARBOSA, 2013). A instabilidade de tensão ocorre quando uma perturbação provoca uma elevação ou redução progressiva e descontrolada da tensão em algumas barras (KUNDUR, 2004).

O equacionamento matemático do problema é apresentado a seguir, o qual baseia-se no circuito mostrado na Figura 2.

Figura 2 - Diagrama unifilar de duas barras



Fonte: Autoria Própria.

$$\hat{I} = \frac{E\angle\delta - V\angle 0}{R + Xj} \quad (1)$$

$$\hat{I} = \frac{E\cos(\delta) + E\sin(\delta)j - V}{R + Xj} \quad (2)$$

$$S = V\hat{I}^* \quad (3)$$

$$S_2 = V \left(\frac{E\cos(\delta) - E\sin(\delta)j - V}{R + Xj} \right) \quad (4)$$

$$P_2 = \frac{EVX\sin(\delta) + EVR\cos(\delta) - RV^2}{R^2 + X^2}, \quad (5)$$

$$Q_2 = \frac{-EVR\sin(\delta) + EVX\cos(\delta) - XV^2}{R^2 + X^2}$$

Assim, elevando as Equações (5) e (6), pode-se obter:

$$[P_2(R^2 + X^2) + RV^2]^2 = [EVR\cos(\delta) + EVX\sin(\delta)]^2 \quad (6)$$

$$[Q_2(R^2 + X^2) + XV^2]^2 = [EVX\cos - EVXR\sin(\delta)]^2. \quad (7)$$

Somando-as:

$$V^4 + [2(P_2R + Q_2X) - E^2]V^2 + (P_2^2 + Q_2^2)(R^2 + X^2) = 0. \quad (8)$$

Dentre as soluções dessa equação, a de interesse são as positivas, dadas por:

$$V' = \sqrt{\frac{E^2}{2} - RP_2 - Q_2X + \sqrt{\frac{E^4}{4} - E^2(RP_2 + Q_2X) - (XP_2 - Q_2R)^2}}. \quad (9)$$

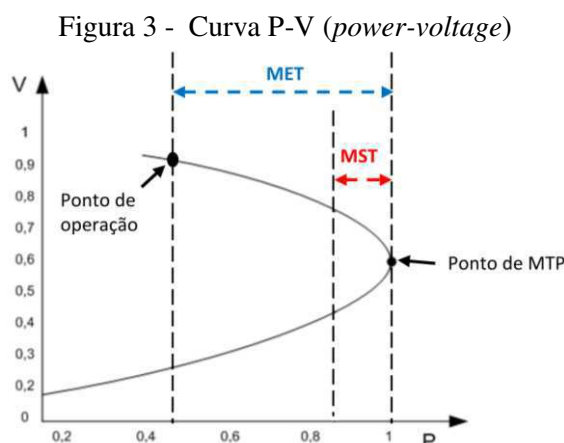
$$V'' = \sqrt{\frac{E^2}{2} - RP_2 - Q_2X - \sqrt{\frac{E^4}{4} - E^2(RP_2 + Q_2X) - (XP_2 - Q_2R)^2}}. \quad (10)$$

Os parâmetros do sistema são: potência aparente (S), potência reativa (Q), potência ativa (P), módulo da tensão da barra 1 (V) e módulo de tensão da barra 2 (E), ângulo da tensão (δ), e a impedância de linha ($R+Xj$) composto pela resistência e reatância.

A Equação (9) equivale aos pontos de condições normais de funcionamento constituidoras da região estável, e a Equação (10), para a região instável, nos quais as tensões são baixas e de correntes elevadas, de modo que o conjunto dos pontos obtém a curva P-V para análise.

Conforme a literatura especializada, os estudos de análise de estabilidade estática de tensão são comumente realizados via curva P-V, a qual é resultante de fluxos de carga sucessivos, conhecido como “fluxo de potência continuado”, elucidado na seção 2.1.4. A curva P-V representa a variação da tensão de uma certa barra de carga com o aumento da demanda do SEP e fornece informações importantíssimas sobre o carregamento máximo do SEP em regime permanente (BARATA, 2017).

Uma curva P-V típica é apresentada na Figura 3, onde a intersecção da curva característica da carga (impedância constante, corrente constante, potência constante ou combinação dessas) com a característica P-V do sistema, define o ponto de operação do sistema.



Fonte: VIELA (2014).

A partir do ponto crítico (também denominado de ponto de carregamento máximo, ponto de máxima transferência de potência (MTP) ou ponta do nariz da curva, nenhum acréscimo de potência pode ser transferido pelo sistema de transmissão/distribuição. Nesse ponto ocorre o colapso de tensão, o qual é o resultado de eventos anteriores de instabilidade de tensão, capazes de provocarem *blackout* ou perfis de tensões muito baixas em uma determinada parte do sistema ou em todo o sistema. Abaixo desse ponto, o sistema é dito instável.

Os estudos de estabilidade são cruciais para avaliação da confiabilidade do sistema, nos quais dois índices importantes são utilizados:

- Margem de estabilidade de tensão (MET): capacidade de transferência de potência até o ponto de máximo carregamento. É representado geralmente, pela taxa percentual da potência de operação em relação a potência máxima (Equação 8). Quanto maior o MET, mais seguro será o sistema.

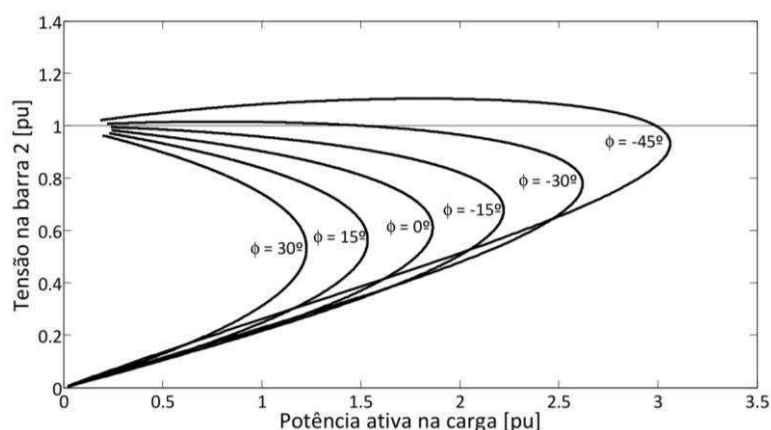
$$MET_{\%} = \frac{P_{\text{máx}} - P_{\text{operação}}}{P_{\text{operação}}} 100\%. \quad (11)$$

- Margem de segurança de tensão (MST): distância mínima para um ponto de operação do sistema onde há risco de instabilidade de tensão (ONS, 2018). Segundo Submódulo 23.3 do ONS, as margens de segurança de tensão para os estudos 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.

É importante ressaltar que o ponto máximo de carregamento é sujeito a variação

do fator de potência, observável na Figura 4. Para fatores mais indutivos, a tensão tende a diminuir gradativamente, até o ponto de colapso, enquanto para fatores de potência mais capacitivos, há uma elevada tensão para a mesma potência de carregamento, além de elevar o ponto de máximo carregamento. Observou-se que apesar do aumento da potência transferida, a tensão crítica fica muito próxima da tensão de operação e isso ocasiona uma falsa ideia de estabilidade, por isso é importante considerar conjuntamente a Margem de Segurança de Tensão (MST).

Figura 4 - Curva P-V com variação do fator de potência



Fonte: ALVES (2016).

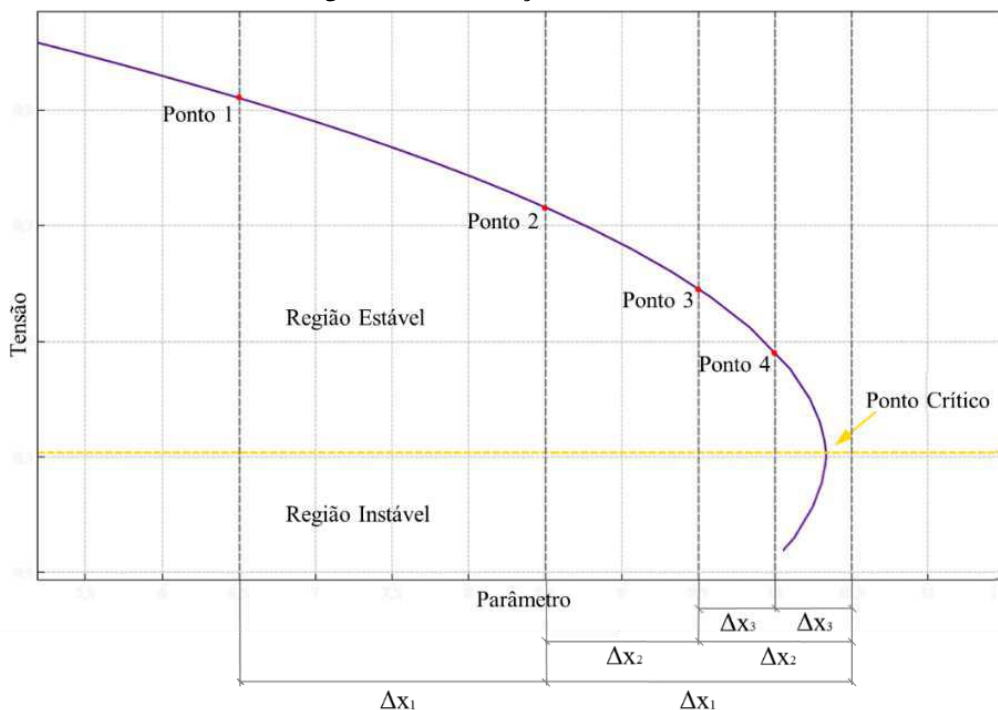
Destaca-se aqui a importância da curva P-V, visto que uma das informações disponíveis, é a determinação da margem de estabilidade de tensão (BARATA, 2017).

2.1.4 Fluxo de Potência Continuado

Para obtenção da curva P-V utilizam usualmente, o denominado fluxo de potência continuado (FPC), que consiste no aumento gradativo da carga de um conjunto de barras do SEP e execução dos fluxos de cargas correspondentes, esse aumento aproxima a matriz Jacobiana à singularidade, não permitindo o cálculo da sua inversa, e, portanto, a solução do fluxo de potência, o que pode indicar que a rede ou a geração não são capazes de suprir a demanda necessária ou ainda, o sistema está próximo de atingir o ponto de colapso de tensão (PERRETTO;PEREIRA;GARCIA, 2016).

O FPC é o aprimoramento do fluxo de potência convencional, visto suas limitações quanto à singularidade da matriz Jacobiana. Portanto a sua obtenção é realizada da seguinte forma, conforme Figura 5.

Figura 5 – Construção da curva P-V

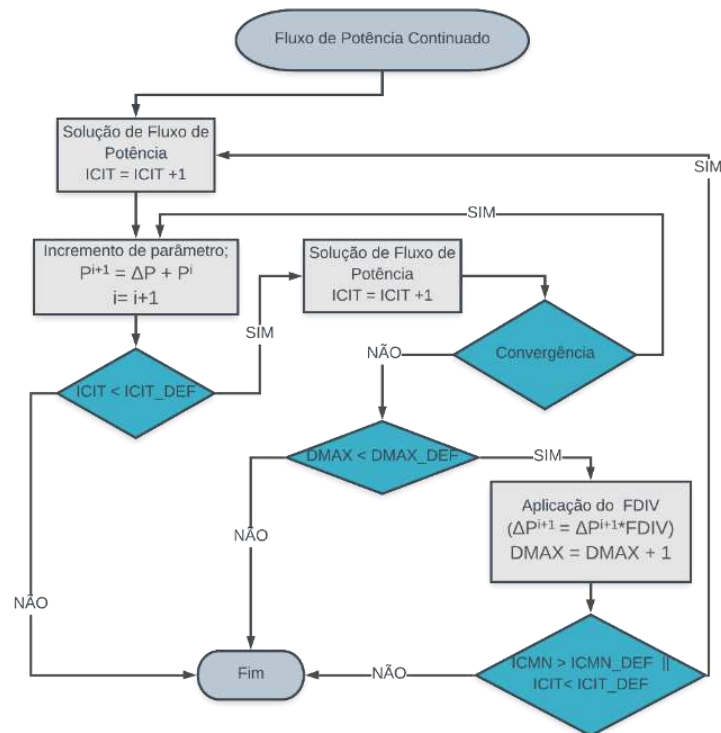


Fonte: Autoria Própria.

