

**UM CONTROLE SUPERVISOR DE CENTRAIS  
EÓLICAS PARA SOLUCIONAR PROBLEMAS DE  
INTEGRAÇÃO ELÉTRICA.**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**UM CONTROLE SUPERVISOR DE CENTRAIS EÓLICAS PARA  
SOLUCIONAR PROBLEMAS DE INTEGRAÇÃO ELÉTRICA**

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO PARA  
OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA

**WELLINGTON DE LEMOS SANTOS**

**RECIFE, FEVEREIRO DE 2006.**

S237c Santos, Wellington de Lemos.  
Um controle supervisor de centrais eólicas para solucionar  
problemas de integração elétrica. – Recife: O Autor, 2006.  
88 folhas. : il. ; fig., tab.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco.  
CTG. Engenharia Mecânica, 2006.

Inclui bibliografia.

1-Engenharia mecânica. 2. Energia eólica. 3. Energia eólica –  
Geração distribuída. 4. Energia eólica – Controle supervisor. I. Título.

621 CDD (22.ed.) UFPE  
**BCTG/2006-22**

“UM CONTROLE SUPERVISOR DE CENTRAIS EÓLICAS PARA SOLUCIONAR  
PROBLEMAS DE INTEGRAÇÃO ELÉTRICA”.

WELLINGTON DE LEMOS SANTOS

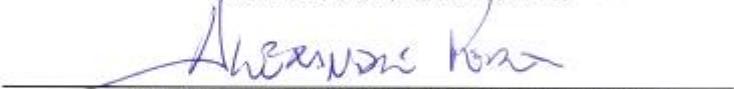
ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO  
TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: ENERGIA EÓLICA  
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO  
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA/CTG/EEP/UFPE



---

Prof. Dr. PEDRO ANDRÉ CARVALHO ROSAS  
ORIENTADOR/PRESIDENTE



---

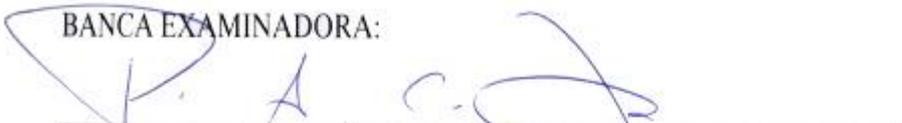
Prof. Dr. ALEXANDRE DE LEMOS PEREIRA  
CO-ORIENTADOR



---

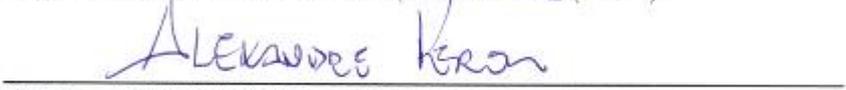
Profa. Dra. ANA ROSA MENDES PRIMO  
COORDENADORA DO CURSO

BANCA EXAMINADORA:



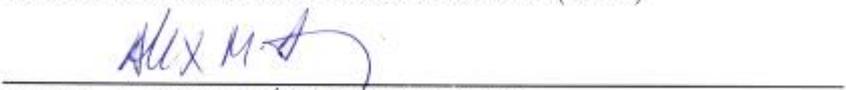
---

Prof. Dr. PEDRO ANDRÉ CARVALHO ROSAS (UFPE)



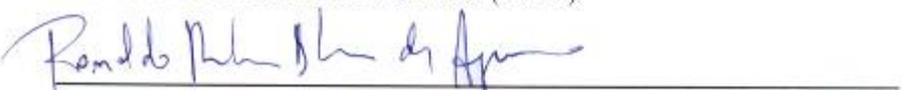
---

Prof. Dr. ALEXANDRE DE LEMOS PEREIRA (UFPE)



---

Prof. Dr. ALEX MAURÍCIO ARAJO (UFPE)



---

Prof. Dr. RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO (UFPE)

À minha mãe, que me abraçou e chorou quando saí de casa para a vida, ela nunca se esquece de nenhum dos filhos nas suas orações.

## AGRADECIMENTOS

Eu quero te agradecer Deus de imenso Amor Incondicional, porque sei que estiveste comigo nesta e em muitas batalhas da minha vida. Agradeço-te pelo Sol que ilumina e aquece nossa estrada, pela Chuva que enche nossos rios e molha nossas terras e pelo Vento que arrepia nossos cabelos e move nossas turbinas da vida.

Nesta minha vida de nômade, tenho sempre que agradecer a você, D. Albertina, por ser uma pessoa maravilhosa e por ter me trazido ao mundo. Mãe, sinceramente, a senhora soube fazer filhos maravilhosos, quando tiver que fazer os meus vou te pedir umas dicas. Mãe, eu te agradeço também pelas orações depositadas no coração de Nossa Senhora Aparecida, creio que a conclusão deste trabalho seria muito mais difícil sem suas orações. Também não posso deixar de agradecer ao Sr. Cosme que muito se orgulha por ter um filho "*doutor*", muito bem, já estou quase lá de verdade. Meu querido pai, eu te agradeço pelo esforço medonho que o senhor sempre fez para cuidar (igual jacaré) de mim, de minhas duas irmãs e de meus dois sobrinhos. Obrigado pelo voto de confiança que depositou em minha pessoa.

Eu tenho que te agradecer também tia Biu, pois sem você por aqui o início da minha vida no Nordeste seria bem mais difícil. Citando teu nome aqui, quero expressar meu agradecimento para toda minha família da Vitória de Santo Antão e de Glória do Goitá, pois são tantos filhos que meus avós fizeram que os nomes encheriam a página. Não esqueço da família de Feira Nova, a qual eu quero agradecer e expressar meu reconhecimento em nome da tia Roza, esta senhora que é uma velhinha muito simpática e que eu gosto de visitá-la para ouvir suas boas risadas.

Neste tempo de luta, o auxílio e a amizade do camarada Wellington Pinheiro foram de muita valia. Também me ajudou muito, as discussões até altas horas da madrugada com meu amigo e vizinho biólogo Éden. E a vocês, meus amigos do grupo de Energia Eólica, cada um de vocês deram a contribuição que poderiam dar, tenham certeza de que tudo teve muito valor para mim. Meus amigos, Pedro Rosas e Alexandre Pereira, eu vos agradeço por me orientarem neste trabalho e pelo voto de confiança desde o momento em que ingressei no grupo de Energia Eólica.

Não esquecerei jamais de agradecer a minha noiva Sylvana pelo maravilhoso sorriso na face que me enche de força cada vez que estou fraco e eu acredito que sem este sorriso seria mais difícil concluir este trabalho. E também agradeço a D. Zenilda, não só por ter botado no mundo uma menina linda como Sylvana, mas também por contribuir com o meu desempenho emocional, durante a realização deste trabalho. De coração, agradeço também a toda minha família, que mesmo eles estando lá em Primavera, eu os sentia por perto em pensamento, participando das minhas conquistas.

Eu devo ser muito grato ao nosso querido Aurélio, que nas horas de dificuldades abriu suas páginas para salvar-me de muitos apereios. Ele realmente me foi muitíssimo útil. E por último, mas não menos importante, gostaria de agradecer a CAPES pelo auxílio financeiro durante o período de desenvolvimento deste trabalho.

Wellington de Lemos Santos

## RESUMO

### **Um Controle Supervisor de Centrais Eólicas para Solucionar Problemas de Integração Elétrica.**

Um montante superior a 1,4 GW de potência eólica será integrado ao sistema elétrico brasileiro até o ano de 2008. As novas centrais eólicas estarão concentradas em duas regiões do país, a saber, a região Nordeste e a região Sul. Para a região Nordeste, é prevista a conexão de aproximadamente 800MW na rede básica de transmissão. No contexto atual, a inserção desses grandes blocos de geração de energia pode causar impactos sobre o sistema elétrico. Para minimizar os impactos sobre o sistema elétrico e aumentar o aproveitamento do recurso eólico, evitando assim que a qualidade da energia e a estabilidade sejam colocadas em risco, são necessários estudos e pesquisas em vários horizontes do sistema elétrico.

Nesta dissertação, os estudos realizados estão focalizados na conexão de centrais eólicas no âmbito do planejamento elétrico, onde são avaliados os problemas de carregamento de linhas de transmissão e de tensão nos barramentos do sistema. Para estes estudos, foi desenvolvida uma ferramenta computacional para a simulação do sistema elétrico com as centrais eólicas.

Além dos modelos das centrais eólicas para simulação do sistema elétrico, este trabalho inclui o desenvolvimento e utilização de um modelo para o sistema de supervisão e controle das centrais eólicas. Os algoritmos para o controle supervisor da central eólica compensam as restrições operacionais da rede básica de transmissão com o objetivo de maximizar a geração eólica e também de minimizar os impactos tanto na qualidade de tensão como no carregamento das linhas.

As simulações mostram as influências do controle supervisor tanto na maximização da geração eólica como no controle do nível de tensão. Foi demonstrado que, com a inclusão do controle supervisor de centrais eólicas, é possível evitar que os limites, de fluxo de potência e de tensão, no sistema elétrico sejam excedidos mesmo com grande inserção de centrais eólicas. Adicionalmente, este estudo conclui que a inclusão do controlador supervisor pode viabilizar o melhor aproveitamento eólico de uma região. Além disso, este estudo sugere a aplicação de uma metodologia probabilística de análise dos impactos das centrais eólicas no sistema elétrico que pode postergar investimentos em reforços de linhas de transmissão.

## ABSTRACT

### **A Supervisory Control of Wind Farms for Improve their Integration on the Power System.**

The installed capacity of wind power in Brazil should be around 1.4 GW in 2008 being practically divided into two regions of the country (South and Northeast). The predicted installations to the Northeast Region are almost 800 MW. In this situation with several wind turbines connected to the grid in a few years time, the concerns for impacts on the power system stability and quality of supply are growing. Therefore, several types of tools and studies are performed to increase the wind power and improve at the same time improving the power quality and stability of system.

In this work, studies of the integration of wind power on steady state operation and on the phase of planning the power system are focused. These studies assess possible troubles concerning power flows in the transmission lines and problems of voltage control. A computational tool was developed for the simulations of the power system with wind farms. This tool represents the wind farms in steady state as well as the power system.

A supervisory control system for the wind farm is also modeled and applied in the simulations in order to verify the possible benefits of it. This supervisory control monitors the grid conditions and controls the wind farm in order to keep the power system operation within pre defined limits of voltage and power flow, hence the supervisory controller allows an increase of wind power installation and reduce the impacts on the voltage quality and avoiding overload in transmission lines.

The results show the effects of the supervisory control in allowing an increase in the wind power local participation and also an improvement in the voltage levels. This study concludes that the addition of a supervisory controller for the wind farms can be used to allow larger wind power integration. Additionally, the used methodology taking into account probabilistic methods to analyze the wind power integration is seen as one option to postpone some investments for grid reinforcement.

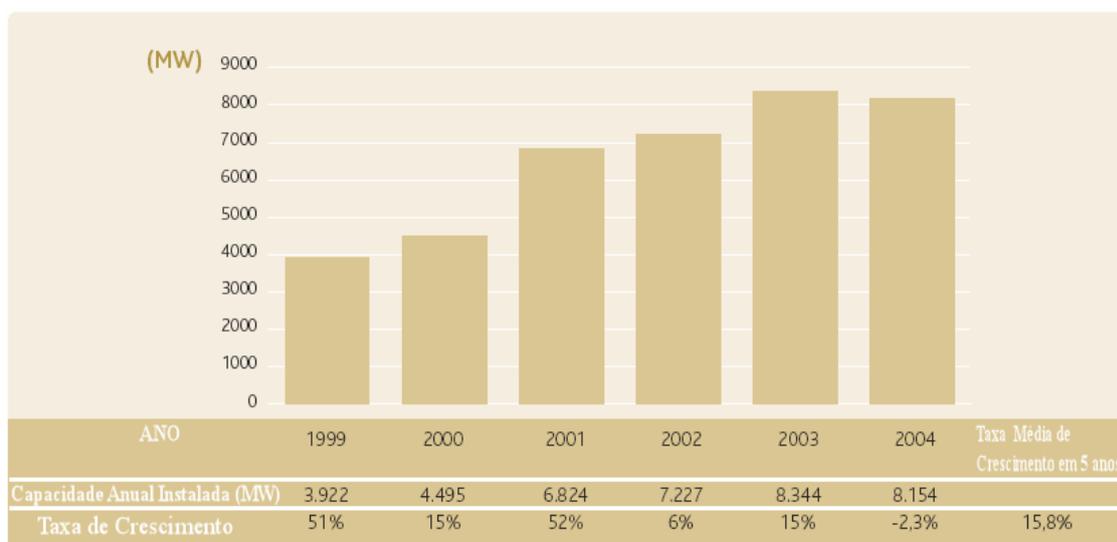
**SUMÁRIO**

<b>AGRADECIMENTOS</b>	<b>iv</b>
<b>RESUMO</b>	<b>v</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>vi</b>
<b>SUMÁRIO</b>	<b>vii</b>
<b>1. Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Objetivos	2
1.2 Justificativas	3
1.3 Estrutura da dissertação	7
<b>2. Aspectos Básicos das Tecnologias de Turbinas eólicas</b>	<b>9</b>
2.1 Princípio de conversão da energia	9
2.2 Concepções tecnológicas de conexão de turbinas eólicas à rede elétrica.	16
2.3 Algumas considerações sobre centrais eólicas	18
<b>3. Integração da Energia Eólica</b>	<b>21</b>
3.1 Impacto da energia eólica na operação do sistema elétrico de potência	21
3.2 Acesso ao sistema elétrico interligado nacional	32
<b>4. Simulador de Sistemas Elétricos com Centrais Eólicas</b>	<b>36</b>
4.1 Aplicabilidade do simulador	36
4.2 Características do simulador	37
4.3 Modelagem	39
<b>5. Aplicação do Controle Supervisor</b>	<b>53</b>
5.1 Caracterização do estudo de caso	53
5.2 Descrição dos cenários simulados	64
5.3 Resultados obtidos das simulações para os três cenários	68
<b>6. Conclusões</b>	<b>76</b>
<b>7. Referências Bibliográficas</b>	<b>78</b>

## 1. INTRODUÇÃO

A preocupação com as questões ambientais tem levado à busca de novas estratégias para minimizar os impactos causados ao meio ambiente pela ação do homem em meio ao seu desenvolvimento tecnológico e industrial. No setor da eletricidade o desafio tem sido atender a crescente demanda por energia minimizando os impactos ao meio ambiente com tecnologias que possam manter a segurança e qualidade da operação do sistema elétrico. Os esforços para este fim estão focalizados no aprimoramento do uso de novas fontes alternativas e renováveis para a geração de energia elétrica.