1. Inicialmente, o fluxo de potência é calculado da forma convencional no ponto de operação inicial, ou seja, o ponto 1 da curva.
2. Obtido o ponto 1 da curva, adiciona-se uma variação do parâmetro (Δx_1), resultando no ponto 2 da curva.
3. Posteriormente, o mesmo Δx_1 é acrescentado, porém neste caso, a solução é divergente, pois obteve um ponto maior que o máximo carregamento, dessa forma, reduz-se o incremento para Δx_2 , donde a solução adquire o ponto 3.
4. É acrescentado novamente o incremento Δx_2 . Se o incremento Δx_2 ultrapassar novamente o ponto crítico, o mesmo é reduzido novamente, caso não, progride com o mesmo aumento, até encontrar o ponto crítico. Logo, quanto menor for o incremento inicial, mais pontos serão determinados, tornando-se a curva mais próxima do real.
5. Para a região instável, métodos de parametrização são utilizados para impedir a singularidade da matriz Jacobiana.

A dinâmica do método é ilustrada do fluxograma da Figura 6.

Figura 6 - Fluxograma FPC simplificado



Fonte: Autoria Própria.

Em linhas gerais, uma vez aplicada a solução, ela é somada uma unidade a variável ICIT (número máximo de soluções) e a solução é armazenada. Em seguida, é incrementado o parâmetro ao valor predefinido, caso esteja dentro do número de soluções, é realizado novamente o Fluxo de Potência e acrescentado uma unidade a ICIT. Então, nesse momento atua o conceito mais importante do FPC: avaliação da convergência da solução. Caso seja divergente, há uma alteração no parâmetro, por meio da dimensão do incremento pelo FDIV (fator de redução do incremento automático), e para cada aplicação do FDIV é registrado na variável DMAX (número máximo de vezes consecutivas do FDIV). Essa atribuição a variável DMAX é um importante parâmetro de controle, pois uma vez não existente, poderia existir um *loop* sem finalização próximo ao ponto de carregamento. Além dessa variável de controle, o ICMN (valor mínimo do incremento automático) é uma *flag* que permite limitar a redução do incremento e também finalizar o *loop*. Logo, após a alteração do parâmetro da carga é realizado novamente a solução do Fluxo de Potência, dado que esteja dentro dos limites de soluções máximas, e é armazenado os resultados para a construção da curva P-V. Em resumo, o ciclo principal consiste na solução e modificação do parâmetro da carga em situações de divergências, e são as constantes ICIT, DMAX_DEF, ICIT_DEF os agentes finalizadores desse ciclo repetido.

2.1.5 Ferramentas Computacionais para estudo de Estabilidade

Devido a característica complexa e fortemente não linear do sistema de potência, para solução de fluxo de potência é aplicado métodos numéricos, tais como Gauss-Seidel, Newton-Raphson, e conseqüentemente, ferramentas computacionais são fundamentais para obtenção de resultados. No âmbito de estabilidade, os *softwares* ANAREDE e ANATEM são amplamente utilizados.

2.1.5.1 Análise de Redes Elétricas - ANAREDE

O programa integra um conjunto de técnicas e métodos desenvolvidos para disponibilizar às empresas do setor elétrico, a realização de estudos nas áreas de operação e planejamento dos SEP. Algumas das metodologias desenvolvidas no programa são adaptadas às características particulares do sistema elétrico brasileiro, o que torna o ANAREDE uma ferramenta essencial para os estudos de regime permanente no Brasil (CEPEL, 2018).

O ANAREDE disponibiliza programas de fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e de fluxo, e análise de segurança de tensão. Além de sua importância para a avaliação em regime permanente do sistema elétrico brasileiro, o ANAREDE também fornece o ponto de partida para outras análises realizadas com os demais programas computacionais desenvolvidos pelo CEPEL: análise de curto-circuito (ANAFAS), análise de transitórios eletromecânicos (ANATEM), análise de confiabilidade (NH2), análise de estabilidade a pequenas perturbações (PACDYN), solução do fluxo de potência ótimo (FLUPOT), análise de planejamento da transmissão (PLANTAC) e análise harmônica (HarmZs).

2.1.5.2 Análise de Transitórios Eletromecânicos - ANATEM

O programa permite a análise de grandes perturbações no sistema em estabilidade transitória e dinâmica. Os modelos dos controles e elementos do sistema podem ser realizados pelo Controles Definidos pelo Usuário (CDUs), em que há uma liberdade de modelagem aproximando-se assim a representações melhor definidas. Além disso há uma interação do ANATEM, com os demais programas computacionais do CEPEL, como o ANAREDE para obtenção de pontos de operação, o PlotCepel para

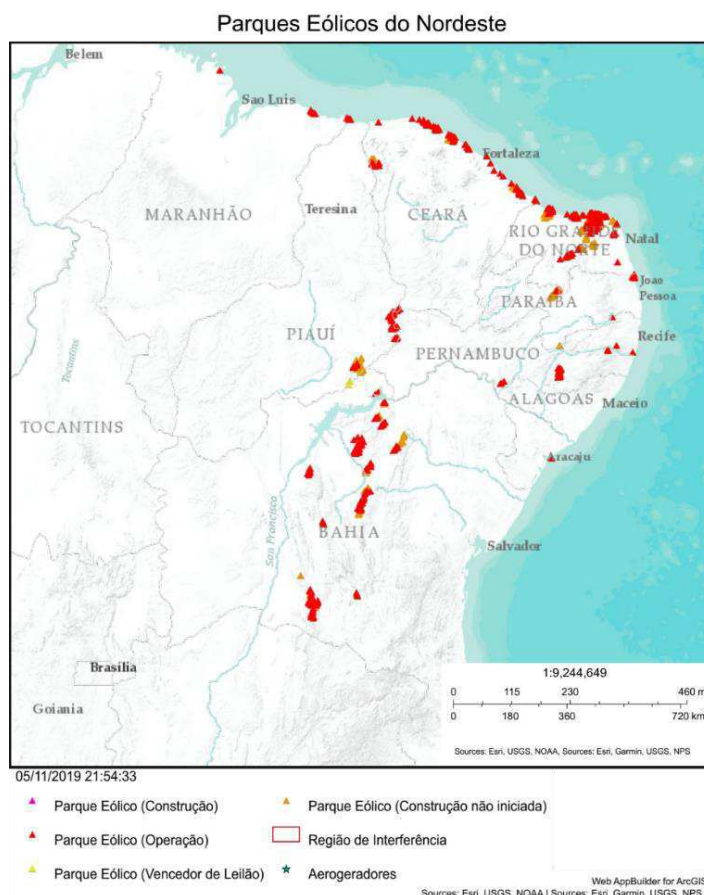
a criação de gráfico com base dos resultados, e o CDUEdit que desenvolve os modelos via interface gráfica.

2.2 Sistemas Eólicos

Os sistemas eólicos são considerados uma das tecnologias mais avançadas e inovadoras da atualidade, capazes de captar a energia cinética contida nos ventos e transformá-la em energia elétrica. Além da ampliação dessa tecnologia, a redução dos recursos hídricos movimentou o setor elétrico brasileiro para novas áreas de obtenção de energia, sendo majoritariamente a eólica, devido aos bons ventos encontrados no Brasil em especial na região do Nordeste, observável na

Figura 7. Com efeito, com base do Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL) fornecido pela ANEEL, atualmente estão em operação 618 parques eólicos e 161 novos parques estão sendo construídos no país.

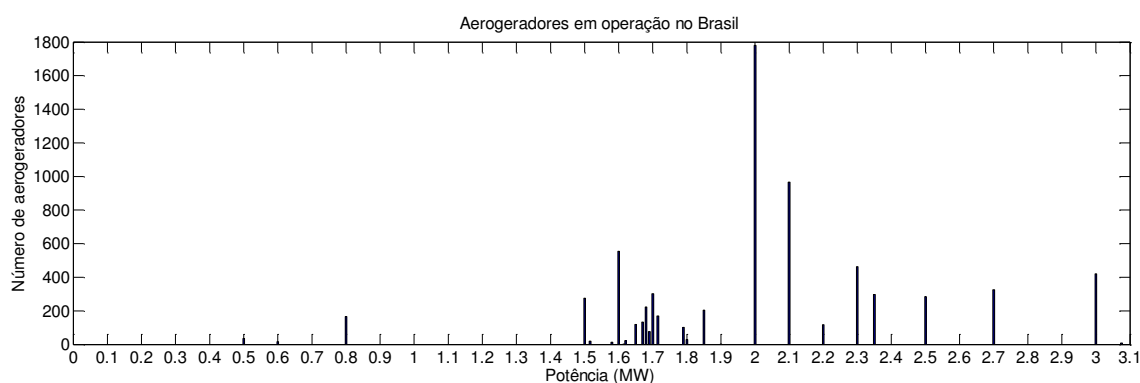
Figura 7 - Mapa dos Parques Eólicos brasileiros



Fonte: SIGEL (2019) com adaptações.

Segundo atualização em novembro de 2019 do SIGEL, a maioria dos aerogeradores em operação no país possuem a capacidade de potência de 2 MW, sendo aproximadamente 1800 unidades do total de um pouco mais de 6 mil aerogeradores interligados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) (Figura 8). O aerogerador de maior potência em operação está em torno de 3 MW, entretanto, comparado ao resto do mundo a sua capacidade é inferior, visto que modelos como a Haliade-X da GE Renewable Energy tem capacidade de até 12 MW.

Figura 8 - Número de aerogeradores em operação por capacidade de potência



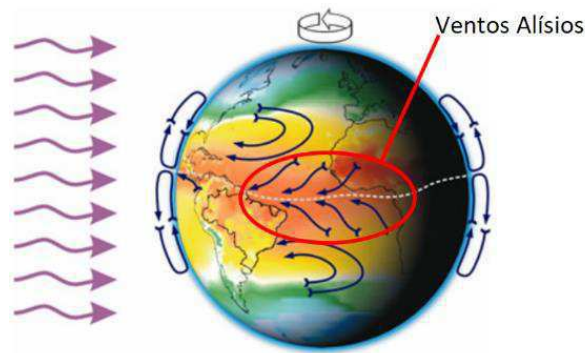
Fonte: SIGEL (2019).

2.2.1 Modelo do vento

O vento é oriundo do aquecimento não uniforme do sol ao planeta, onde as diferenças de temperatura nas massas de ar promovem o movimento e assim a formação dos ventos. Segundo Ackermann (2005), os ventos podem ser um fenômeno regional, determinado por condições orografia (por exemplo, a estrutura de superfície da zona) e fenômenos globais. O fenômeno global é resultante do deslocamento das massas, pois as massas mais próximas da linha do Equador por receberem incidência do sol perpendicularmente, possuem massas mais quentes que as massas polares, e portanto, o ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tenda a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que se desloca das regiões polares (CRESESB,2008).

Semelhantemente, os ventos Alísios, representado na Figura 9, são provenientes da ascensão de massas de ar que convergem de zonas de alta pressão nos trópicos para zonas de baixa pressão no Equador, estes contemplam o Nordeste brasileiro e possuem velocidades dos ventos com maior constância, extremamente propício à geração eólica.

Figura 9 - Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar



Fonte: AMARANTE, et al., (2001) com adaptações.

O vento possui um caráter probabilístico, e para fins de modelagem, é majoritariamente adotado a Distribuição de Weibull dada pela Equação 11. A frequência de ocorrência da velocidade do vento ($f(v)$) tem como variável de entrada a velocidade do vento (v), e os parâmetros c e k são respectivamente, a proporção da velocidade média do vento e a forma de distribuição, onde quanto maior o parâmetro de forma, menor é o desvio padrão e conseqüentemente, maior a ocorrência de ventos para determinada velocidade.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (11)$$

Para os ventos Alísios, o fator de forma pode atingir altos valores mensais de até superiores a 6 – sendo que existem registros até de $k = 10,78$ (AMARANTE et al, 2001).

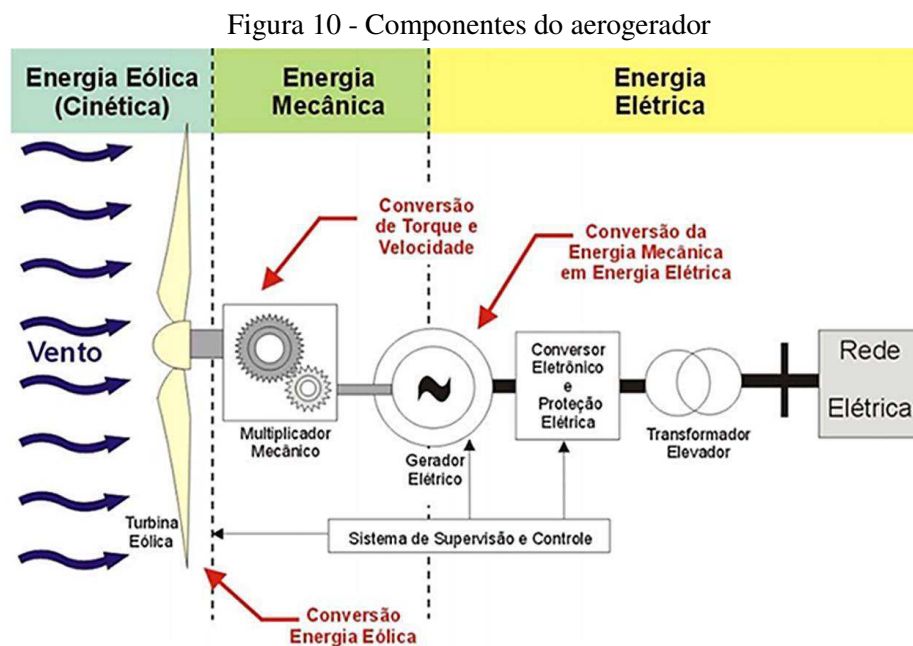
2.2.2 Principais Componentes do Sistema Eólico

Aos longos dos anos, os sistemas eólicos sofreram modificações em *design*, estruturas de sustentação, componentes mecânicos, pás, mecanismo de controle e mecânico no intuito de viabilizar e aperfeiçoar essa forma de obtenção de energia, embora hoje, ainda não seja viável tais instalações para pequenos blocos de energia, como minigeração/microgeração.

O sistema eólico inclui o aerogerador, que se resume em dois processos: a conversão mecânica cinética linear dos ventos em energia mecânica cinética rotacional no eixo do rotor e subsequentemente a conversão em energia elétrica por meio do

gerador.

Em geral, a conversão eólica em elétrica é inicialmente dada por meio da rotação do rotor formada por um conjunto de pás, que resulta em uma velocidade angular, mostrado na Figura 10. Em alguns casos, esta velocidade é ampliada por um conjunto de engrenagens, o multiplicador de velocidade, que é acoplado ao eixo do gerador elétrico. Uma vez constituído essa forma de energia, é interligado a uma subestação e ao sistema de rede básica.



Fonte: PAVINATTO (2005).

2.2.4.1 Aerogeradores

A conversão dos ventos em energia elétrica é obtida pelos aerogeradores que podem ser de diferentes tipos, a depender da configuração do eixo do rotor. Os principais tipos já desenvolvidos, inclusive alguns que não tiveram viabilidade financeira e foram inutilizáveis ao longo dos anos, estão descritos na Tabela 1.

Tabela 1 - Tabela comparativa com as principais características de alguns aerogeradores

Tipo	Descrição	Vantagem	Desvantagem
Darrieus	Rotor de eixo vertical; Desenvolvidas entre de 1970 a 1980; Os de maiores portes foram instaladas no Canadá.	Operação independente da direção do vento; Caixa multiplicadora e gerados podem ser colocadas no solo.	Estresse cíclico na torre; Baixa confiabilidade; Limitação na regulação de velocidade para ventos rápidos.
Savonius	Rotor de eixo vertical; Em sua superfície, células fotovoltaicas são colocadas;	Fácil construção; Pouco ruído;	Baixo rendimento (15% de eficiência);
Turbinas de eixo horizontal	Rotor de eixo horizontal; Composta por torre e nacele; São atualmente as mais utilizadas	Maior eficiência de conversão; Expostos a ventos mais intensos;	Maior custo de instalação na estrutura devido à altura; Normalmente mais ruidoso

Fonte: Autoria própria.

2.2.4.2 Pás do rotor

Elemento do aerogerador capaz de converter a energia cinética do vento em trabalho mecânico, podendo ter sua configuração variada por um controle, denominado de *Pitch* e *Stall*, descrito na seção de mecanismos de controle. As pás podem ser constituídas de alumínio, madeira no passado e as mais atuais por fibras de vidro.

2.2.4.3 Nacele

Parte que abriga o gerador, a caixa de engrenagens, sistema de controle e medição, assim como todo o aparato de funcionamento do rotor.

2.2.4.4 Multiplicador de velocidade

Uma vez que a velocidade angular do eixo do rotor é baixa em relação do gerador, o multiplicador de velocidade, denominado também de caixa de engrenagens, é responsável pela transmissão da energia mecânica produzida pelo eixo com velocidade angular superior ao gerador. Dessa forma, a caixa de engrenagem possui uma alta relação de transmissão, pois os ventos permitem a rotação da pá com velocidade angular entre 20 a 150 rpm, enquanto os geradores operam em torno de 1200 a 1800 rpm (NUNES, 2003).

No entanto a caixa de engrenagens gera perdas por transmissão e custos de manutenção, pois além de pesada e encarecer o custo final do projeto (25% do custo sem instalação), é o equipamento mecânico que mais apresenta falhas, necessitando de mais manutenções (LONDERO, 2014).

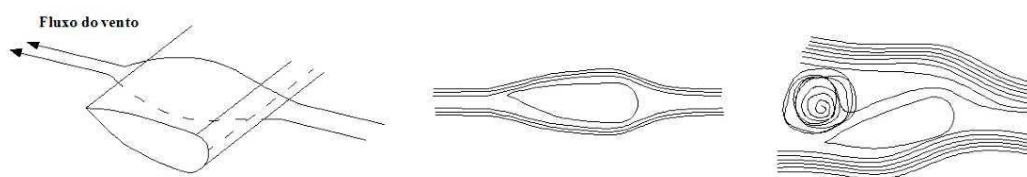
Assim, o gerador multipolo é uma alternativa e tendência para os sistemas eólicos, pois com o número elevado de pólos é operado com baixa velocidade angular sendo possível acoplá-lo diretamente ao eixo do rotor (*Direct Drive*) e ainda reduzir os desgastes mecânicos devido a menor velocidade de trabalho.

2.2.4.5 Mecanismos de Controle

A fim de evitar sobrecargas na estrutura e a máxima extração de potência dos sistemas eólicos, a operação dos aerogeradores possui controles das pás que determina a faixa tolerada de velocidade dos ventos. Os controles das pás podem ser de duas formas: *Stall Control* (controle estol) e o *Pitch Control* (controle de ângulo de passo).

O *Stall Control* ou controle estol é a forma mais simples e barata, pois é feita de forma passiva e está associado ao *aerodesign* das pás que limita a força do vento, conforme a Figura 11. Seu funcionamento consiste no aumento da velocidade dos ventos, o escoamento do vento sobre a superfície das pás gera uma turbulência em suas extremidades e conseqüentemente, o aumento da força de arrasto, reduzindo a força de sustentação e assim, a potência produzida.

Figura 11 - Efeito do controle estol na pá do aerogerador



Fonte: SOHN (2014).

Esse tipo de controle, possui um conjunto de fatores negativos, pois como a pá é fixa em seu ângulo de passo, não é possível girar em torno de seu eixo longitudinal. Dessa forma, dado vento superior à nominal, provoca-se vibrações nas pás que afetam as forças aerodinâmicas produzindo um estresse mecânico, oscilações mecânicas e fadiga dos materiais, além de problemas na partida e na parada do aerogerador (SOHN, 2014).

No entanto, o *Pitch Control* permite a mudança do ângulo de passo nas pás

conforme a Figura 12, a sua atuação ocorre em velocidades do vento com potência da turbina acima da nominal, em que o ângulo de *Pitch* aumenta de tal forma a sempre obter a potência nominal. Fora dessa condição, quando a potência gerada é inferior a nominal, o ângulo de passo permanece em 0° , de forma a maximizar a extração de potência dos ventos.

Figura 12 - Representação do sentido de rotação das pás do aerogerador com controle de *Pitch*.



Fonte: Autoria própria.

2.2.4.6 Geradores Eólicos

O gerador realiza a conversão da energia mecânica do eixo do rotor em energia elétrica, e podem ser síncronos ou assíncronos, ligados diretamente à rede elétrica ou por meio de conversores tipo *back-to-back* (AC-DC-AC). Além disso, suas tecnologias diferem quando acoplados diretamente ao eixo do rotor ou com o uso da caixa de engrenagem. Os principais são descritos adiante, outros geradores com algumas implementações de controle adicionais são derivados dos mesmos.

2.2.4.7 Gerador de Indução em Gaiola (SCIG)

Segundo Reis (2013), o gerador de indução em gaiola, possui apenas 1% de variação de velocidade em relação do vento, por isso é considerado como gerador de velocidade fixa. A ligação do estator da máquina é direta na rede elétrica, e assim, a velocidade e o número de pólos de rotação são determinados pela frequência da rede, que leva a necessidade do uso da caixa de engrenagens. Durante a partida o gerador consome grandes quantidades de potência reativa, dessa forma, utiliza-se o *soft-starter* para reduzir a corrente de partida, como também, banco de capacitores para o campo de excitação da máquina.

Além disso, o SCIG possui grande capacidade de causar variações rápidas da tensão em baixas frequências, conhecido como efeito *flicker*. Essa razão consiste falta

de robustez do gerador frente as variações dos ventos, no quais são a baixa inércia, baixo escorregamento e pouco controle.

2.2.4.8 Gerador de Indução Duplamente Excitado (DFIG)

O Gerador de Indução Duplamente Excitado (DFIG) possui velocidade variável, é um gerador de indução de rotor bobinado de dois enrolamentos que apresentam velocidades síncronas distintas, por meio de conversor de frequência ligado entre o rotor e o estator, que controla a frequência rotórica, as potências ativa e reativa. O estator é ligado diretamente na rede por meio de um transformador elevador e o rotor é ligado a um sistema de conversão CA/CC/CA.

O conversor eletrônico de potência permite que haja um desacoplamento da rede, é possível separar as frequências provenientes das flutuações do vento das frequências provenientes da rede elétrica, o que possibilita, além da redução do estresse mecânico, e realizando um controle adequado para reduzir as contribuições das oscilações na energia entregue ao sistema (SOHN, 2014).

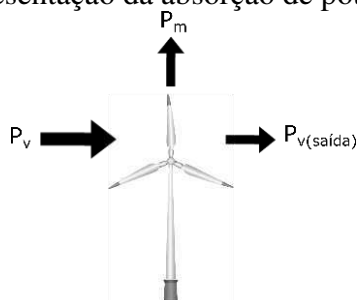
2.2.3 Fundamentos aerodinâmicos

Com base da mecânica clássica, a energia cinética linear contida nos ventos é convertida em energia cinética angular no rotor da turbina. Dada velocidade (v) e densidade das massas de ar (ρ_{ar}) em contato com a área varrida (A_v), definida pelo raio (R_v) equivalente ao comprimento das pás, em movimento constitui a potência cinética eólica (P_v), expresso na Equação 12.

$$P_v = \frac{1}{2}(A_v \rho_{ar} v)^3. \quad (12)$$

Entretanto não é possível a absorção total da potência que flui nas pás do aerogerador, pois para que haja movimento rotatório no rotor, deve-se existir uma força aplicada nas pás composta pela força de arrasto e de sustentação, para tal, parte da massa de ar em movimento deve ser excedida. Assim, a máxima potência extraída teoricamente é dada pelo limite de Betz de 59,26%, porém, segundo Ackermann (2005), os mais modernos aerogeradores atingem em torno de 52 % a 55 % da potência incidente. Como representado na Figura 13, a potência de incidência é composta por parte da energia cinética do vento liberada ($P_{v(saída)}$) e potência mecânica absorvida (P_m).

Figura 13 - Representação da absorção de potência pela turbina



Fonte: Autoria própria.