Entre as fontes alternativas para geração de energia elétrica, a tecnologia de geração eólica é aquela que está em maior destaque no mundo. A energia eólica tem se destacado bastante nos últimos anos e sua utilização para produção de energia elétrica está em grande ascensão em várias partes do mundo, principalmente na Europa. A utilização de centrais eólicas, para geração em larga escala, e a conexão de centrais eólicas às redes de transmissão de energia elétrica têm aumentado consideravelmente. A Figura 1.1 mostra a evolução do crescimento da capacidade anual instalada no mundo para os últimos 5 anos, bem como a taxa de crescimento anual.



**Figura 1.1: Crescimento da capacidade anual instalada no mundo nos últimos 5 anos.**

**Fonte: EWEA/GREENPEACE-2005 [1]**

Segundo informações publicadas na 6ª Edição (2005) do Wind Force 12<sup>1</sup>, a capacidade instalada mundial teve um aumento significativo nos últimos 5 anos, observa-se que as novas centrais eólicas que entraram em operação no ano de 2004 somam uma capacidade instalada maior que 8000 MW em todo o mundo, isto representa uma taxa média anual de crescimento de 15,8% nos 5 anos [1].

Com o crescimento do mercado de energia eólica os custos de instalação devem diminuir consideravelmente tornando a energia eólica uma alternativa ainda mais

<sup>1</sup> O Wind Force 12 é um relatório informativo, já com sua sexta edição em 2005, publicado pelo Greenpeace e pela Associação Européia de Energia Eólica (EWEA - The European Wind Energy Association) que descreve como 12% da eletricidade mundial pode ser gerada através do vento podendo evitar a emissão de 11 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> para a atmosfera até o ano de 2020.

competitiva com outras fontes convencionais. Em 2002, estimava-se que os custos de produção de um quilowatt-hora estavam cerca de 20% menores do que nos cinco anos anteriores, conforme informações descritas na publicação de 2003 do Wind Force 12. Nesta mesma publicação, encontram-se, entre outras informações, estimativas interessantes sobre os custos de instalação e de produção da energia eólica em função da evolução da capacidade instalada mundial estimada [2]. A Tabela 1 apresenta estas estimativas apenas para ilustrar indicativos de custos estimados em nível internacional.

**Tabela 1.1: Estimativas de custos de instalação e de produção da energia eólica em função da capacidade instalada mundial estimada<sup>2</sup>.**

ANO	Capacidade Instalada Total (MW)	Custo de Produção (R\$/kWh)	Custo de Instalação (R\$/kW)
2002	32.037	0,1086	2304,40
2003	41.071	0,1050	2231,60
2004	52.363	0,1014	2156,00
2005	66.478	0,0983	2088,80
2006	84.122	0,0949	2018,80
2007	106.177	0,0916	1946,00
2008	133.746	0,0882	1876,00
2009	166.829	0,0851	1806,00
2010	206.528	0,0820	1744,40
2011	254.167	0,0801	1702,40
2012	311.333	0,0784	1663,20
2013	379.933	0,0764	1624,00
2014	462.253	0,0748	1584,80
2015	556.922	0,0728	1548,40
2016	665.790	0,0711	1512,00
2017	790.988	0,0697	1478,40
2018	928.707	0,0680	1444,80
2019	1.080.197	0,0666	1416,80
2020	1.231.687	0,0655	1391,60

Fonte: EWEA /GREENPEACE-2004 [2].

Estas estimativas levam em conta diversos fatores tais como, aumento nos investimentos em pesquisa e desenvolvimento e a evolução da taxa média de crescimento anual da capacidade instalada mundial [2]. Estas informações, publicadas pela Associação Européia de Energia Eólica (EWEA – *The European Wind Energy Association*), representam indicativos válidos para se especular custos de investimentos em energia eólica em qualquer país.

## 1.1 Objetivos

Nesta dissertação, os estudos realizados estão focalizados na conexão de centrais eólicas, evidenciando o horizonte de planejamento elétrico. Neste horizonte, são avaliados os problemas de carregamento das linhas de transmissão e de tensão nos barramentos do sistema.

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver e simular estratégias de um sistema de controle supervisor para centrais eólicas. Estas estratégias de controle e

<sup>2</sup> Considerando cotação do Euro em R\$2,80 em 5 de janeiro de 2006.

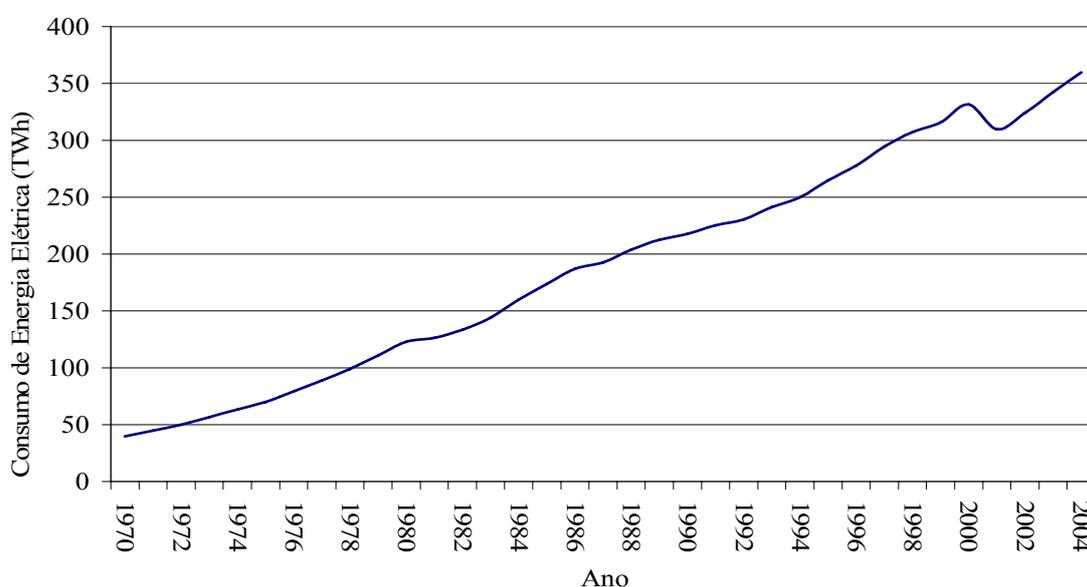
supervisão visam aumentar o aproveitamento do recurso eólico e se apresentam como uma alternativa para viabilizar a conexão de centrais eólicas à rede elétrica.

Adicionalmente, uma ferramenta computacional, que simula a operação do sistema elétrico, foi desenvolvida com o propósito de avaliar estas estratégias de controle e o comportamento do sistema elétrico em relação à operação das centrais eólicas. Esta ferramenta inclui um modelo de central eólica que representa adequadamente, em regime permanente, a relação entre potência ativa e reativa das máquinas, bem como, a relação entre a potência ativa gerada e a velocidade de vento. Ela também abrange a operação do controle supervisor e pode compreender a simulação de uma série de condições operativas do sistema envolvendo variações de carga e de geração.

## 1.2 Justificativas

A demanda por energia elétrica tem sido cada vez mais crescente no mundo moderno e este aumento do consumo de energia exige um elevado aproveitamento do potencial energético disponível em diferentes fontes de energia.

No Brasil, o consumo de energia elétrica no ano de 2004 foi 87,5% superior ao ano de 1970, conforme os dados do Balanço Energético Nacional (BEN-2005) [3]. Este aumento se deve a diversos fatores, tais como o crescimento populacional e o desenvolvimento do setor industrial. A Figura 1.2 apresenta um gráfico da evolução do consumo de energia elétrica no Brasil desde 1970 até 2004.



**Figura 1.2: Evolução do consumo de energia no período de 1970 a 2003.**  
**FONTE: BEN- Balanço Energético Nacional 2004 [3].**

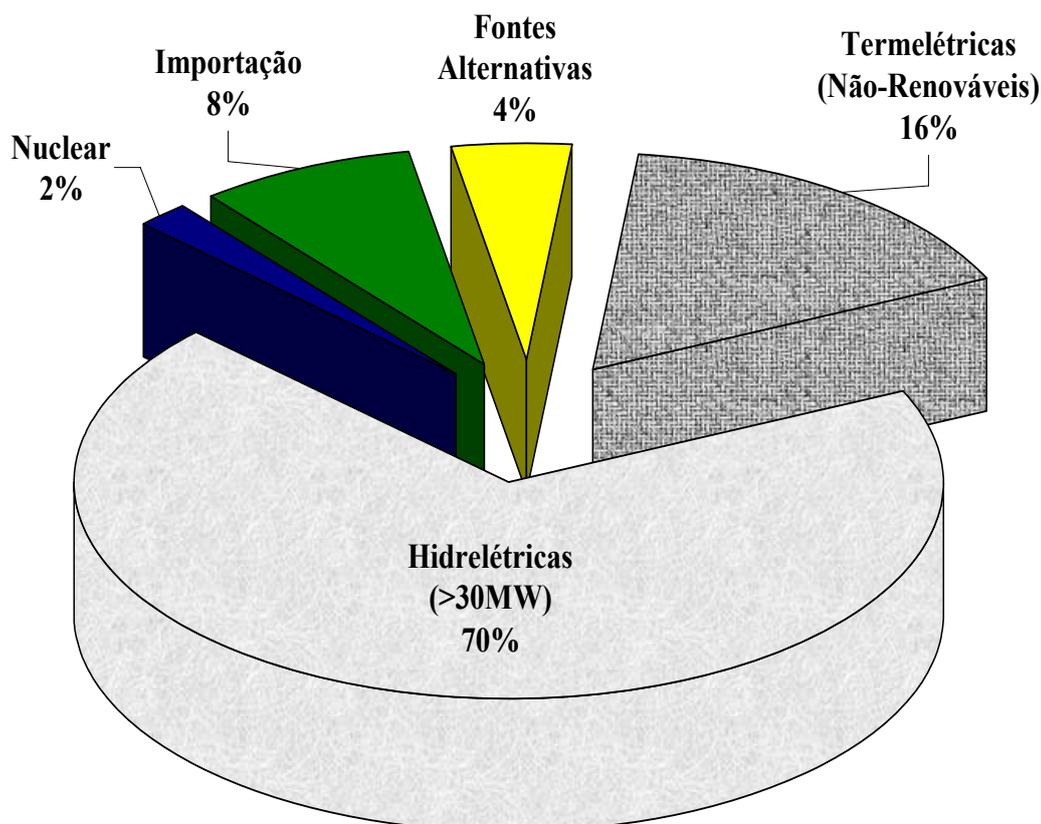
Este crescimento no consumo de energia elétrica é traduzido por uma taxa média anual de 6,7% nos últimos 34 anos. O crescimento da demanda por energia elétrica exige maiores investimentos tanto no setor da geração quanto no setor de transmissão e distribuição de energia elétrica.

No setor elétrico, o desafio nas últimas décadas tem sido atender o aumento da demanda, mantendo a segurança global do sistema elétrico e, ao mesmo tempo, minimizando os impactos ambientais provenientes de empreendimentos para a geração de energia elétrica.