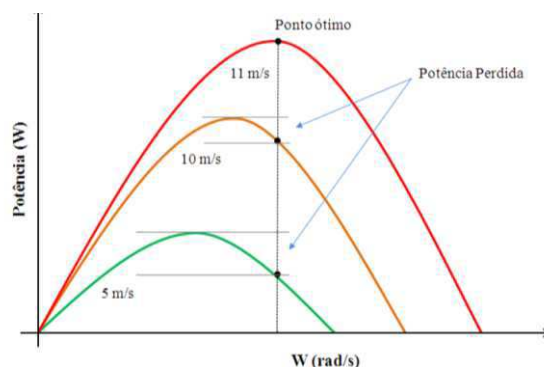
A potência mecânica é dada pelo produto do vento incidente com o coeficiente de potência (C_p), conforme a Equação 13, esta variável está em função de dois parâmetros, a razão da velocidade da ponta da pá, dada pelo produto da velocidade angular do roto (w_r) e seu raio (R_v), pela velocidade do vento (λ) obtida pela Equação 14 e pelo ângulo de *Pitch* (β) que pode ser controlado ou fixo de acordo com o controle do aerogerador.

$$P_m = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) A_v \rho_{ar} v^3. \quad (13)$$

$$\lambda = \frac{w_r R_v}{v}. \quad (14)$$

Além de variar o ângulo de *Pitch*, alguns aerogeradores alteram a velocidade da turbina de acordo com a velocidade do vento, a fim de estar sempre com o ponto ótimo de operação, ou seja, para altos valores de C_p . A mudança de curva de potência de acordo com a velocidade dos ventos incidentes é apresentado na Figura 14. Note que caso a velocidade da turbina fosse constante, após o ponto ótimo, a potência absorvida tenderia a cair com o aumento da velocidade da turbina, ao ponto de não gerar mais potência mecânica. Portanto, variar a velocidade da turbina permite aumentar a faixa de operação das velocidades dos ventos e melhorar a eficiência do aerogerador.

Figura 14 - Comportamento da potência em função da velocidade da turbina

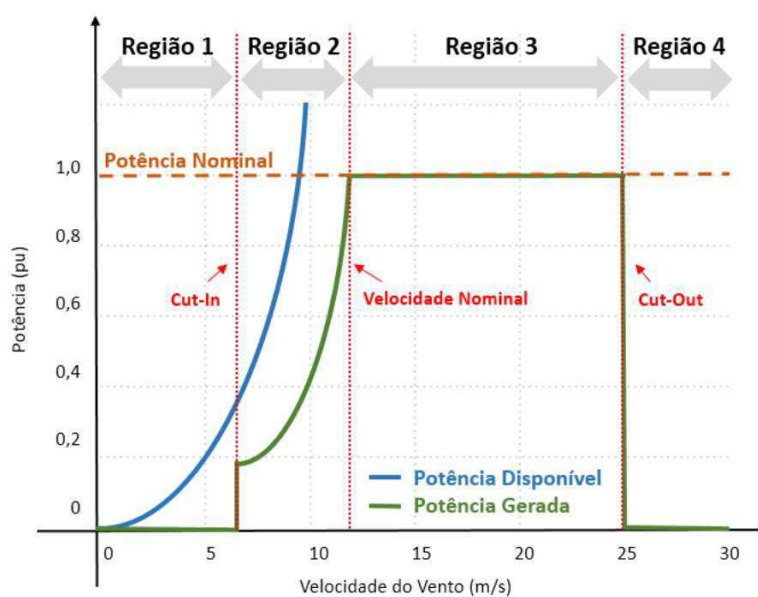


Fonte: REIS (2013).

Essa faixa de ventos produz uma potência de geração intermitente, um dos fortes problemas desse tipo de fonte. O comportamento da potência em função da velocidade dos ventos descrito na Figura 15, cujo é seccionado por três pontos:

- *Cut-in*: é definida no ponto de velocidade mínima do vento, pelo qual a turbina supera a inércia e entra em operação, situada em torno de 3m/s a 6m/s. Após essa velocidade, o controle tem como objetivo maximizar a eficiência aerodinâmica para extrair a máxima potência possível disponível no vento (RÊGO, 2017).
- Velocidade nominal: a velocidade do vento atingiu o limite máximo da capacidade de potência do aerogerador, sendo então limitada pela mesma. Dessa forma, o controle regula a velocidade do gerador e o ângulo de *pitch* a fim de minimizar a potência, é a situação oposta do estado operativo anterior. A vantagem é a possibilidade de uma potência constante independente a potência do vento incidente.
- *Cut-out*: máxima velocidade suportada pelo aerogerador, em virtude dos limites físicos, inclusive da própria estrutura, no intuito de precaver qualquer dano.

Figura 15 - Curva de potência de um aerogerador do tipo controlado



Fonte: RÊGO (2017).

Capítulo 3 - Metodologia

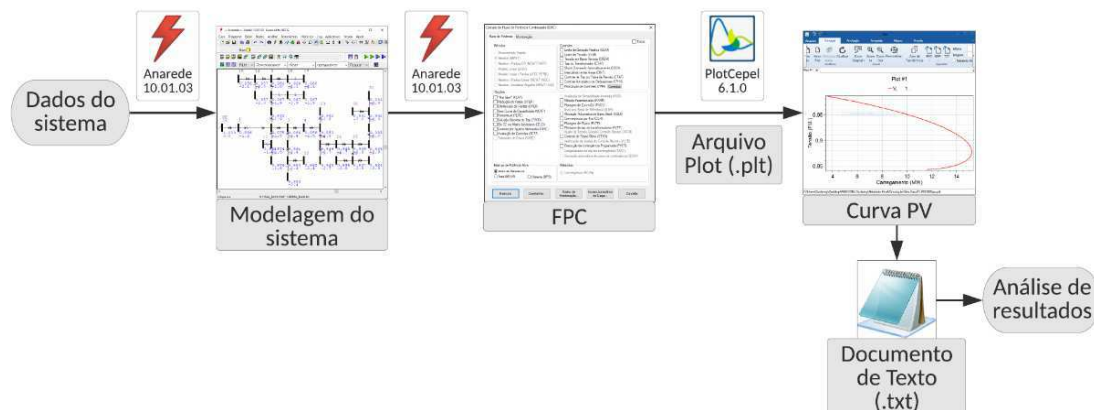
Este trabalho de Conclusão de Curso foi desenvolvido no Laboratório de Simulação de Sistemas de Potência (LabSim) e executado conforme cronograma apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 - Cronograma de atividades

Atividades	Set	Out	Nov	Dez
Estudo da fundamentação teórica relativa ao tema.				
Estudo dos softwares ANAREDE e ANATEM				
Modelagem do sistema-teste				
Produção e análise dos resultados				
Elaboração do relatório				
Defesa do TCC				

Inicialmente escolheu-se o sistema-teste de estudo, os modelos dos aerogeradores e as ferramentas computacionais. Empregou-se o uso dos *softwares* ANAREDE e ANATEM, para estudos estáticos e estudos dinâmicos, respectivamente. O procedimento adotado para cada cenário de estudo estático é descrito na Figura 16, no qual realiza-se a modelagem do sistema, o cálculo do fluxo de potência continuado e a criação das curvas P-V para análise do máximo carregamento e limites operacionais de tensão.

Figura 16 - Metodologia aplicada para estudo estático



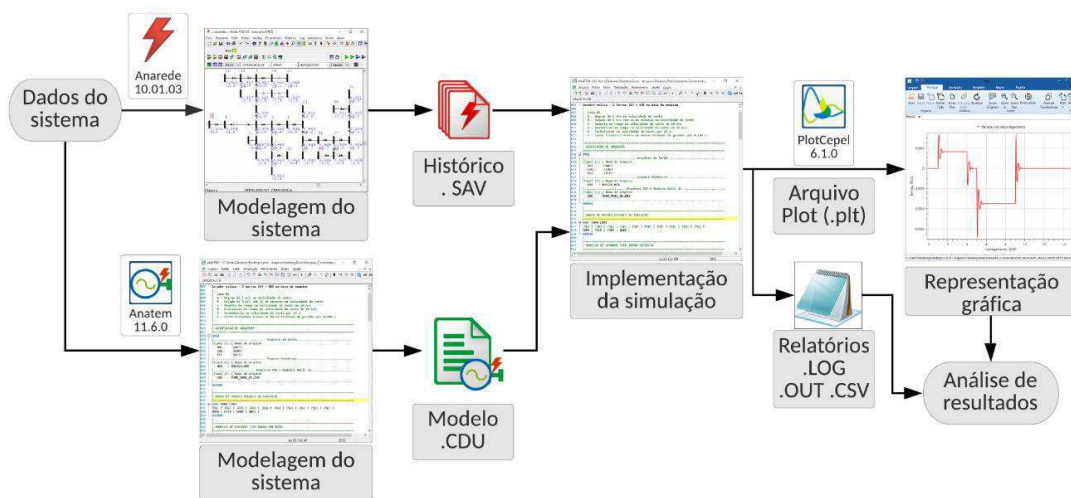
Fonte: Autoria própria.

O fluxo de potência continuado foi aplicado com incremento de 5% nas barras do tipo PQ, podendo ter a ocorrência de incremento mínimo de até 0,0001%, de acordo com a necessidade para obtenção de solução convergente.

Para as simulações dinâmicas realizadas no ANATEM, conforme apresentado

na Figura 17, são necessários dois arquivos de entrada: .SAV e .CDU. Dessa forma, inicialmente executa-se o fluxo de potência no ANAREDE para obtenção dos pontos de operação do sistema, em cada cenário, resultando no arquivo histórico (.SAV ou .HIS). Paralelamente, realiza-se a modelagem dinâmica dos aerogeradores e máquinas síncronas, para qual utilizou-se modelos disponibilizados pelo ANATEM, originando o arquivo .CDU. Posteriormente, realizada a simulação, obtém-se arquivos de saída, que são lidos pelo *software* auxiliar PlotCepel e por *software* de leitura .CSV., possibilitando a análise dos resultados.

Figura 17 - Metodologia aplicada para estudo dinâmico

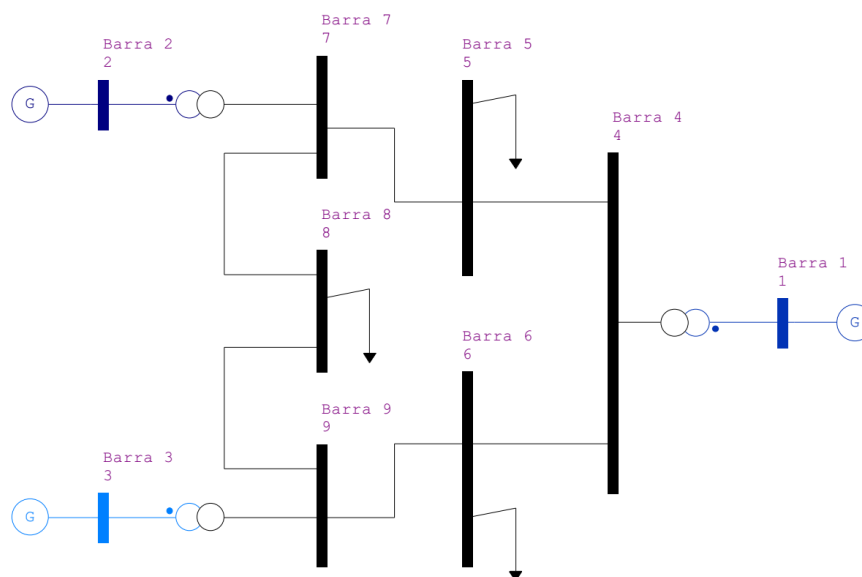


Fonte: Autoria própria.

3.1 Sistema Teste

O sistema adotado para as simulações é o Sistema WSCC 9-barras, Figura 18, presente em Anderson, Fouad (1997), composto por 3 geradores conectados as barras PV e 6 barras do tipo PQ. Os dados do sistema estão disponíveis nas Tabelas A.1 e A.2 no Anexo A. Contém quatro grupos de tensão, 230kV para as barras do tipo PQ, e para as barras 1, 2, 3 tensão de 16,5kV, 18kV e 13,8kV, respectivamente.

Figura 18 - Sistema WSCC 9-barras



Fonte: Autoria própria.

3.2 Cenários

Três cenários foram definidos para o estudo de estabilidade em regime permanente, representando a inserção de plantas eólicas na barra de menor injeção de potência ativa no sistema, devido a capacidade resumida de geração desse tipo de fonte. Para análise dinâmica, considerou-se a variação dos ventos e diferentes participações das fontes eólicas frente às fontes convencionais.

3.2.1 Estudo estático

Além do caso de solução do sistema WSCC- 9 barras (Caso 1), são descritos mais dois cenários com a integração de parques eólicos em uma das barras de geração, assim são constituídos:

- Caso 1: Geradores convencionais alocadas em barras PV;
- Caso 2: Planta eólica alocada na barra 3 com aerogeradores do tipo SCIG;
- Caso 3: Planta eólica alocada na barra 3 com aerogeradores do tipo DFIG.

Os aerogeradores são representados por motores de indução e possuem as características presentes na Tabela 3, com parâmetros de modelo fornecido pelo exemplos do CEPEL.

Tabela 3 - Dados da planta eólica dos casos 2 e 3.

Dados da planta eólica								
Fator de carregamento (%)	Unidades	$R_s(\%)^1$	$X_s(\%)^1$	$X_m(\%)^1$	$R_r(\%)^1$	$X_r(\%)^1$	H	Potência mecânica nominal (HP)
96	89	0,26	4,43	164	0,31	3,46	3,5	1341

^{1%} na base da potência mecânica nominal da turbina.

Fonte: CEPEL (2006).

No intuito de compreender exclusivamente o impacto dos aerogeradores, a injeção de potência se manteve na barra 3 em aproximadamente 85 MW. No caso 2, por não existir regulação de tensão, a planta eólica é representada por uma barra do tipo PQ, inserindo-se 89 unidades de geradores de indução por meio do código de execução DMOT. Semelhantemente tem-se o caso 3, porém os aerogeradores estão alocados em uma barra do tipo PV.

3.2.2 Estudo dinâmico

Quanto ao estudo dinâmico, adotou-se o Caso 2 do estudo estático, presente na seção 3.2.1 e desta forma, obtiveram-se os pontos de operação inicial das simulações dinâmicas mediante o arquivo .HIS. O modelo do aerogerador do tipo SCIG fornecido pelos arquivos exemplos do CEPEL foi adotado para a modelagem dinâmica do parque eólico. No intuito de compreender a dinâmica do aerogerador, utilizaram-se eventos que caracterizaram os diferentes comportamentos dos ventos com base dos seus aspectos típicos de velocidade, saída do Gerador e abertura da linha, descritos a seguir:

- Evento 1: Vento tipo degrau;
- Evento 2: Vento tipo rajada;
- Evento 3: Vento tipo turbulências;
- Evento 4: Saída do gerador na barra 3;
- Evento 5: Abertura da linha 8-9.

As barras 1 e 2 foram modeladas como barras infinitas, ou seja, tensão e

frequência constante para observar apenas os impactos do parque eólico. Para os eventos 4 e 5, o gerador convencional foi modelado conforme o modelo dinâmico de polos salientes disponibilizado pelo CEPEL e amplamente encontrado na literatura. Esse modelo tem parâmetros e curva de saturação do tipo 2, cujos dados são fornecidos na Tabela 4 e 5, respectivamente.

Tabela 4 - Parâmetros da máquina síncrona de polos salientes

Dados do modelo da máquina síncrona de polos salientes											
CS	Ld ¹	Lq ¹	L'd ¹	L''d ¹	Ll ¹	T'd ¹	T''d ¹	T''q ¹	Ra ¹	H	MVA
22	113,8	68,1	35	28,8	15,8	5,6	0,08	0,15	0	4,938	184

¹ na base 184MVA, em %.

Fonte: CEPEL (2019).

Tabela 5 - Parâmetros da curva de saturação

Dados da curva de saturação		
P1	P2	P3
0,013	7,92	0,8

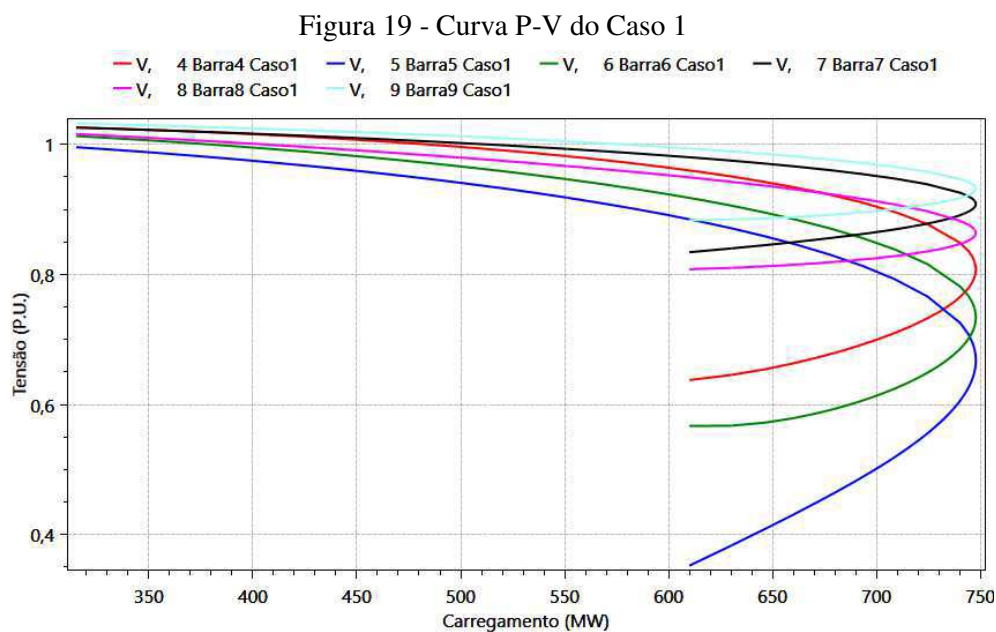
Fonte: CEPEL (2019).

Capítulo 4 - Apresentação e Discussão dos Resultados

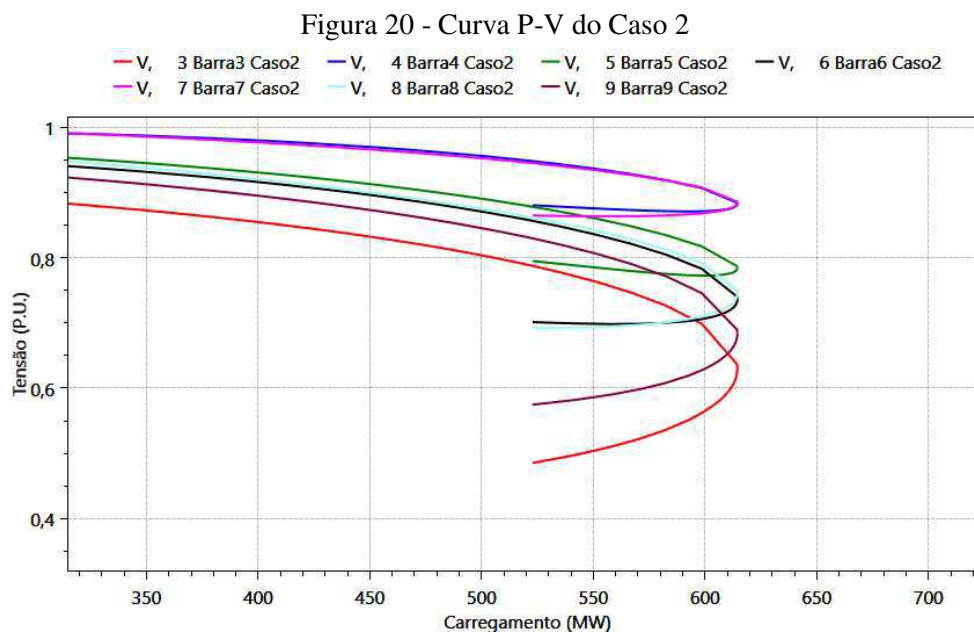
Apresenta-se neste capítulo os resultados oriundos dos cenários e ventos tratados no Capítulo 3. Os resultados foram seccionados por critério de tempo de análise, no qual primeiramente é abordado a análise estática e seguida, a análise dinâmica.

4.1 Análise Estática

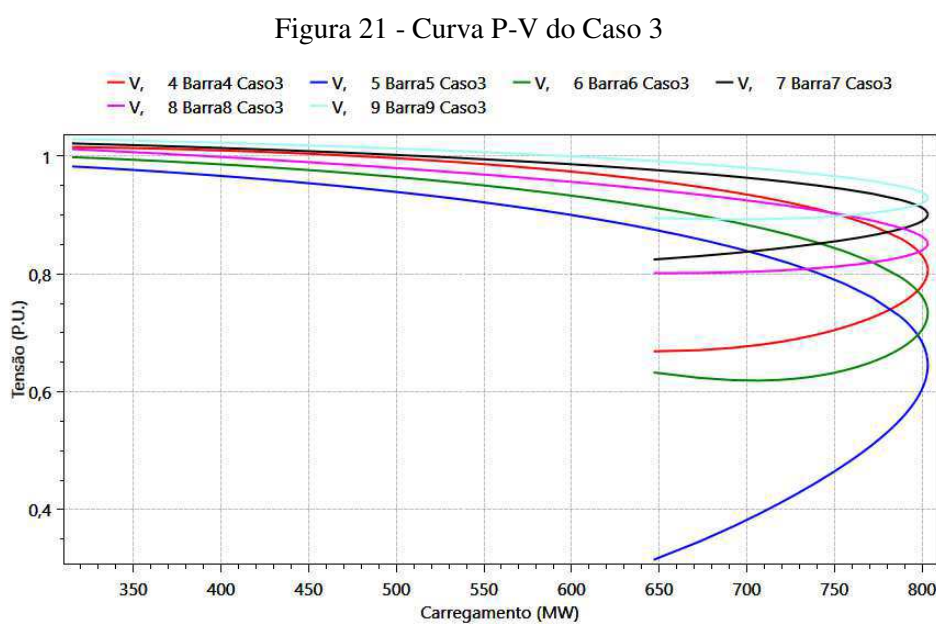
Os casos definidos para o estudo estático, presentes na seção 3.2.1, resultaram nas curvas P-V das barras do sistema com exceção das barras de tensão controlada ou de referência. As curvas P-V são apresentadas nas Figura 19, Figura 20, Figura 21.



Fonte: Autoria própria.



Fonte: Autoria própria.



Fonte: Autoria própria.

As curvas P-V apontaram que o menor ponto de colapso foi para o sistema com o parque eólico formado por aerogeradores SCIG (Caso 2), totalizando um carregamento do sistema de 609,55MW. No entanto, para o parque eólico modelado por barra do tipo PV, considerando aerogeradores do DFIG (Caso 3), o carregamento totalizou em 803,00MW, pouco superior ao Caso 1 de 747,79MW.

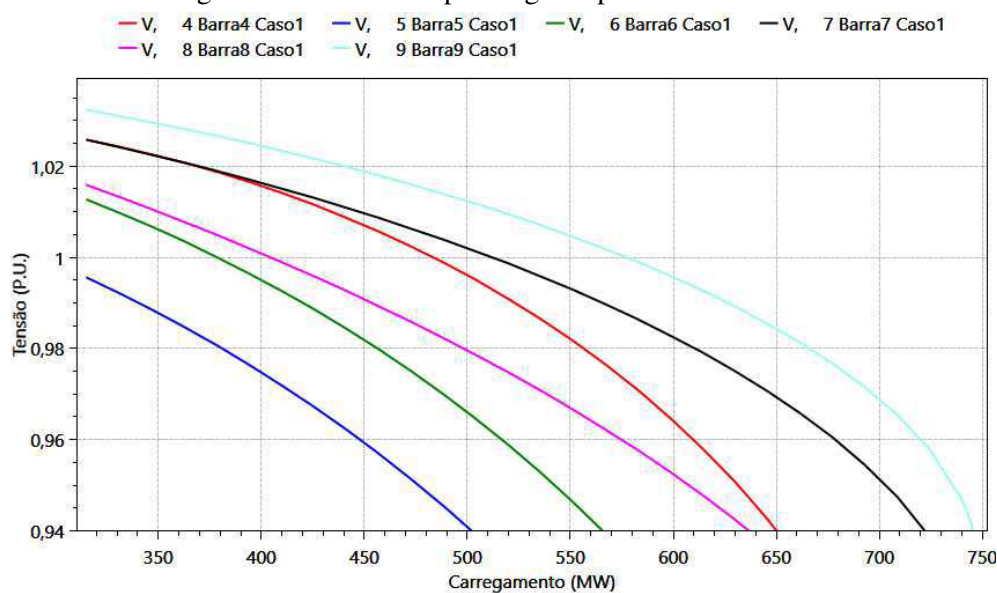
O menor MTP é resultado do comportamento de natureza indutiva dos aerogeradores, pois, de acordo com Fitzgerald (1975), a natureza indutiva existe para a

manutenção do campo magnético do gerador. Portanto, provocam a queda nos níveis de tensão das barras, uma vez que a potência reativa está fortemente relacionada com os níveis de tensão das barras do sistema, conforme Carson (1994) e Kundur (1994). Contudo, uma vez modelado como barra PV, considerando-o com regulador de tensão, esse fenômeno é compensado por injeção de reativos, propiciando o aumento nos níveis de tensão e consequentemente, o aumento do ponto de carregamento de carga no sistema.