Além da questão do crescimento do consumo de energia elétrica, também deve-se ressaltar a necessidade do uso de fontes alternativas de energia. Tendo em vistas os graves problemas ambientais presentes na atualidade, tais como, o aquecimento global e as alterações climáticas decorrentes e a destruição da camada de ozônio, torna-se importante o aproveitamento de recursos renováveis e fontes alternativas de energia que possam de alguma forma minimizar estes impactos.

No caso do Brasil, a matriz da energia elétrica tem predominância de grandes centrais hidrelétricas, conforme se pode observar na Figura 1.3, na qual a parcela que se refere às fontes alternativas é representada por pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), por centrais eólicas e por termelétricas movidas à biomassa em operação no Brasil.

Os dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), apresentados na Figura 1.3, ilustram que 70% da geração elétrica, em operação em 2005, é proveniente de grandes centrais hidrelétricas [4].



**Figura 1.3: Matriz da energia elétrica no Brasil em 2005.**  
Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica [4].

Embora a fonte hídrica seja renovável, as grandes centrais hidrelétricas representam, devido ao alagamento de grandes regiões, um problema ambiental no que diz respeito à fauna e flora e um problema social no que concerne à ocupação e

exploração de terras agricultáveis, pois acarreta na expulsão de muitas famílias de suas terras.

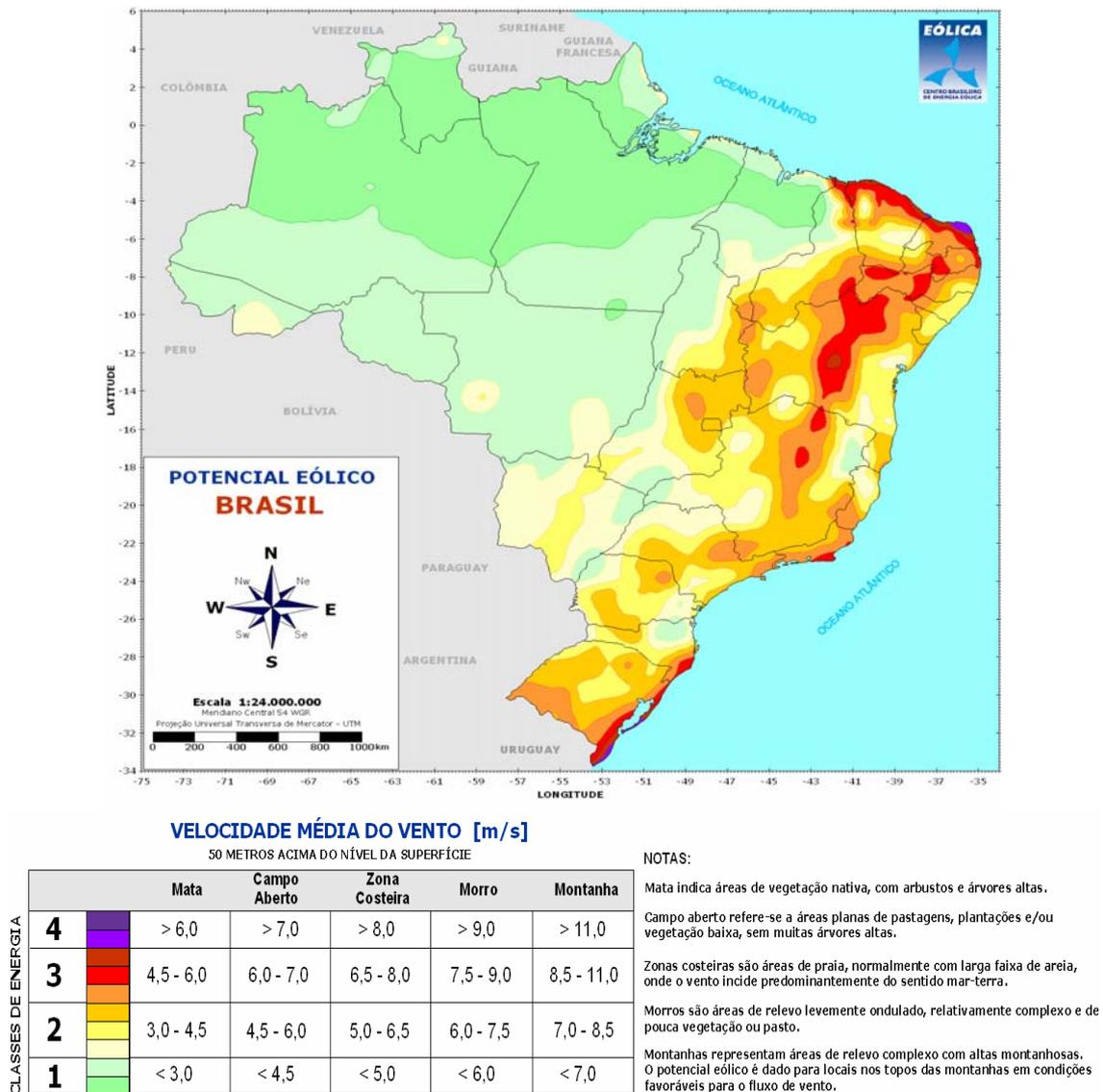
Outro aspecto a se levar em consideração é a diversificação da matriz elétrica, pois o risco de déficit energético torna-se maior quando a composição de tal matriz é baseada majoritariamente por uma única fonte primária, citando como exemplo os problemas decorrentes da ocorrência de um período longo de seca em um sistema baseado em fonte hídrica. Além disso, a construção de grandes centrais hidrelétricas leva um tempo consideravelmente grande comparado à necessidade de suprir o crescimento do consumo de energia no país. Assim, de forma a atender ao rápido crescimento da demanda, hoje uma parcela de 8% da energia elétrica é importada da Argentina, Paraguai, Uruguai e Venezuela e outra parcela de 16% da energia gerada é composta por centrais termelétricas as quais usam combustíveis não-renováveis (derivados de petróleo e carvão mineral).

Na matriz da energia elétrica brasileira, apenas 4% da energia é gerada através de fontes alternativas, as quais são representadas por centrais eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e termelétricas movidas à biomassa. Deste montante, apenas uma parcela muito pequena representa as centrais eólicas em operação no Brasil, a maior parcela é representada por centrais termelétricas operando com biomassa e o restante é representado pelas PCH's, as quais são caracterizadas, segundo a ANEEL, por uma capacidade instalada maior do que 1 MW e não superior a 30MW, e por um reservatório igual ou inferior a 3 km<sup>2</sup>.

Com os incentivos oferecidos às fontes alternativas de energia através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), o cenário energético nacional tende a receber mais contribuições das fontes alternativas, com destaque na Geração Eólica, na Biomassa e nas PCH's.

Tendo em vista a necessidade de maior exploração de fontes alternativas para geração de eletricidade e as características apropriadas do recurso eólico existente em várias regiões do país, a energia eólica se traduz em uma alternativa atraente para a composição do parque gerador do Brasil. Uma das vantagens dos empreendimentos em energia eólica é a sua contribuição para a diversificação da matriz energética brasileira com uma fonte de recursos renovável, sem risco hidrológico. Além disso, considerando toda a composição da matriz da energia elétrica do Brasil, as centrais eólicas devem contribuir para reduzir a emissão de CO<sub>2</sub> por MWh gerado.

Para ilustrar o recurso eólico no Brasil, a Figura 1.4 apresenta um mapa em escalas de cores que indicam as velocidades de vento médias anuais em função das características topográficas e cobertura do solo [5].



**Figura 1.4: Mapa do potencial eólico do Brasil.**  
**Fonte: ANEEL/CBEE [5].**

O recurso eólico a ser explorado no Brasil é bastante vasto, conforme se pode observar na Figura 1.4, com amplas possibilidades de exploração. É óbvio que, além do potencial eólico, a viabilidade de exploração depende de vários fatores, os quais incluem as características topográficas do terreno e a facilidade de acesso a rede elétrica.

Segundo os dados obtidas da Eletrobrás [6] e da Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), um montante superior a 1,4 GW de potência eólica será integrado ao sistema elétrico brasileiro até o ano de 2008.

A Figura 1.5 ilustra o cenário da energia eólica que se poderá encontrar no Brasil até 2008, conforme os dados do PROINFA, apresentando a capacidade instalada nos 8 estados brasileiros com projetos contratados para este horizonte. Do total contratado em todo o país, aproximadamente 800MW estará conectado à rede básica de transmissão na região Nordeste.



Figura 1.5: Capacidade Instalada de energia eólica até 2008 no Brasil.

No contexto atual, a inserção de grandes blocos de geração de energia eólica exige um maior conhecimento dos impactos desta forma de geração sobre o sistema elétrico. É importante considerar que existem diferenças fundamentais entre as gerações convencionais (térmicas, hidráulica e nuclear) e a geração eólica. Estas diferenças são refletidas na integração entre as turbinas eólicas e o sistema elétrico de potência. Além disso, existem diferenças entre vários tipos de turbinas eólicas que também afetam diferentemente a integração com o sistema elétrico. Desta forma, a importância de estudos voltados para este setor é vital para a minimização dos impactos ao sistema elétrico, e para evitar por em risco a qualidade da energia, a estabilidade e a segurança da operação do sistema elétrico.

### 1.3 Estrutura da dissertação

Nos capítulos que se seguem serão expostas, primeiramente, algumas informações relevantes sobre as tecnologias de geração eólica e seus impactos ao sistema elétrico. Depois será apresentada a descrição da ferramenta computacional proposta e das estratégias de controle supervisor da central eólica e uma aplicação a um caso de estudo.

O Capítulo 2 descreve as principais tecnologias de geradores eólicos e suas características técnicas de conexão com a rede elétrica.

O Capítulo 3 apresenta uma descrição dos impactos da geração eólica no sistema de potência, classificados, aqui, como: impactos em regime permanente, regime dinâmico e regime transitório. Adicionalmente, são apresentadas algumas informações relevantes ao de acesso de centrais eólicas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) que constam nos *Procedimentos de Rede*.

No Capítulo 4, apresenta-se o desenvolvimento da ferramenta computacional e dos modelos das centrais eólicas para simulação do sistema elétrico, incluindo a modelagem e a utilização das estratégias de controle e supervisão para centrais eólicas.

O Capítulo 5 apresenta o estudo de caso e os resultados da aplicação do simulador de sistemas elétricos e dos modelos desenvolvidos, considerando a operação de uma central eólica. No Estudo de Caso, considera-se a central eólica conectada a um ponto da rede elétrica que tem uma configuração baseada em uma parte do sistema de transmissão da região Nordeste.

Finalmente, o Capítulo 6 apresenta as conclusões e considerações importantes a respeito do presente do trabalho.

## 2. ASPECTOS BÁSICOS DAS TECNOLOGIAS DE TURBINAS EÓLICAS

Uma turbina eólica é uma máquina capaz de converter a velocidade do vento em energia elétrica. A conversão de energia, em uma turbina eólica, atravessa um processo de quatro etapas que se resume em: extração da energia cinética do vento, transmissão mecânica da energia, geração de energia elétrica e sua integração à rede elétrica. Essas etapas são realizadas, respectivamente, pelo rotor aerodinâmico, sistema de transmissão mecânica, gerador elétrico e subestação de transformação. Além destes componentes, é importante destacar que a turbina eólica possui um sistema de controle interno que é responsável pela segurança e otimização da sua operação.

As turbinas eólicas hoje consagradas no setor elétrico são turbinas de eixo horizontal com três pás de perfil aerodinâmico projetado para converter a energia cinética do vento em rotação do eixo horizontal. As tecnologias de turbinas diferem basicamente pelo sistema de geração, o qual pode ser composto por geradores assíncronos (geradores de indução) ou por geradores síncronos. Adicionalmente, as turbinas eólicas podem ser caracterizadas também pela forma de regulação da eficiência aerodinâmica que limita a potência extraída do vento. As formas de regulação de potência são basicamente duas: a regulação por perda aerodinâmica (regulação por *stall*) e a regulação por ajuste do ângulo de passo das pás (ângulo de *pitch*).

Seja qual for a tecnologia, o processo de conversão de energia na turbina eólica ocorre de maneira semelhante. O rotor aerodinâmico converte a energia cinética do vento em energia mecânica, através do torque aerodinâmico que provoca o giro do rotor. O sistema de transmissão mecânica permite um acoplamento entre o rotor aerodinâmico e o gerador elétrico, transmitindo o torque do rotor para o eixo do gerador que converte a energia mecânica em eletricidade. O sistema de controle efetua o monitoramento da operação da turbina e, também, os processos de partida, otimização e parada da mesma. Finalmente, a subestação transformadora efetua a integração da central geradora eólica na rede elétrica em um nível de tensão compatível com as linhas de transmissão de energia.