O Submódulo 23.3 de procedimento de rede apresentado pelo ONS, que aborda as diretrizes e critérios para estudos elétricos, determina os limites de tensão para 230kV no intervalo de 0,95pu a 1,05pu.

Tendo em vista as Figura 19, Figura 20, Figura 21 verifica-se que após a tensão 0,95pu, o incremento de carga induz quedas nos níveis de tensão. Logo, pode-se admitir que o menor valor de carregamento dentre as barras será o parâmetro de determinação do maior carregamento possível do sistema. Dessa forma, os casos são avaliados dentro do limite operacional, resultando nas Figura 22, Figura 23, Figura 24.

Figura 22 - Curva P-V para região operativa do caso 1.



Fonte: Autoria própria.

Figura 23 - Curva P-V para região operativa do caso 2.

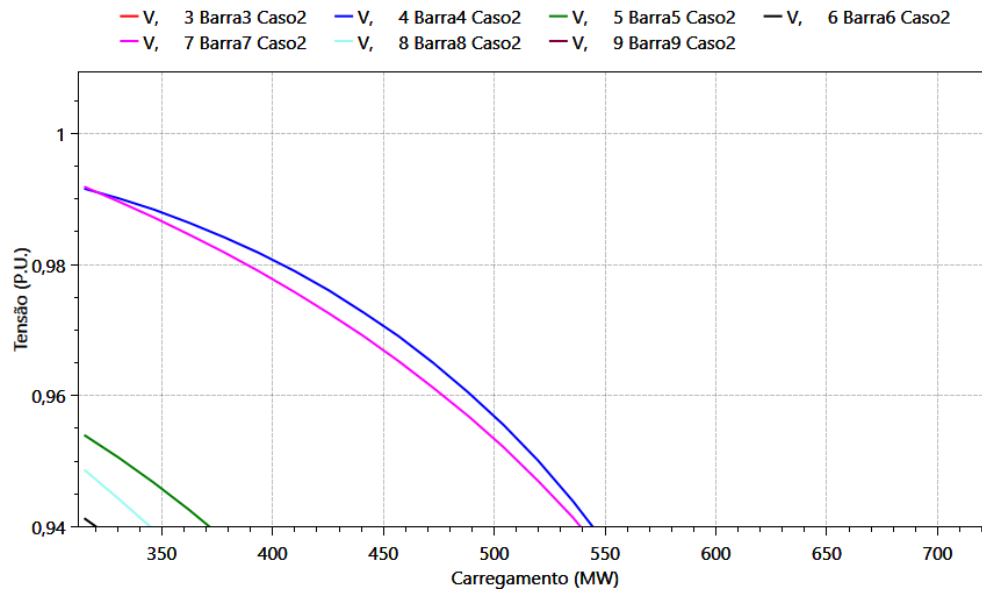
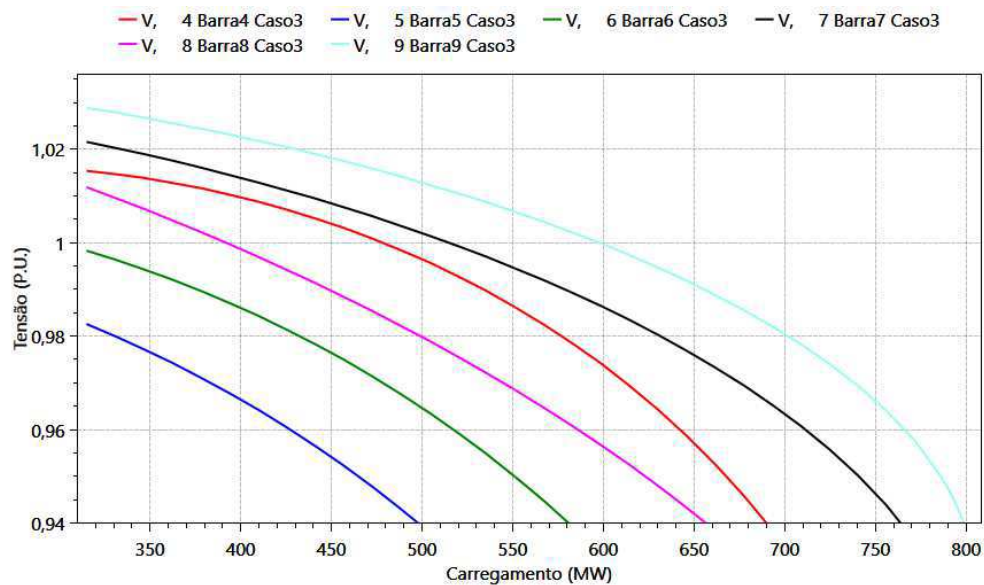


Figura 24 - Curva P-V para região operativa do caso 3.



É perceptível que no Caso 2, Figura 23, nota-se que as barras 3, 6, 8 e 9 não adentram a região operativa, pois além da característica indutiva dos aerogeradores, a barra 3 não possui controle de tensão e, portanto, compromete os níveis de tensão das barras do sistema. Sendo assim, no intuito de identificar o ponto limite de operação no qual o sistema mantém-se em condição normal, a Tabela 6 associa o carregamento com o limite inferior de tensão, determinado pelo submódulo 23.3.

Tabela 6 - Resultados de carregamento das barras para tensão de 0,95pu.

Barra	Caso 1		Caso 2		Caso 3	
	Carrega- mento (MW)	V (pu)	Carrega- mento (MW)	V (pu)	Carrega- mento (MW)	V (pu)
2	(PV)	1,025	(PV)	1,025	(PV)	1,025
3	(PV)	1,025			(PV)	1,025
4	630	0,9507	519,75	0,9501	661,5	0,9526
5	472,5	0,9514	330,75	0,9505	456,75	0,9523
6	535,5	0,9528			535,5	0,9548
7	693	0,9544	504	0,9522	740,25	0,9502
8	598,5	0,9529			614,25	0,9525
9	724,5	0,9578			771,75	0,9576

Fonte: Autoria própria.

Dessa forma, os resultados do Caso 2 estão em conformidade com a literatura. Segundo Londero (2014), o SCIG é prejudicial para a estabilidade de tensão do sistema de potência, devido ao aumento do consumo de potência reativa. Portanto, os aerogeradores do tipo SCIG não são aplicáveis nesse cenário, visto que inferem o módulo de procedimento de rede do ONS. Entretanto, é possível adequá-los utilizando recursos de controle, como reguladores de tensão ou até mesmo compensadores *shunts* capacitivos.

Para os casos 1 e 3, os somatórios das cargas do sistema só poderão ser incrementados, valores em destaque na Tabela 6, até 472,5 MW e 456,75 MW, respectivamente.

4.2 Análise Dinâmica

Esta seção abordará os estudos dinâmicos do cenário do Caso 2, no tópico 3.2.1, e eventos, no tópico 3.2.2, presentes no Capítulo 3. No qual, para o Evento 1 (Vento tipo degrau) será melhor avaliado o comportamento do aerogerador SCIG, sob o ponto de vista do modelo. Para os demais Eventos 2 (Vento tipo rajada), 3 (Vento tipo turbulência), 4 (Retirada do gerador na barra 3) e 5 (Abertura da linha 8-9), será tratado os impactos frente ao sistema.

Como visto na seção anterior, o Caso 2 apresentou baixos níveis de tensão, portanto, para o estudo presente nesta seção, foi adicionado um capacitor *shunt* de 59,2 Mvar à barra 3 a fim de compensar a potência reativa absorvida pelo gerador eólico

correspondente. Assim, foi obtida a solução para os pontos de operação iniciais do ANATEM, apresentada na Tabela 7.

Tabela 7 - Resultado do fluxo de potência caso 2 com adicional *shunt*

Número da barra	Tensão		Geração		Carga		Shunt de barra [Mvar]
	Magnitude [p.u.]	Ângulo [°]	Ativa [MW]	Reativa [Mvar]	Ativa [MW]	Reativa [Mvar]	
1	1,040	0,000	-7,894	45,282	0,000	0,000	0,000
2	1,025	16,371	163,00	14,49	0,00	0,00	0,00
3	1,022	17,621	85,00	0,00	0,00	0,00	59,20
4	1,015	0,247	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,982	-0,035	0,00	0,00	125,00	50,00	0,00
6	0,997	1,416	0,00	0,00	90,00	30,00	0,00
7	1,021	10,784	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	1,011	9,085	0,00	0,00	100,00	35,00	0,00
9	1,027	12,177	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

As simulações foram feitas dentro de uma janela de intervalo de 10 e 15 segundos, as quais exibem o comportamento do vento, velocidade angular do rotor, *tip ratio*, potência ativa e reativa, tensão e coeficiente de potência dos aerogeradores de forma individual. A curva do coeficiente de potência dos aerogeradores é apresentada no Anexo A, Figura A.1.

Para o Evento 1, a sequência dos ventos é apresentada na Figura 25 e a velocidade em RPM do rotor em resposta à modelagem aerodinâmica da turbina na Figura 26. Sendo assim, a razão entre a velocidade das pontas da pá(Figura 25) pela velocidade do vento (Figura 26) *tip ratio* (λ), é apresentada na Figura 27.

Figura 25 - Sequência de velocidade dos ventos

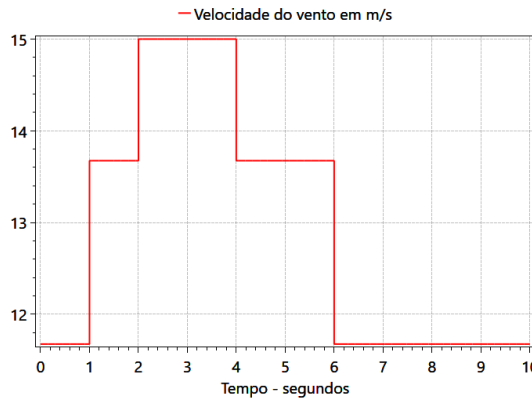
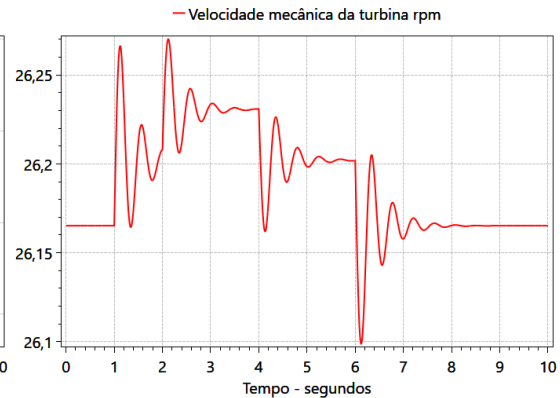


Figura 26 - Velocidade angular do rotor (RPM)



Fonte: Autoria própria.

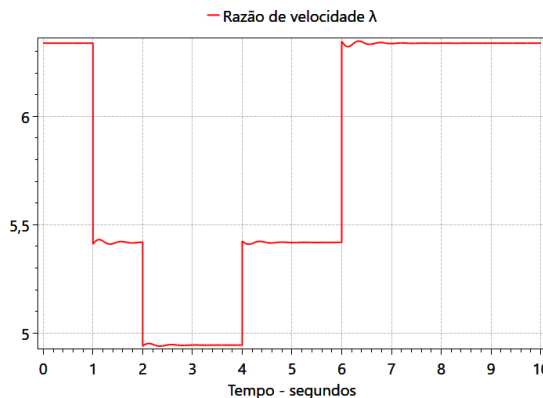
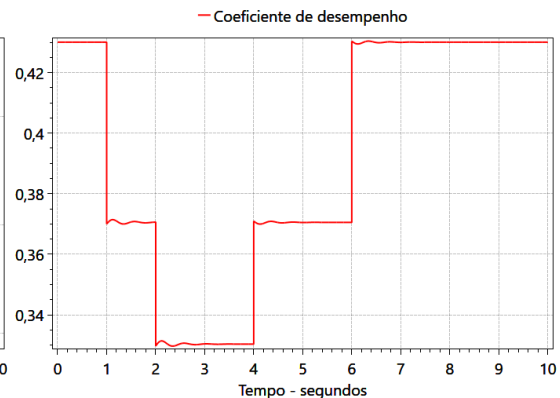
Figura 27 - Razão de velocidade λ 

Figura 28 - Coeficiente de desempenho



Fonte: Autoria própria.