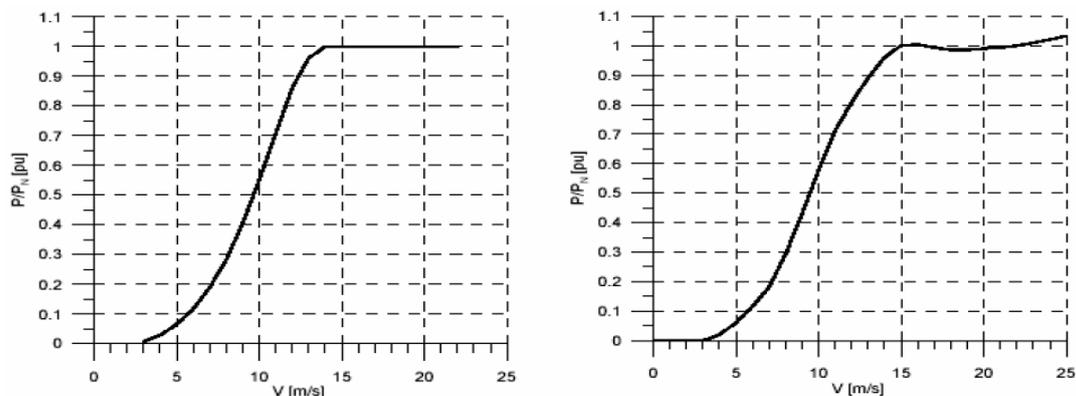
### 2.1 Princípio de conversão da energia

A interação entre o vento e o rotor de uma turbina de eixo horizontal conduz a um torque aerodinâmico que é aplicado ao eixo de rotação da mesma e transferido para o gerador elétrico. O rotor de uma turbina eólica é projetado com um determinado perfil aerodinâmico para obter uma extração de energia cinética do vento que esteja em concordância com as características estruturais e elétricas da turbina eólica. É importante observar que a energia cinética de uma massa de ar depende da sua velocidade ( $V$ ), podendo ser escrita em termos de potência ( $P_{vento}$ ) considerando uma área ( $A$ ) e uma massa específica do ar ( $\rho$ ), conforme a equação (2.1).

$$P_{vento} = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (2.1)$$

Desta forma, pode-se observar que a potência disponível no vento é proporcional ao cubo da sua velocidade. A extração da energia do vento pelo rotor da turbina

depende de um fator chamado coeficiente de potência ( $C_p$ ), este fator relaciona a potência extraída do vento pelo rotor com a potência disponível no vento que atravessa uma área igual à área do rotor da turbina. O  $C_p$  é um dos fatores característicos do projeto aerodinâmico do rotor, ele determina a potência que uma determinada turbina pode extrair do vento, para velocidades de vento e velocidades de rotação específicas. A variação do  $C_p$  em função da velocidade de vento e da velocidade de rotação é bastante relacionada com regulação de potência da turbina e determina a curva de potência da mesma. A curva de potência da turbina é uma das suas principais características, ela informa a potência gerada em função da velocidade do vento. Na Figura 2.1 observa-se curvas de potência características de turbinas eólicas de duas diferentes tecnologias de regulação de potência. Em (a), ilustra-se a curva de potência típica de uma turbina com tecnologia de regulação de potência por variação do ângulo de passo das pás (regulação por *pitch*) e em (b) encontra-se uma curva de potência típica de uma turbina com tecnologia de regulação de potência por perda aerodinâmica (regulação por *stall*).



**Figura 2.1** Curvas de potência para turbinas eólicas com tecnologias de regulação de potência que utilizam (a) variação do ângulo de *pitch* e (b) *stall* ou perda aerodinâmica.

Fonte: Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas [9].

Nas curvas de potências das turbinas podem-se observar três zonas distintas, na primeira a turbina não é capaz de extrair potência do vento durante as velocidades de vento mais baixas, na segunda, para um aumento da velocidade de vento, a turbina é capaz de obter uma maior extração de potência do vento e a potência gerada é crescente, por fim, pode-se observar que, para velocidades de vento mais altas, a turbina não aumenta a extração de potência e a potência gerada permanece em torno da sua potência nominal, devido a regulação da potência. A regulação da potência em turbinas eólicas é necessária para que a extração seja concordante com as características do gerador elétrico e da estrutura das turbinas eólicas.

Nas turbinas com tecnologia de regulação por *stall*, o ângulo de passo é constante e o perfil aerodinâmico das pás é projetado para que as perdas na extração de energia do vento sejam maiores em faixas de velocidade mais altas que, em sua curva de potência, correspondem às potências mais próximas da potência nominal. No caso de turbinas com tecnologia de regulação por *pitch*, o ângulo de passo da pá é controlável, isto significa dizer que o perfil aerodinâmico da pá pode ser alterado mantendo-se um controle sobre o coeficiente de potência da turbina a fim de manter constante a potência gerada para um incremento na velocidade de vento em faixas mais elevadas, conforme pode-se observar na Figura 2.1(a). Adicionalmente, em termos de tecnologia de regulação de potência, existem turbinas do tipo *active stall* que, na verdade, são turbinas

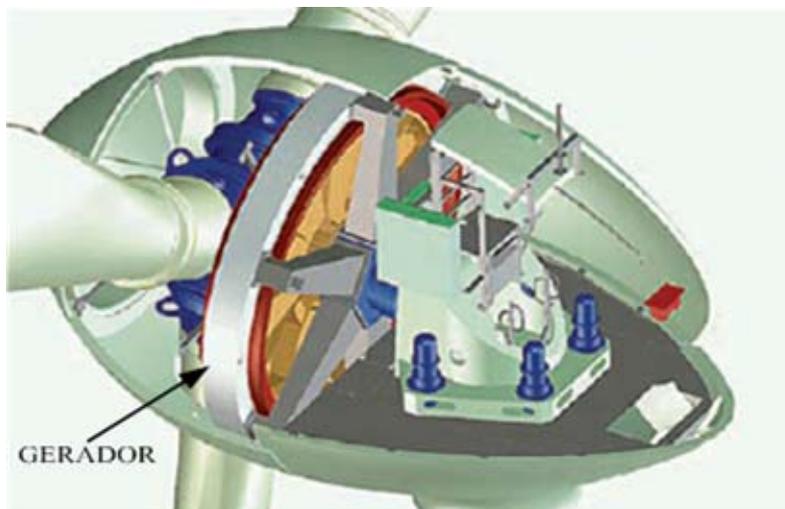
que possuem mecanismos de variação do passo das pás que regulam o ângulo na direção oposta em relação ao *pitch* convencional.

### 2.1.1 Tecnologias de geradores elétricos em turbinas eólicas

O gerador é o elemento final responsável pela conversão da energia eólica em energia elétrica. Basicamente, os geradores usados em turbinas eólicas são geradores de corrente alternada que podem ser síncronos ou assíncronos.

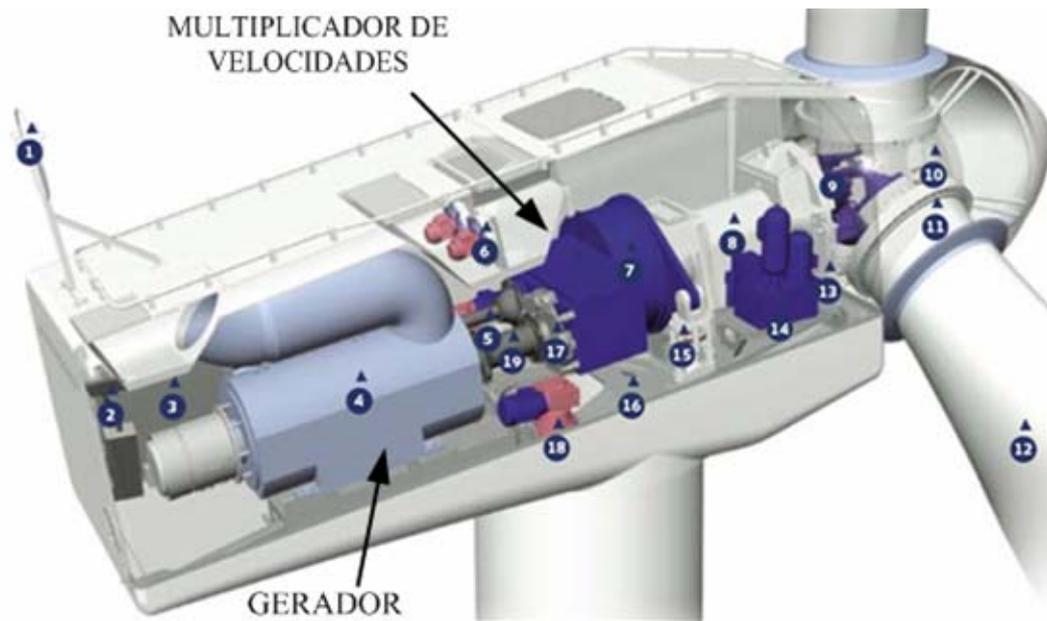
Os geradores síncronos podem operar com velocidade de rotação variável e necessitam de inversor de frequência para realizar a integração com o sistema elétrico, mantendo tensão e corrente dentro da faixa de frequência estabelecida para a operação da rede elétrica. O uso de geradores síncronos foi preterido, no início do desenvolvimento da tecnologia eólica, devido aos problemas de rígida conexão com a rede elétrica e à necessidade de sistemas de controle mais precisos para sincronização com a rede e suavização de impactos na rede elétrica com relação às rajadas de vento. Tais fatores tornavam os custos de fabricação mais altos e muitas vezes eram impeditivos para o uso desta tecnologia.

Neste tipo de turbina o eixo do rotor é conectado diretamente ao eixo do gerador síncrono, conforme ilustra a Figura 2.2 que apresenta, como exemplo, uma turbina eólica de velocidade variável desenvolvida pela Enercon GmbH, uma empresa multinacional alemã [40]. Este tipo de máquina é comumente denominada por *turbina de velocidade variável*.



**Figura 2.2: Turbina eólica de velocidade variável.**  
Fonte: Enercon GmbH [40].

Os geradores assíncronos, também chamados de geradores de indução, quando interligados ao sistema elétrico, possuem velocidades de rotação consideradas constantes e podem ser conectados diretamente à rede elétrica, isto significa dizer que, neste tipo de tecnologia de geração, não é necessário o uso de inversores de frequência na conexão com a rede. As turbinas eólicas que usam geradores de indução necessitam de um multiplicador de velocidades, tal como mostra a Figura 2.3, para realizar a ligação entre o eixo do rotor da turbina e o eixo do gerador, já que este opera em velocidades muito mais altas do que o rotor da turbina.

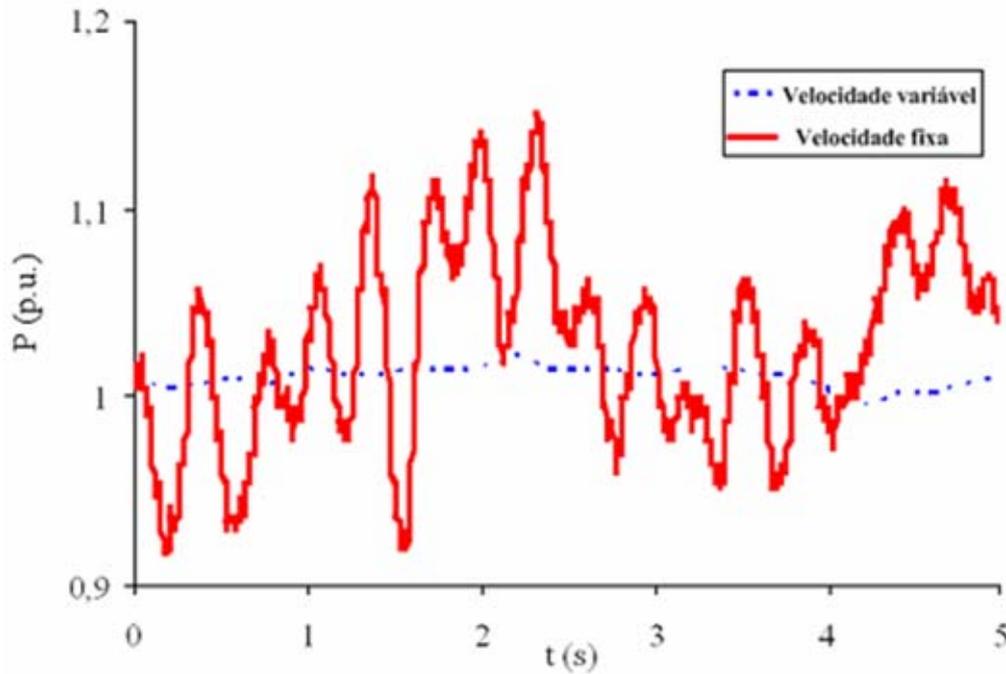


**Figura 2.3:** Turbina eólica de velocidade fixa com multiplicador de velocidades.  
Fonte: Vestas Wind Systems-A/S [41].