O coeficiente de potência está em função do ângulo de *Pitch* (β), que nessa situação é constante por ser do tipo *Stall* e pouco variado, visto que a velocidade dos ventos está entre 11 m/s a 15 m/s. Isto caracteriza uma região linear, justificando a semelhança entre as Figura 27 e Figura 28.

O fluxo de potência elétrica do gerador é apresentado na Figura 29. Como a convenção adotada ao fluxo de potência é no sentido entrando no parque eólico, o parque eólico por fornecer potência ao sistema, é negativa. A potência obtida pelos aerogeradores não diferem do modelo consolidado na literatura, podendo ser encontrado em Mota (2006), Myamoto (2017), Nunes (2003). Tal modelo, é uma redução das equações diferenciais do modelo dinâmico de quarta ordem baseado na tensão atrás de uma reatância transitória. A partir da Figura 29, nota-se que a potência elétrica obtida é diretamente afetada pelo coeficiente de potência e a potência mecânica do aerogerador é apresentada na Figura 30, a qual é obtida pela Equação 13 e dada na

base da potência nominal, aproximadamente 1MW.

Figura 29 - Potência obtida pelo Parque Eólico

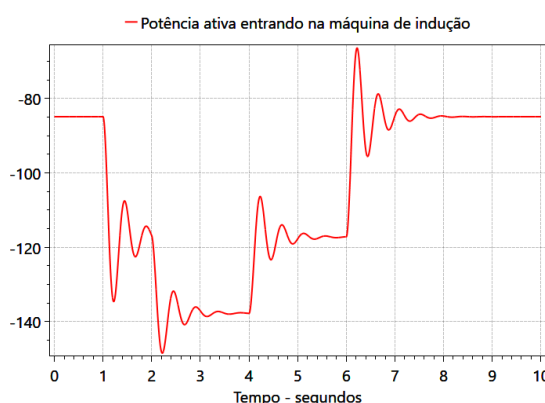
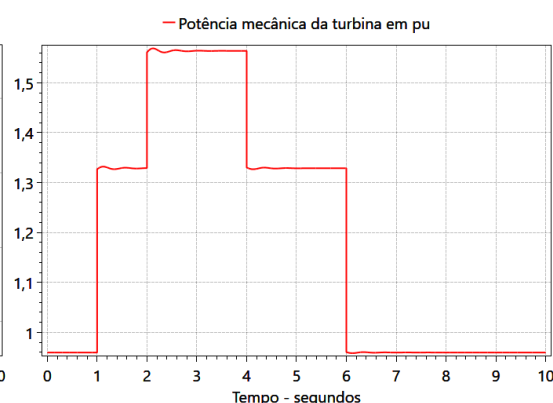


Figura 30 – Potência mecânica da turbina



Fonte: Autoria própria.

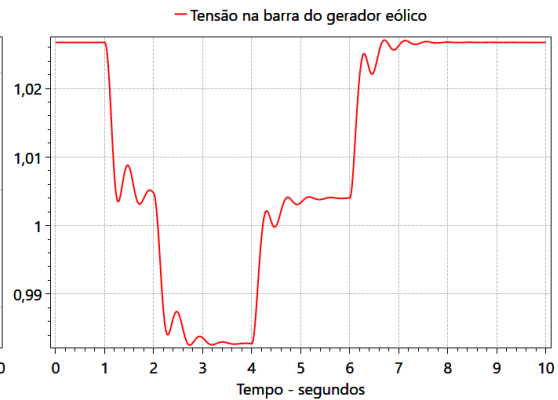
Nota-se que, que a potência elétrica cresce com a potência mecânica, e as mudanças de estados do vento promovem um transitório com oscilações, e assim flutuações de tensão que causam o efeito *flicker*, essa é uma das razões pela qual, a geração eólica é tida como geração de fonte intermitente. Além disso, segundo Bicalho (2013) as turbinas que operam à velocidade fixa são as grandes causadoras de *flicker*, como visto na Figura 29.

Além disso, a ação dos ventos promovem variação da potência reativa, como expressa na Figura 31, esse fato ocorre devido a variação da potência ativa gerada pelo aerogerador, no qual o aumento da potência ativa, incrementa a queda de tensão em seus terminais, por conta da resistência do estator. Assim, para manter-se os níveis de tensão da barra, é absorvido potência reativa da rede, principalmente por meio da reatância de magnetização do gerador, que conseqüentemente muda o fluxo de reativo do sistema e as tensões das barras até que se estabilize. Portanto, uma vez que a potência ativa provoca a queda de tensão nos terminais, Figura 32, a potência reativa tende a aumentar, Figura 31 para compensar e manter os níveis de tensão, acompanhado do efeito *flicker*.

Figura 31 - Potência reativa absorvida pelos aerogeradores



Figura 32 - Nível de tensão na barra 3



Fonte: Autoria própria.

O comportamento do vento, simulado de acordo com a metodologia proposta, é apresentado nas Figura 33 e Figura 34, para os eventos 2 e 3, respectivamente. No intuito de representar matematicamente a rajada, foram utilizados componentes do cosseno e equação da reta. Já a turbulência foi modelada pelo somatório de senóides defasadas.

Figura 33 - Comportamento do vento, evento 2.

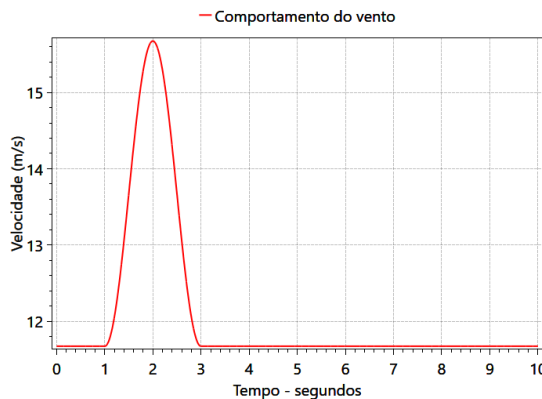


Figura 34 - Comportamento do vento, evento 3.



Fonte: Autoria Própria.

A potência reativa absorvida e a tensão na barra 3, para o Evento 2 e 3, são apresentadas nas Figura 35, Figura 36, Figura 37 e Figura 38.

Figura 35 - Potência absorvida, evento 2.

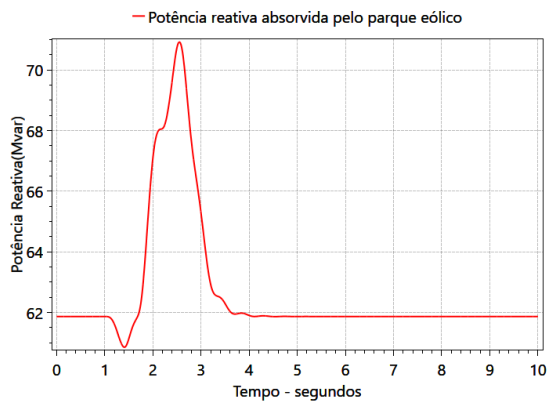


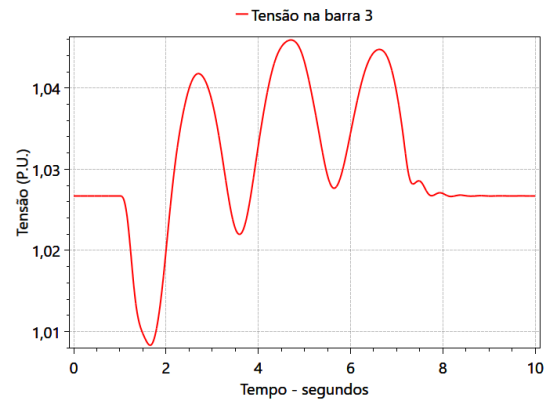
Figura 36 - Tensão na barra 3, evento 2.



Figura 37 - Potência reativa absorvida, evento 3.



Figura 38 - Tensão na barra 3, evento 3.



Fonte: Autoria própria.

De acordo com as Figura 35 e Figura 36, para o caso 2, ocorre um afundamento de tensão e aumento da potência reativa absorvida caracterizado diretamente pelo acréscimo de potência ativa. Pelo fato de a rajada ter característica de pico por tempo curto, o afundamento de tensão foi severo, porém por um pequeno intervalo de tempo.

No Evento 3, Figura 37, Figura 38, a potência reativa absorvida contém sequências de variações que só são inibidas no fim da turbulência. Consequentemente, a Figura 38 denota afundamentos e elevações de tensão por um intervalo de tempo próximo da turbulência. Uma vez que a turbulência possui um intervalo de tempo maior, esse fenômeno prejudica a qualidade de energia.

A tensão das barras após a retirada dos geradores da barra 3, Evento 4, são exibidas na Figura 39 e Figura 40.

Figura 39 - Tensão das barras após retirada do gerador de máquina síncrona

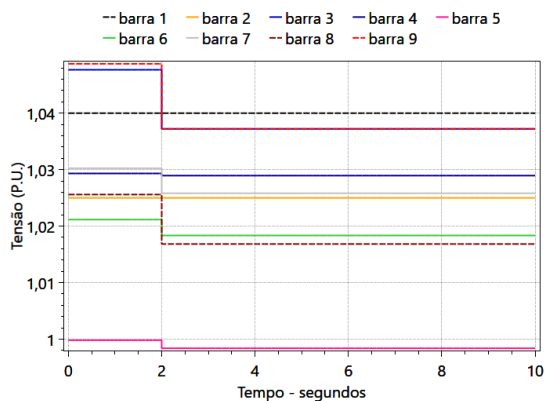
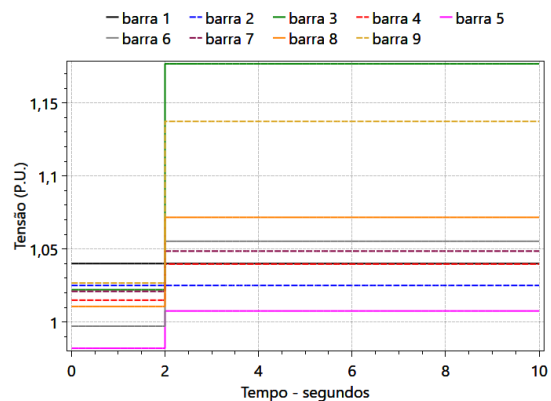


Figura 40 - Tensão das barras após retirada do parque eólico



Fonte: Autoria própria.

Com a saída da máquina síncrona houve quedas de tensão no sistema, enquanto que para o parque eólico ocorreram as elevações de tensão. Isso se dá devido à compensação da característica de absorção de potência reativa do parque pelo banco de capacitores. No entanto, uma vez que o parque eólico é retirado, a potência reativa deixa de ser absorvida e as tensões elevam.

Os resultados do evento de contingência da linha 8-9, Evento 5, estão descritos nas Figura 41 e Figura 42. Nestas é possível identificar o tempo de acomodação para estabilidade de tensão, considerando casos com a inserção de parques eólicos ou gerador convencional de máquina síncrona de polos salientes.

Figura 41 - Tensão das barras após a saída da linha 8-9 com parque eólico

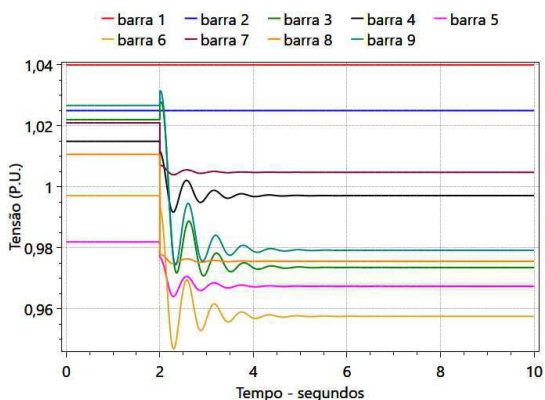
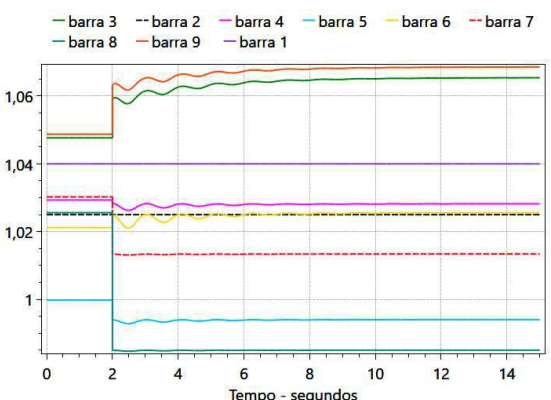


Figura 42 - Tensão das barras após a saída da linha 8-9 com máquina síncrona



Fonte: Autoria própria.