O uso dos geradores assíncronos (Figura 2.3) foi um dos responsáveis pelo desenvolvimento acelerado da indústria eólica, particularmente com o desenvolvimento da “tecnologia dinamarquesa”. A robustez do gerador assíncrono e os custos mais baixos proporcionaram um cenário em que as turbinas eólicas pudessem ter uma tecnologia competitiva para a geração de energia. Adicionalmente, a sua flexibilidade com relação a integração elétrica permitiu uma operação segura e o desenvolvimento da tecnologia possibilitou que os impactos na rede elétrica fossem minimizados.

Atualmente, a difusão da eletrônica de potência e a diminuição de seus custos permitiram o desenvolvimento de um sistema que flexibilizou o uso das máquinas síncronas com inversores completos para conexão com a rede elétrica. Os inversores também passaram a ser integrantes em máquinas de indução, principalmente com o uso dos geradores assíncronos com rotor bobinado. Além dos custos que ainda são mais altos, uma das desvantagens do uso de inversores é a conseqüente geração de correntes harmônicas indesejáveis para o sistema elétrico, entretanto, podem ser utilizados filtros que minimizam este problema embora possam elevar o custo do inversor.

Uma das vantagens no uso dos inversores eletrônicos de frequência e geradores de velocidade variável é a possibilidade do controle da velocidade de rotação das turbinas. Estas tecnologias de turbinas eólicas permitem maiores opções de controle, possibilitando um controle dinâmico tanto na potência ativa como na potência reativa do gerador. Uma das características marcantes na diferenciação entre as tecnologias (velocidade fixa e velocidade variável) reside no comportamento dinâmico da potência elétrica gerada. Informações mais aprofundadas sobre diferenças entre os comportamentos dinâmicos dessas duas tecnologias podem ser vistas no trabalho de Åke Larson [11]. Como exemplo, a Figura 2.4 apresenta um gráfico com a variação dinâmica da potência ativa registrada para uma turbina eólica de velocidade variável e para uma turbina eólica de velocidade fixa, a fim de ilustrar uma comparação do comportamento dinâmico destas duas tecnologias.

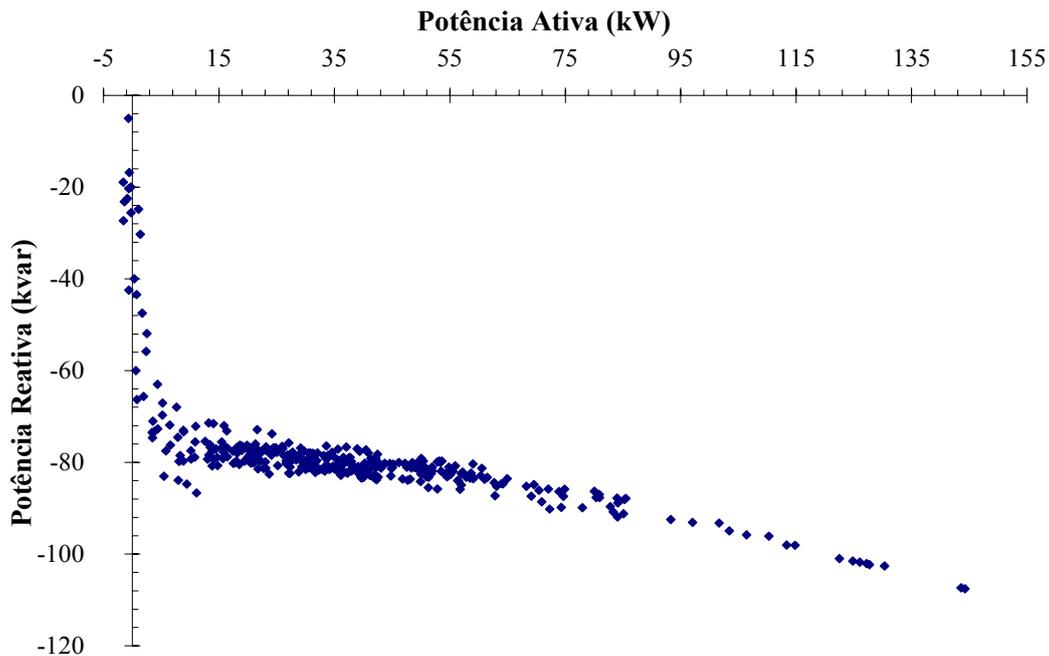


**Figura 2.4** Comparação entre o comportamento dinâmico da geração de potência ativa para duas diferentes tecnologias de turbinas eólicas.  
Fonte: Åke Larson [11].

Conforme pode ser visualizado, as máquinas de velocidade variável conseguem suavizar bastante a potência inserida na rede elétrica devido ao sistema de controle usar a inércia da máquina como um armazenador de energia ao longo da sua operação, já que a velocidade de rotação pode ser variada.

Uma outra característica importante que diferencia muito essas duas tecnologias de turbinas eólicas reside no controle da potência reativa. O controle da potência reativa em turbinas de velocidade variável é realizado através do próprio inversor, pois este pode governar o ângulo de fase da corrente em relação ao da tensão do gerador. Enquanto os geradores síncronos podem operar em diferentes faixas de excitação proporcionando a possibilidade de gerar ou consumir energia reativa, os geradores assíncronos apenas demandam, da rede elétrica, a energia reativa necessária para a sua excitação, assim, neste tipo de gerador, o controle da potência reativa é realizado através de bancos de capacitores que compensam o consumo de energia reativa pelo gerador.

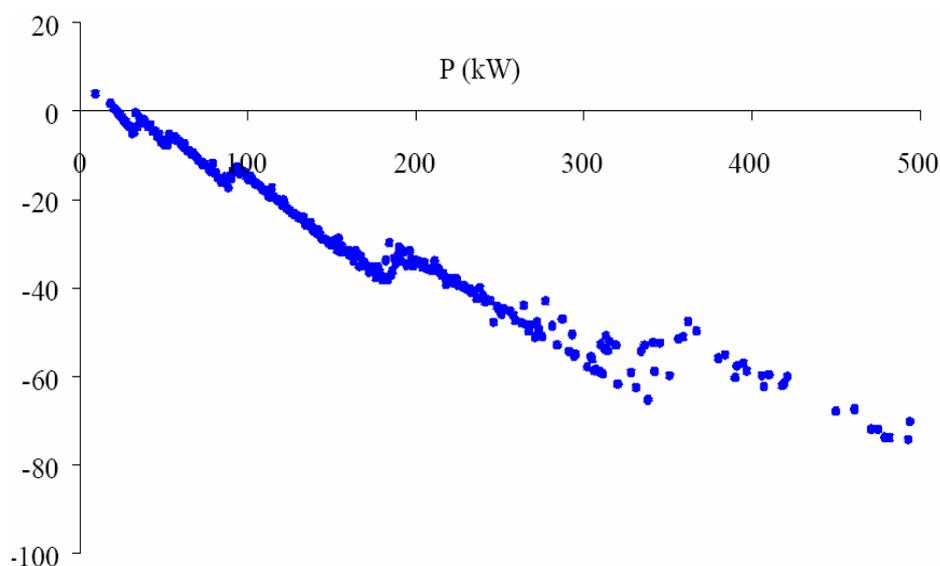
O perfil da demanda de energia reativa em uma turbina eólica de velocidade fixa é caracterizado pela variação do seu fator de potência. Na faixa de operação da turbina, observa-se que, mesmo nos momentos de geração de potência ativa mais baixa, existe um consumo de energia reativa considerável que deve ser compensado, sem maiores problemas, pelo chaveamento e controle de banco de capacitores. Como exemplo, a Figura 2.5 apresenta a demanda de energia reativa registrada em uma turbina eólica de velocidade fixa diretamente conectada a rede elétrica.



**Figura 2.5** Demanda de potência reativa em função da potência ativa de uma turbina de velocidade fixa e diretamente conectada a rede elétrica. (Registros da turbina OWW-250kW em Olinda-PE).

Em turbinas eólicas de velocidade variável, equipadas com inversores de frequência, o controle do consumo de energia reativa pode ser realizado de maneira mais contínua, no entanto, este controle é limitado pela potência nominal do inversor e este possui custos muito maiores para um incremento na potência nominal.

Para ilustrar o perfil do consumo de energia reativa em turbinas de velocidade variável com geradores síncronos e inversores eletrônicos de frequência, a Figura 2.6 mostra um gráfico com registros de potência reativa em função da potência ativa apresentado no trabalho de Åke Larson [11].



**Figura 2.6.** Potencia reativa de uma turbina com velocidade variável.  
Fonte: Åke Larson [11].

Na figura acima o sistema de controle foi ajustado para manter um fator de potência constante. As variações escalonadas observadas no gráfico estão relacionadas

com as discretizações da operação dos inversores [11]. Assim, é possível observar, em turbinas eólicas de velocidade variável, um controle de potência reativa de forma a manter o fator de potência praticamente constante.

O futuro da tecnologia de geração eólica aponta para diversas opções, embora os geradores assíncronos com rotor curto-circuitado (rotor de gaiola) sejam os mais utilizados para a geração eólica em todo o mundo, é importante ressaltar que, existem tecnologias que utilizam geradores assíncronos com rotor bobinado e duplamente alimentado. Da mesma forma, além dos geradores síncronos normalmente usados em turbinas eólicas de velocidade variável, existe a possibilidade de se usar geradores síncronos com excitação por ímã permanente, mas esses possuem custos mais elevados e poucos fabricantes têm disponibilizado este tipo de tecnologia comercialmente para turbinas eólicas.

### 2.1.2 Sistema de controle da turbina eólica

O sistema de controle é o cérebro da operação da turbina eólica. Ele é o responsável pela operação segura da turbina eólica assim como pela otimização da operação da mesma. O sistema de controle é composto por um processador, memórias, acionadores, transdutores entre outros dispositivos eletrônicos e de medição. O processador recebe informações sobre as diversas grandezas (eólicas, mecânicas, elétricas, etc.) e permite que o controlador realize diversas ações desde a o acionamento da turbina eólica e otimização do processo de partida até o desligamento da máquina de maneira segura tanto para o sistema elétrico quanto para própria turbina. Durante a operação normal, o sistema de controle pode otimizar a geração de energia elétrica através da variação do ângulo das pás, em turbinas com tecnologia de regulação por *pitch*.

O sistema de controle coordena ações também para segurança da operação da turbina eólica em relação ao sistema elétrico. Ele monitora as grandezas elétricas da rede e do gerador e as grandezas mecânicas da turbina e, caso valores estejam fora de padrões programados, ele aciona os dispositivos de proteção individuais da turbina, tais como proteção para velocidade, frequência, curto-circuito, corrente e tensão, inclusive o sistema de proteção contra descargas atmosféricas.

Atualmente, o sistema de controle tem se tornado mais complexo com as novas tecnologias de turbinas eólicas. Nas tecnologias modernas que usam inversores de frequência para operação em velocidade variável, existem opções de controle de potência ativa de saída de modo a suavizar os problemas de variações rápidas de tensão no sistema elétrico. Existe, também, a possibilidade de controle do nível de tensão no ponto de conexão, através do controle da potência reativa, de modo a melhorar a qualidade de tensão no sistema elétrico. Nas turbinas com geradores de indução, o sistema individual de compensação de energia reativa também é acionado através do sistema de controle da turbina.

### 2.1.3 Subestação de transformação

Geralmente, os geradores das turbinas eólicas operam em baixa tensão (380-690V), sendo a subestação de transformação a responsável pela conexão elétrica das turbinas eólicas às redes de transmissão de energia que operam em tensões mais elevadas.

Em uma central eólica com diversas turbinas, existem diversas configurações para a interconexão da subestação transformadora. Estas configurações variam de acordo com a quantidade e potência das turbinas e com a disposição das turbinas na central. Desta forma, pode ser realizada a conexão de um transformador por turbina eólica ou um transformador para um grupo de turbinas eólicas.

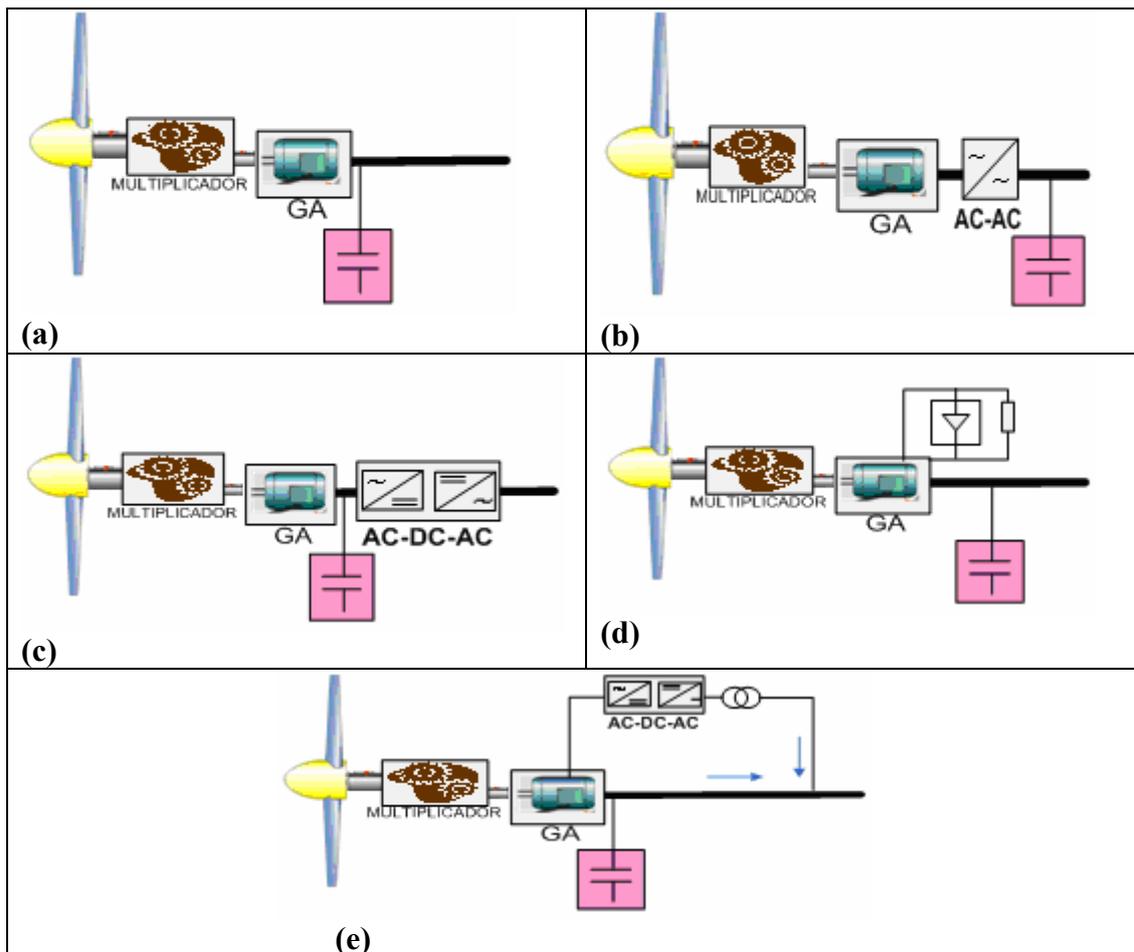
Dependendo do tamanho do parque eólico, a sua rede elétrica interna pode operar em média tensão com valores típicos de 13,8kV, principalmente se o parque for conectado ao sistema de distribuição local que opera tipicamente neste nível de tensão, e de 33,5kV, considerando a conexão do parque eólico ao sistema de subtransmissão, que geralmente opera em 69kV e 138kV. O parque eólico também pode ser conectado ao sistema de transmissão que opera nas tensões típicas de 230kV e 500kV, sendo que nestes casos utiliza-se um transformador elevador para compatibilizar a tensão da rede interna do parque com a tensão de conexão. Nestas condições, a fim de conseguir um melhor controle sobre as variações lentas da tensão no ponto de conexão da central eólica, o transformador pode possuir um sistema de regulação de tensão sob carga, este tipo de transformador é conhecido como *transformador de tap variável* [9].

## 2.2 Concepções tecnológicas de conexão de turbinas eólicas à rede elétrica.

Devido à variabilidade da geração eólica, foram desenvolvidas tecnologias para a conexão das turbinas eólicas com a rede elétrica, a princípio, com o objetivo de manter o sincronismo da operação da turbina em relação à frequência da rede elétrica. Para ilustrar, de maneira didática, os principais conceitos a respeito da conexão de centrais eólicas, as diferentes opções tecnológicas são apresentadas primeiramente para as turbinas com geradores assíncronos e em seguida para as turbinas com geradores síncronos.

A Figura 2.7 apresenta as diferentes opções tecnológicas utilizadas em turbinas eólicas com geradores assíncronos. As turbinas eólicas que utilizam este tipo de gerador são equipadas com um multiplicador de velocidades, tendo em vista que os geradores assíncronos operam em altas velocidades de rotação. Além disso, essas turbinas possuem um sistema estacionário de compensação de energia reativa, devido ao fato deste tipo de gerador demandar energia reativa do sistema elétrico para o seu funcionamento [13].

Nas opções de conexão de centrais eólicas com geradores assíncronos, apresentadas na Figura 2.7, encontra-se tecnologias usadas para geradores com rotor de gaiola e para geradores com rotor bobinado. Em (a) é apresentado o esquema de conexão mais simples e o mais largamente utilizado devido a sua robustez, simplicidade e custos mais baixos, nesta configuração a turbina eólica é diretamente conectada à rede elétrica e, praticamente não há flexibilidade no sistema mecânico de forma que a máquina trabalha em velocidade de rotação constante. Outrossim, existem tecnologias que usam geradores com dois enrolamentos possibilitando a operação em duas velocidades para duas faixas de potências geradas. Adicionalmente, são usados dispositivos eletrônicos que limitam a corrente de partida da máquina (*soft-starter*) evitando problemas de afundamento de tensão no ponto de conexão com rede elétrica.



**Figura 2.7:** Diferentes opções tecnológicas para conexão de turbinas eólicas que usam geradores assíncronos. (a) conexão direta para geradores com rotor de gaiola; (b) conexão através conversor AC-AC para geradores com rotor de gaiola; (c) conexão através de inversor com link DC para geradores com rotor de gaiola; (d) conexão direta com controle de torque para geradores com rotor bobinado; (e) conexão direta com controle de torque para geradores duplamente alimentados.

Nas configurações apresentadas na Figura 2.7 (b) e (c), as turbinas eólicas são conectadas à rede elétrica através de um inversor de frequência, sendo que no esquema (c) o inversor possui um link DC. Nestas configurações o inversor de frequência possibilita que a velocidade mecânica de rotação do gerador e sua frequência elétrica sejam independentes, assim o inversor origina um sistema de corrente alternada trifásico independente do gerador permitindo que a turbina opere em velocidade variável. O esquema apresentado em (d), refere-se à turbinas com geradores de rotor bobinado com controle de torque, nesta configuração, com a inserção de uma resistência variável no circuito do rotor do gerador, a resistência total do rotor pode ser controlada por dispositivos eletrônicos de potência, esta configuração proporciona uma forma de controle da potência de saída do gerador. Na opção de conexão em (e), também para turbinas com geradores de rotor bobinado, a conexão é realizada diretamente à rede e a excitação do rotor controlada completamente pelo inversor, isto proporciona a possibilidade de injetar na rede uma potência reativa controlável e programável [9].

A Figura 2.8 apresenta as principais opções tecnológicas relativas à conexão de turbinas eólicas com geradores síncronos. Os geradores podem possuir um rotor com ímã permanente ou um rotor bobinado com excitação externa, na maioria das aplicações em turbinas eólicas, a conexão à rede elétrica é realizada através de inversores de frequência, os quais fazem um desacoplamento completo entre o gerador e a rede elétrica, de forma que a frequência gerada seja compatível com a mesma, além disso,

não é necessário o uso de compensação estática de energia reativa por que o inversor pode realizar o controle da potência reativa.

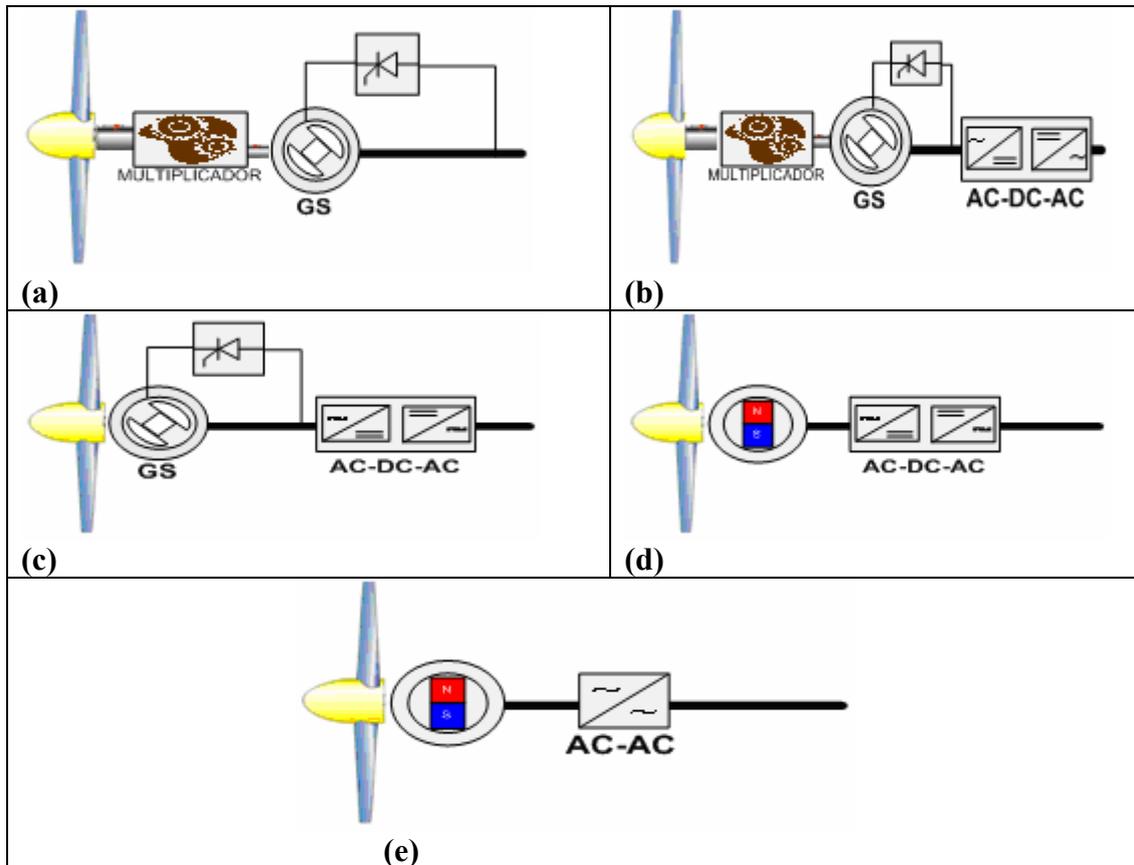
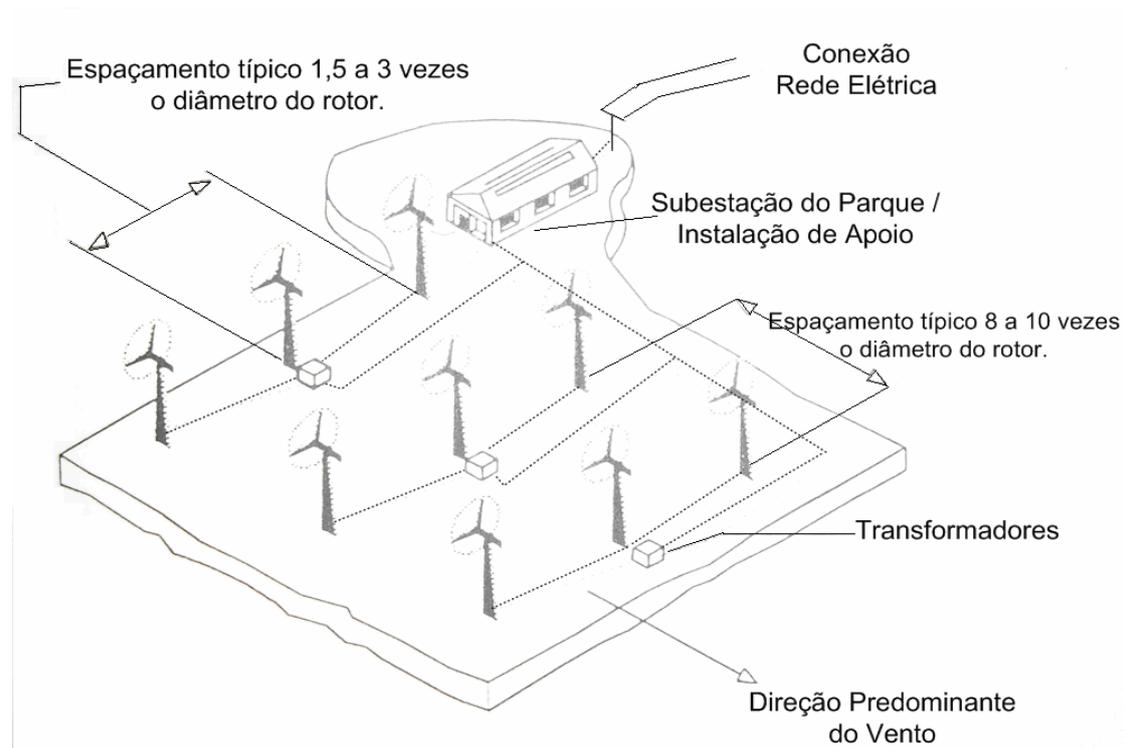


Figura 2.8. Diferentes opções tecnológicas para conexão de turbinas eólicas que usam geradores síncronos. (a) conexão direta para geradores com excitação externa e multiplicador de velocidades; (b) conexão através de inversor para geradores com excitação externa e multiplicador de velocidades; (c) conexão através de inversor para geradores com excitação externa sem multiplicador de velocidades; (d) conexão através de inversor para geradores com excitação por ímã permanente sem multiplicador de velocidades; (e) conexão através de conversor AC-AC para geradores de excitação com ímã permanente.