Considerando o momento de retirada da linha foram necessários aproximadamente 3,5 segundos para atingir o regime permanente com o parque eólico, e com o gerador convencional o valor foi de 7,5 segundos.

O pico de tensão para o caso com parques eólicos foi em 1,031pu, com variação de 5,31% do valor final. Já para o caso com máquina síncrona as variações foram menores que 0,5%.

Pode-se afirmar que a mudança de comportamento diante do tipo de gerador está relacionada com a inércia, e a característica intrínseco particular das máquinas, a exemplificar as diferentes resistências de armadura. Com base na potência nominal, para a máquina de indução, a resistência de armadura é maior que da máquina síncrona, logo, sob o ponto de vista da máquina de indução, a resistência de armadura provoca maior queda de tensão enquanto para a máquina síncrona, contribui para uma maior constante de tempo no estator e conseqüentemente o retardo para o estado de regime.

Capítulo 5 - Conclusões

Este trabalho apresentou um breve estudo sobre estabilidade no sistema elétrico de potência, especificamente da natureza de tensão sob influências de parque eólicos interligados ao sistema elétrico de potência. Para tal, conceitos importantes de estabilidade de tensão foram apresentados, bem como o fluxo de potência continuado para a criação das curvas P-V e estudo estático. Além disso, o estudo contém simulações para o regime estático e dinâmico realizadas por meio das ferramentas computacionais ANAREDE e ANATEM, cujo os resultados apresentaram-se concernentes aos fundamentos de estabilidade da literatura. O estudo estático contém os cenários com a inclusão dos aerogeradores de indução em gaiola e duplamente alimentado, analisados sob o ponto de vista da margem de estabilidade de tensão e região operativa. Quanto a análise dinâmica, o aerogerador do tipo de indução em gaiola (SCIG) foi submetido aos diferentes comportamentos dos ventos, contingências no sistema, e comparado e aos geradores convencionais.

Constatou que nas simulações estáticas, os aerogeradores do tipo SCIG promovem menor margem de estabilidade e menores níveis de tensão, quando comparados do tipo DFIG e geradores convencionais, pois tendem a absorverem maiores quantidades de potência reativa. No regime transitório, notou-se também há ocorrência de variações nos níveis de tensão devido às mudanças de velocidade do vento, caracterizado como o efeito *flicker*, os quais prejudicam a qualidade de energia. Do mesmo modo, a comparação do comportamento da reposta transitória do gerador de indução em gaiola ao gerador síncrono sem controles permitiu compreender a influência da inércia da máquina para dinâmicas distintas, no qual a sua magnitude está associada ao tempo de acomodação para tensão de regime e as oscilações de tensão. Dessa forma houve o cumprimento dos objetivos regidos, pois, uma vez realizado a busca bibliográfica dos temas de Estabilidade, os resultados presentes nas simulações desenvolvidas estão consoantes à literatura.

Com relação a metodologia aplicada, constatou-se a sua contribuição para o desenvolvimento do trabalho, haja vista a importância dos conceitos teóricos para o entendimento dos resultados, o aprendizado dos programas computacionais para realizar as soluções não lineares, além de permitir escolher do sistema de estudo, cujo

é comumente utilizado em trabalhos de estabilidade.

Por fim, é conclusivo que os parques eólicos são atualmente tidos como indispensáveis no Sistema Interligado Nacional, devido à redução de fontes como a hidrelétrica causada pela escassez hídrica e as usinas termelétricas pelo encarecimento de operação. No entanto, conhecida como fonte intermitente, a sua forma de obtenção de energia provém de uma fonte estocástica, e por isso, necessita de controles robustos e bem dimensionados para manter-se adequadamente à operação, e assim, inibindo a vulnerabilidade da qualidade de energia.

Ademais, este presente trabalho de conclusão de curso concerniu para maior contribuição na formação acadêmica, visto que alguns fundamentos teóricos e ferramentas computacionais utilizados não se encontram inclusos na estrutura curricular do curso. Além disso, o conhecimento básico de Estabilidade permite uma melhor qualificação profissional, possui o tema possui considerável relevância na conjuntura atual do setor elétrico, pois a mudança no sistema nos últimos anos em decorrência da inserção de aerogeradores, proporciona o aumento da complexidade do sistema, e assim maiores preocupações em estudos de Estabilidade. Similarmente, os *softwares* escolhidos para o desenvolvimento são os adotados para operação e planejamento das entidades setoriais, concessionárias, agentes de geração, transmissão e distribuição, grandes consumidores industriais, produtores independentes e empresas de consultoria, dessa forma, promoveu uma qualificação profissional para o setor.

É extensão deste trabalho, analisar a modelagem com uma melhor representação dinâmica e estacionária dos modelos dos aerogeradores, bem como a inclusão de outros aerogeradores utilizados, tais como os sistemas eólicos de geradores síncronos. Além disso, o uso de sistemas reais e maiores, considerando os elementos de proteção, reguladores de tensão, frequência, compensadores de reativos, estudos de curto-circuito, soluções para diferentes comportamentos perfis de cargas, dados de ventos reais, tornando assim as análises e discussões mais próximas da realidade dinâmica do sistema de potência. No entanto, espera-se que esse trabalho possa atender o ponto inicial de estudo para o público que deseja ingressa nos estudos de estabilidade de tensão com geração eólica, além de se enquadrar como aperfeiçoamento na área e ampliação de pesquisa.

Referências Bibliográficas

ALVES, Alessandro Arjona. **Avaliação da Estabilidade de Tensão nos Sistemas de Distribuição Considerando a Injeção de Potência da Geração Distribuída**. Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, Foz do Iguaçu, p. 80, 2016.

ANDERSON, P. M. FOUAD, A. A. **Power System Control and Stability**. Vol 1. The Iowa State University, 1977.

ANEEL. **BIG – Banco de Informações de Geração: Capacidade de Geração do Brasil**. 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso 11 de setembro de 2019.

AMARANTE, Odilon A. Camargo e et al. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica - CRESESB/CEPEL, p. 44, 2001. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas do Potencial Eolico Brasileiro.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf)>.

ACKERMANN, Thomas. **Wind Power in Power Systems**. 1 ed. Inglaterra: John Willey & Sons, 2005. 695 p.

BARATA, Heitor Alves. **Impacto de Redes de Distribuição com Massiva Conexão de Geradores Fotovoltaicos na Estabilidade de Tensão de Longo-Prazo em Sistemas de Potência**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2017.

BARBOSA, F. M. Notas de Aula. Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, 2013.

BICHALHO, Fabiano Silveira. **Integração de Turbinas Eólicas às Redes Elétricas**. 2013. 41 f. Monografia (Especialização) - Curso de Especialização em Sistemas de Energia Elétrica Ênfase em Qualidade da Energia Elétrica Integração,

Universidade Federal de Minas Gerais Escola, Belo Horizonte, 2013.

CARSON, Taylor W. **Power system voltage stability**. Singapore: McGraw-Hill Education, 1994.

CEPEL. **Procedimentos para Preparação de Casos de Simulação com Máquina de Indução Diretamente Conectada à Rede nos Programas ANAREDE e ANATEM**. V10 ed. Rio de Janeiro: Cepel, 2006. 10 p.

CEPEL. ANAREDE - **Análise de Redes Elétricas**. 2018. Disponível em: <<http://www.cepel.br/produtos/anarede-analise-de-redes-eletricas.htm>>. Acesso em maio/2018.

CEPEL (Brasil) (Org.). **Curso básico de utilização do programa ANATEM**. Rio de Janeiro: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel, 2019. 162 slides, color.

Fitzgerald, A. E.; Kingsley Jr, C.; Kusko, A. - **Máquinas Elétricas**- Mc Graw Hill do Brasil, 1975.

CRESESB (Brasil). **Tutorial de Energia Eólica: O Recurso Eólico**. 2008. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=211>. Acesso em: 02 set. 2019.

KUNDUR, Prabha. **Power system stability and control**. McGraw-Hil ed. California: McGraw-Hill Education; 1st edition, 1994.

KUNDUR, Prabha e et al. **Definition and Classification of Power System Stability**. [S.l.]: IEEE Transactions on Power Systems, 2004. v. 19. Disponível em: <[//ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1318675](http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1318675)>.

LONDERO, Rafael Rorato. **Avaliação do Impacto da Integração de Aerogeradores na Estabilidade de Tensão de Longo-Prazo em Sistemas Elétricos de Potência**. Tese (doutorado) aoo colegiado do programa de pós-graduação em engenharia elétrica da Universidade Federal do Pará. 203 f., 2014.

MIYAMOTO, Renato Kazuo. **Conexão à rede elétrica de um gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo acoplado a um volante inercial**. Dissertação

(Mestrado) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Cornélio Procópio, 2017.

MOTA, Wellington Santos. **Simulação de Transitórios eletromecânicos em Sistemas de Potência** / Wellington Santos Mota; revisão de Wilson Guerreiro Pinheiro. – Campina Grande- PB. EPGRAF, 2006.

NUNES, Marcus Vinicius Alves. **Avaliação Do Comportamento De Aerogeradores De Velocidade Fixa E Variável Em Redes Elétrica Fracas**. Tese (Mestrado). 224 f. Universidade Federal de Santa Catarina, 2003.

ONS. **Submódulo 23.3: Diretrizes e critérios para estudos elétricos**. 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>.

ONS (Brasil). **EÓLICA BATE NOVO RECORDE NO NORDESTE**: Geração eólica alcançou 8.722 MWmed na última sexta-feira, dia 6. 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20190911-eolicabatenovorecordenonordeste.aspx>>. Acesso em: 11 set. 2019.

PAVINATTO, Eduardo Fiorini 2005. **Ferramenta para Auxílio à Análise de Viabilidade Técnica da Conexão de Parques Eólicos À Rede Elétrica**. Dissertação (Mestrado) - Programa de Engenharia Elétrica, COPPE / UFRJ, Rio de Janeiro, 2005.

PERRETTO, Henrique; PEREIRA, Juliano da Silva; GARCIA, Paulo Henrique Volpato. **Análise estática de estabilidade de tensão com cenários de geração distribuída através do software ANAREDE**. 2016. 83 f. Monografia - Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), 2016.

RÊGO, Leander de Oliveira. **Análise Do Impacto Da Geração Eólica Na Regulação De Frequência De Sistemas De Energia Elétrica**. 116 f. Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.

REIS, Joana Magda da Silva. **Comportamento dos Geradores Eólicos Síncronos com Conversores Diante de Curto-Circuitos no Sistema**. Dissertação (Mestrado) - Programa de Engenharia Elétrica - COPPE/UFRJ, 2013.

SIGEL (Brasil) (Org.). **Validador EOL**. 2019. Disponível em: <<https://sigel.aneel.gov.br/validadoreol/>>. Acesso em: 11 set. 2019.

SOHN, Alexandre Prodóssimo. **Estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de diferentes modelos de unidades eólicas**. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.

Anexo

Tabela A. 1- Dados das barras do sistema 9-barras

Dados das Barras							
N° da barra	Descrição do tipo da barra	Grupo base de tensão	Geração ativa (MW)	Geração Reativa (Mvar)		Carga	
				Mínima	Máxima	Ativa (MW)	Reativa (Mvar)
1	Referência	16,5kV	142,5	-130	130	0	0
2	Tensão controlada	18 kV	163	-101,2	101,2	0	0
3	Tensão controlada	13,8kV	85	-67,4	67,4	0	0
4	barra PQ	230kV	0	-	-	0	0
5	barra PQ	230kV	0	-	-	125	50
6	barra PQ	230kV	0	-	-	90	30
7	barra PQ	230kV	0	-	-	0	0
8	barra PQ	230kV	0	-	-	100	35

Tabela A. 2 - Dados de linha do sistema de 9-barras.

Dados de linhas				
Barra de	Barra para	R _{pu} (%)	X _{pu} (%)	B (Mvar)
1	4		5,76	
2	7		6,25	
3	9		5,86	
4	5	1	8,5	17,6
4	6	1,7	9,2	15,8
6	9	3,9	17	35,8
7	8	0,85	7,2	30,6
7	5	3,2	16,1	14,9
8	9	1,19	10,08	20,9