Na configuração apresentada no diagrama (a) a turbina eólica é diretamente conectada á rede, sendo bastante comum para pequenas potências (<1kW) instaladas em sistemas isolados ou para cargas individuais. Em (b) está ilustrado um esquema de conexão com um gerador síncrono de alta velocidade de rotação, o qual exige a utilização de um multiplicador de velocidades. A opção mais largamente utilizada na indústria eólica, quando se trata de geradores síncronos, é a configuração mostrada em (c), que utiliza geradores síncronos multipolares (vários números de pólos) que podem operar em baixas velocidades de rotação e dispensar o uso do multiplicador de velocidades. Outras opções de conexão, mostradas em (d) e (e), utilizam geradores síncronos com rotor excitado por ímã permanente, podendo utilizar inversores com ou sem elo de corrente contínua (link DC).

### 2.3 Algumas considerações sobre centrais eólicas

A designação de central eólica é dada para um conjunto de turbinas eólicas, dispostas em um determinado local e conectadas a um mesmo ponto da rede elétrica. Outras designações também são usadas, tal como *parque eólico* e *fazenda eólica*, derivadas de termos anglo-saxões.



**Figura 2.9: Exemplo de configuração de uma central eólica.**  
Fonte: Ana Estanqueiro [12].

Em um parque eólico, considerando os efeitos aerodinâmicos de uma turbina sobre as demais, é importante que as turbinas eólicas estejam dispostas de maneira a não causar distúrbios na operação das outras, tal como mostra o exemplo na Figura 2.9 acima.

Quando a central é composta de uma quantidade grande de turbinas, as distâncias mínimas entre as turbinas contribuem para que a central ocupe um terreno de tamanho considerável e do ponto de vista das velocidades de vento este tamanho tem importância fundamental, principalmente no que se refere ao comportamento dinâmico do parque eólico. Desta maneira, a geração em uma central eólica tem uma característica peculiar, pois as velocidades de vento relativas às turbinas individuais podem apresentar diferenças significativas, e dificilmente todas as turbinas alcançam geração máxima simultaneamente.

Além disso, devido à variação temporal da velocidade de vento ser diferente nas turbinas individuais, em termos dinâmicos, ocorre um chamado *fenômeno de alisamento* da potência elétrica produzida em uma central eólica, isto significa dizer que, em uma central eólica, a variação dinâmica da potência produzida é mais amena quando se compara com a geração em uma turbina individual.

Uma questão importante a se levar em conta para uma central eólica é a característica do sistema de compensação de energia reativa. As turbinas eólicas individuais comumente já possuem um sistema de compensação de energia reativa, que em turbinas com geradores de indução, geralmente é composto por um banco de capacitores, com potência escalonada, ligado aos terminais do gerador. Este banco de capacitores é dimensionado para o consumo do gerador de indução em vazio, a fim de minimizar a possibilidade de auto-excitação do gerador quando este se encontra, acidentalmente, em operação isolada da rede elétrica.

Desta forma, é extremamente importante que seja dimensionado um esquema de compensação de energia reativa adicional para a central eólica inteira, como exemplificado pela instalação de apoio na Figura 2.9. Este esquema de compensação pode ser realizado de maneira a adicionar um sistema individual para cada turbina ou pode ser instalado, principalmente no caso de turbinas diretamente conectadas à rede, de forma integrada e comum a todas as turbinas da central e ainda existe a possibilidade de se considerar uma combinação das duas opções apresentadas [12]. Deve-se notar que a compensação de energia reativa para a central eólica deve levar em conta, também, o consumo de energia reativa dos transformadores e linhas elétricas internas da central eólica.

### 3. INTEGRAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA

As centrais eólicas de grande porte podem contribuir para atender uma considerável parcela da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) podendo reduzir a emissão de poluentes atmosféricos que seriam gerados por usinas térmicas para atender a tal demanda e, também, diminuir ou adiar a necessidade de construção de usinas hidrelétricas e termelétricas.

Um montante superior a 1,4 GW de potência eólica está previsto para a integração no sistema elétrico brasileiro até 2008. Este montante estará concentrado, praticamente, em duas regiões do país, a saber, a região nordeste e a região sul, conforme comentado no Capítulo 1 desta dissertação. Para a região nordeste, o montante de potência eólica a ser instalado está próximo de 800MW [6], o que poderá representar mais de 10% da carga leve registrada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para esta região. Considerando que as instalações serão conectadas ao sistema elétrico como geração distribuída, em localidades mais próximas dos centros de consumo, existirá a possibilidade de que as centrais eólicas excedam as demandas locais e utilizem as linhas de transmissão do SIN para atender cargas mais distantes. E, dependendo das potências instaladas envolvidas e das condições de vento e de carga, a operação das centrais eólicas pode, em certos momentos, acarretar em inversão do fluxo de potências nas linhas de transmissão.

No contexto atual, a inserção de grandes blocos de geração de energia eólica demanda um maior conhecimento dos impactos desta tecnologia sobre o sistema elétrico. Este conhecimento é importante para minimizar os impactos ao sistema elétrico e evitar ou minimizar os problemas na qualidade da energia, na estabilidade e na segurança da operação do sistema elétrico.

Neste capítulo são apresentados os impactos da geração eólica no sistema de potência, classificados, nesta dissertação, como: impactos em regime permanente, regime dinâmico e regime transitório. Adicionalmente, no final deste capítulo são apresentadas algumas informações relevantes ao acesso de centrais eólicas ao SIN, constantes nos *Procedimentos de Rede* [16].

#### 3.1 Impacto da energia eólica na operação do sistema elétrico de potência

Alguns problemas e restrições encontrados quando um parque eólico é conectado à rede elétrica podem ser similares aos de quaisquer tipos de geração distribuída, independente da tecnologia de geração (i.e. PCH, biomassa, GLP, etc.). Por outro lado, existem aqueles que são característicos da geração eólica. Estes problemas estão relacionados tanto à natureza estocástica do vento quanto ao tipo de tecnologia usada na geração eólica, além disso, estes problemas também estão relacionados com o tipo de conexão com a rede.

A geração de eletricidade em usinas eólicas é variável e “semicontrolável”. A variabilidade desta geração está relacionada à variação do recurso eólico, que é de natureza estocástica e não-controlável. Portanto, a potência gerada em uma central eólica não pode ser controlada como em uma usina convencional, na qual a fonte primária é controlável. Contudo, nas centrais eólicas, a potência elétrica gerada pode ser limitada em função de certas restrições (e.g. rede elétrica), sendo assim considerada uma forma de geração semicontrolável.

Na geração eólica não é possível reservar, com segurança, uma determinada quantidade de energia para ser entregue em um momento futuro predeterminado. No entanto, as usinas eólicas podem ser consideradas “semidespacháveis”, pois elas podem ser despachadas a menor, isto significa dizer que, quando solicitadas pelo operador do sistema elétrico, elas podem reduzir a geração eólica, porém estes despachos são usados apenas em condições de contingência (e.g. perda de uma linha de transmissão), visto que eles representam perda de receita dos produtores independentes.

Diante da sua característica inerente de reduzida capacidade de controle, a geração eólica impacta no sistema elétrico em diversos horizontes. Considerando horizontes de planejamento energético, são avaliadas as probabilidades de déficits energéticos no sistema como um todo devido à geração eólica. Os problemas de carregamento em linhas de transmissão, assim como controle dos níveis de tensão e perdas elétricas são relevantes quando são avaliadas as questões de planejamento elétrico. Finalmente, no horizonte de operação do sistema elétrico (tempo real), as questões de qualidade e estabilidade também são relevantes.

A seguir, são apresentados os principais impactos da geração eólica no planejamento elétrico da operação do sistema. Eles estão classificados em regime permanente, dinâmico e transitório.

### 3.1.1 Impactos em regime permanente

No sistema elétrico de potência, os fenômenos com escalas de tempo maiores do que 10 minutos são incluídos dentro da classificação de regime permanente. Assim, grandezas relacionadas com operação contínua do sistema, como por exemplo, perdas elétricas, são definidas em regime permanente [28].

As variações na velocidade de vento, desde escalas de tempo sazonais até horárias, e suas conseqüentes variações na geração eólica são os principais fatores referidos aos impactos, em regime permanente, das centrais eólicas sobre o sistema elétrico.

Os três principais grupos, classificados nesta dissertação, relacionados aos impactos da geração eólica em regime permanente são:

- Nível de carregamento nas linhas de transmissão.
- Variações lentas de tensão.
- Distorções Harmônicas.

#### 3.1.1.1 Nível de carregamento nas linhas de transmissão

A instalação de grandes centrais eólicas em locais remotos pode exceder as necessidades das cargas locais, de maneira que a produção das centrais eólicas precisaria ser escoada pelas linhas de transmissão e conduzida aos centros de carga mais distantes da instalação.

Dependendo da configuração do local de conexão, as centrais eólicas podem concorrer com as centrais convencionais de geração de energia no uso das redes de transmissão e, eventualmente, os limites de máxima transmissão das linhas podem ser atingidos [13]. Quando o limite de transmissão de uma linha é ultrapassado, é dito que o nível de carregamento da linha foi superado. Este nível de carregamento é definido em MVA com base nas características térmicas e elétricas das linhas, e possui um valor relacionado às condições de operação normal e outro relacionado às condições de operação em contingência. Deve-se ressaltar que o nível de carregamento está ligado a um tempo limite de ultrapassagem, isto significa dizer que um certo nível de carregamento pode ser ultrapassado por um certo tempo limite.

Em alguns casos, problemas de carregamento de linhas de transmissão têm sido relatados como limitantes da integração de centrais eólicas. A Figura 3.1 exemplifica uma situação em que as centrais eólicas podem escoar sua produção pela rede de transmissão. Em (a), apresenta-se um caso com uma instalação de geração distribuída e, em (b), ilustra-se uma nova situação do sistema com a conexão de uma central eólica.

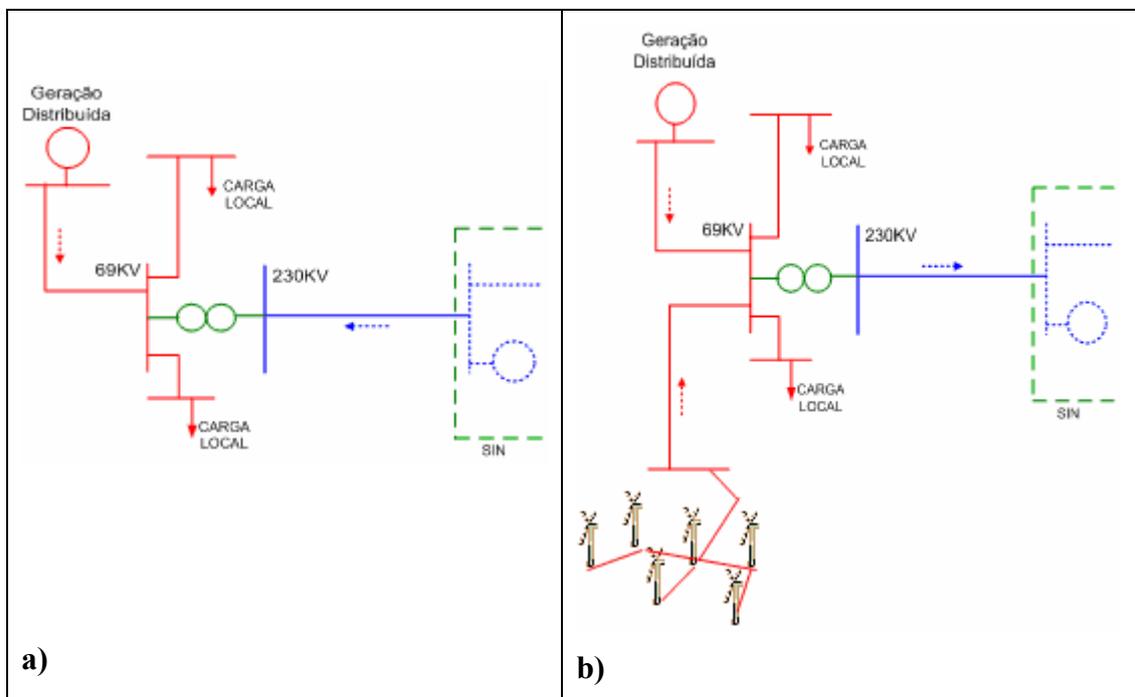


Figura 3.1: Fluxo de potência nas linhas transmissão a) sem central eólica e b) com a central eólica.

Na Figura 3.1 (a), a geração distribuída alimenta parte das cargas locais, neste caso a demanda local remanescente é suprida, pela energia de gerações que estão em locais remotos, através das linhas de transmissão. Em (b) a central eólica supre o restante da demanda local e escoar a energia excedente pelas linhas de transmissão invertendo assim o fluxo de potência.

Depois de invertido, o fluxo de potências na linha de transmissão torna-se maior nos momentos que a demanda local é mínima e as velocidades de vento são altas e, dependendo das características da rede e das potências instaladas envolvidas, o limite máximo de transmissão de energia poderá ser excedido [13].

Com as instalações eólicas previstas no PROINFA, uma situação similar pode ocorrer nas linhas de transmissão em 230 kV que alimentam a região de Açú, no Rio

Grande do Norte. A Figura 3.2 mostra a configuração do sistema de transmissão da referida região, incluindo as centrais eólicas em fase de instalação.



**Figura 3.2** Linhas de Transmissão em uma parte da região nordeste. Representação da situação futura de integração eólica na região.

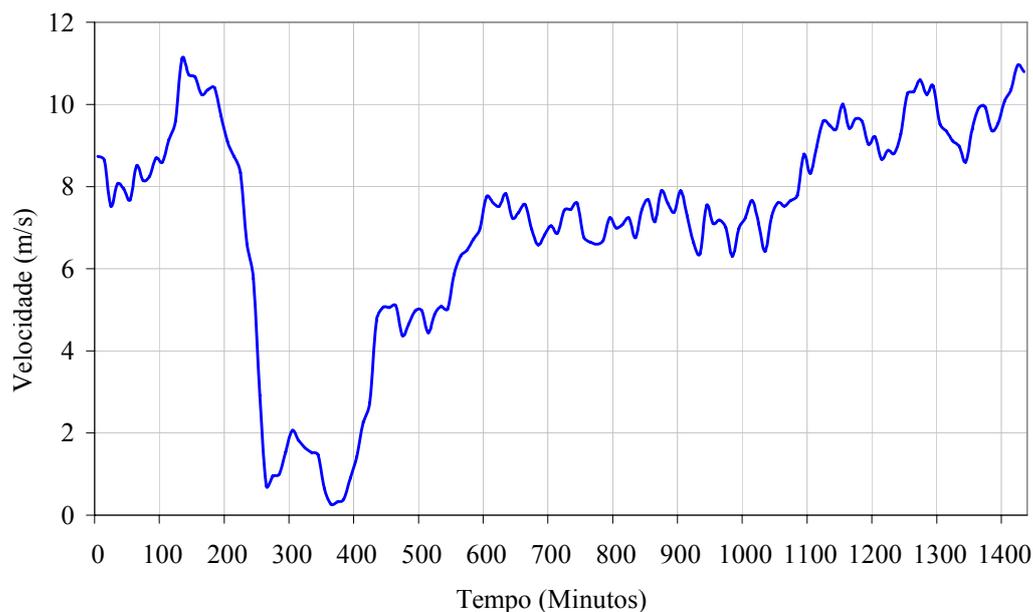
Fonte: ONS (ADAPTADO)

Como mostra a Figura 3.2, na subestação AÇU-II (230kV) está conectada a usina termelétrica TERMOAÇU, esta supre uma considerável parte das cargas locais. Conforme dados disponibilizados pelo PROINFA e pelo ONS, a potência instalada das centrais eólicas nas subestações AÇU-II (230kV) e RUSSAS-II (230kV) somam mais de 300 MW. Com a operação concomitante de todas estas centrais (incluindo a termelétrica) e em uma condição de contingência simples de perda de linha em período de carga leve, o fluxo de potência nas linhas de transmissão remanescentes pode exceder os limites operacionais da rede de transmissão. Em certos casos, problemas como este pode ser um fator impeditivo do acesso ao sistema, principalmente porque demandam reforços de rede e aumentam o custo da instalação.

### 3.1.1.2 Variações lentas de tensão

As variações do vento em escalas de tempo horárias, diárias ou semanais provocam variações lentas da potência elétrica produzida pela turbina eólica e estas variações na potência, dependendo das características da rede elétrica e do tipo de turbina eólica, acarretam em variações de tensão indesejáveis no ponto de conexão.

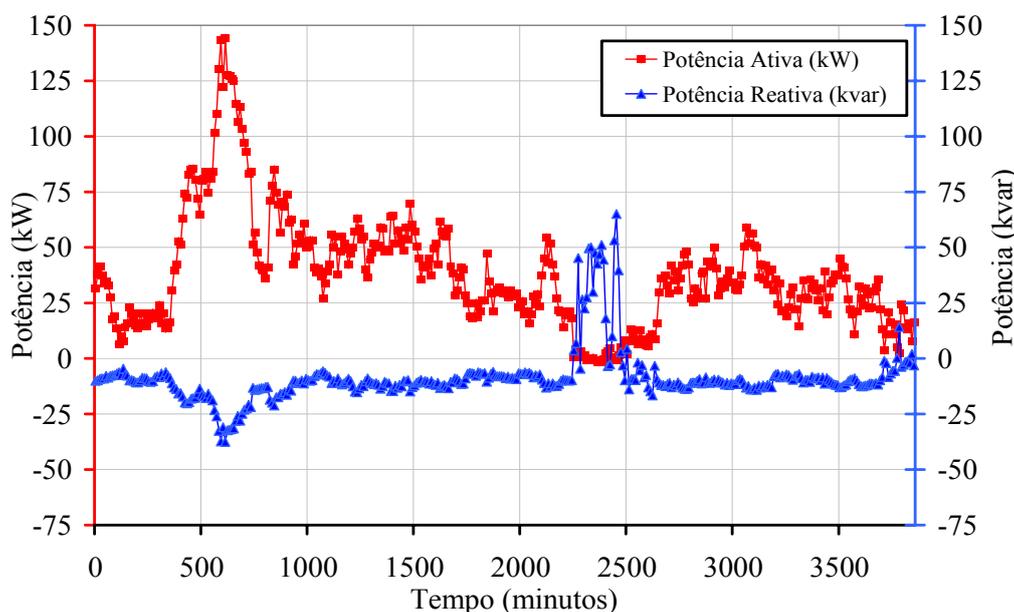
Para ilustrar uma variação temporal da velocidade de vento, a Figura 3.3 apresenta a variação das velocidades de vento, em um determinado local, medidas com sensores dispostos a 30 m de altura e integralizadas em médias de 10 minutos.



**Figura 3.3: Variação diária da velocidade vento (registros em médias de 10 minutos).**

Conforme observado na Figura 3.3, a velocidade de vento sofre grandes variações. No intervalo de tempo ilustrado na figura, por exemplo, a velocidade de vento variou de valores próximos ao zero até valores de 10 a 11m/s. É interessante ressaltar que uma variação relativamente pequena na velocidade de vento leva a uma diferença considerável na potência elétrica gerada pela central eólica, tendo em vista que a potência extraída do vento é proporcional ao cubo da sua velocidade, como foi discutido no Capítulo 2.

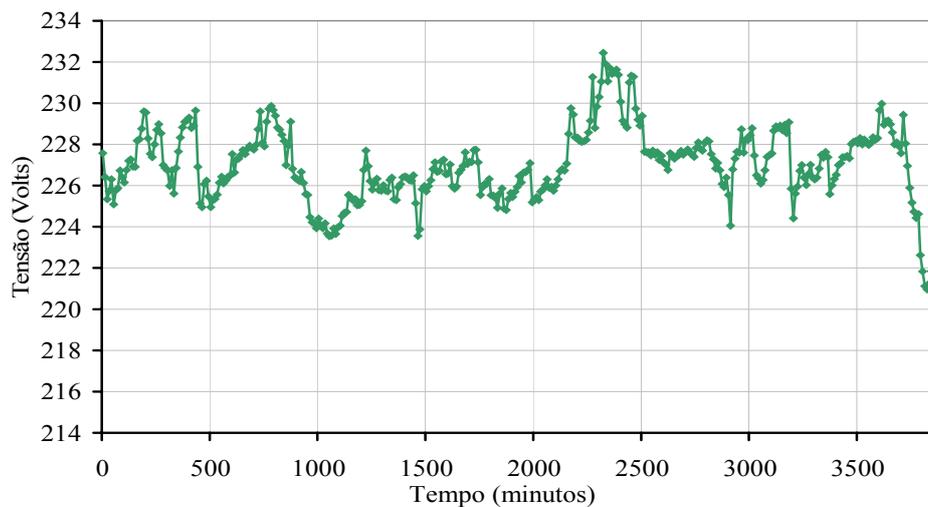
Como se sabe, a potência gerada por uma turbina eólica varia de acordo com o regime de vento. Para ilustrar a variação de potência em uma central eólica, a Figura 3.4 mostra o registro das potências ativa e reativa, durante uma campanha de medição de 3 dias, realizada na turbina eólica OWW250 (250kW) do Centro Brasileiro de Energia Eólica, em Olinda-PE.



**Figura 3.4: Potências (ativa e reativa) medidas na turbina eólica OWW250 (250kW) em Olinda-PE, no período de 30/09/2005 a 03/10/2005.**

Na Figura 3.4, observa-se que os valores de potência ativa variam de 0 a 149 kW. Esta turbina eólica é diretamente conectada à rede elétrica e possui uma tecnologia que utiliza um gerador de indução com um sistema estático de compensação de energia reativa. Na figura, os valores negativos da potência reativa indicam que a turbina eólica demanda energia reativa da rede elétrica para excitar o gerador, esta é uma característica bastante relevante deste tipo de tecnologia de geração [7][8] [9].

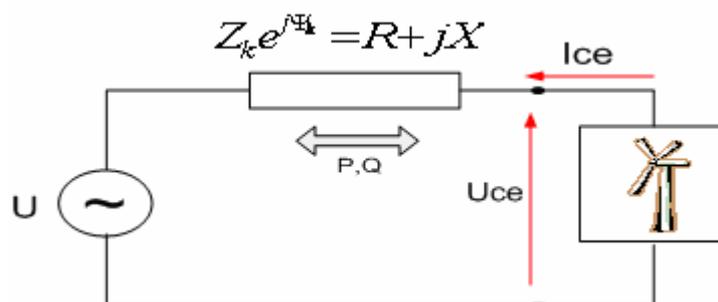
Conforme observado, a potência elétrica varia ao longo do dia. Esta variação resulta na variação dos fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão que por sua vez ocasionam variação de tensão. A Figura 3.5 ilustra a tensão registrada na turbina eólica correspondente ao período registrado na Figura 3.4.



**Figura 3.5: Variação da tensão medida na turbina eólica OWW250 (250kW) em Olinda-PE, no período de 30/09/2005 a 03/10/2005.**

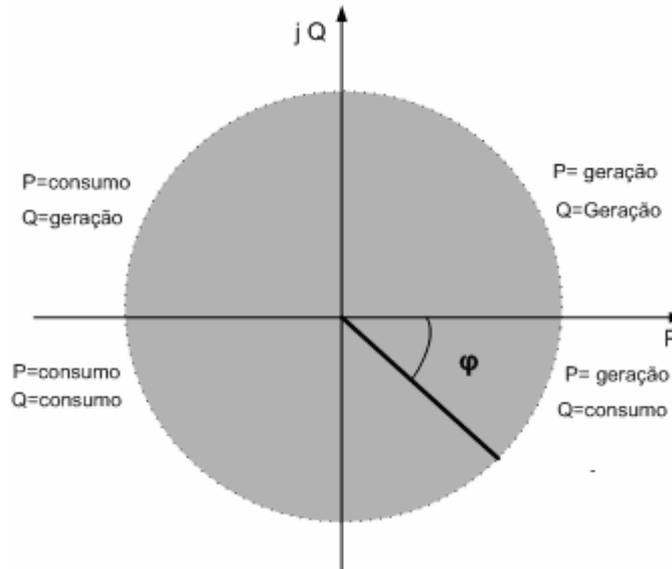
Em situações que a velocidade do vento é alta, a produção das centrais eólicas pode ocasionar elevações de tensão indesejáveis, principalmente, quando a carga local está baixa. Por outro lado, quando a geração de energia eólica for baixa e a carga local elevada, poderão ocorrer afundamentos de tensão. A oscilação da carga ao longo do dia, juntamente com a variação do vento, ocasiona fluxos de potências que levam à ocorrência de variações de tensão.

A fim de avaliar a variação de tensão que ocorre devido à injeção de potência no ponto de conexão, pode-se considerar uma análise simplificada na qual a rede elétrica é representada por sua impedância equivalente de curto-circuito ( $Z_k$ ), vista a partir do ponto de conexão, e pela tensão equivalente ( $U$ ), como apresentado na Figura 3.6.



**Figura 3.6: Digrama equivalente simplificado da conexão da central eólica.**

A tensão no ponto de conexão da central eólica ( $U_{ce}$ ) depende do fator de potência da central eólica ( $\cos(\varphi)$ ), da relação de curto-circuito ( $r_{cc}$ ) e do ângulo da impedância de curto-circuito ( $\psi_k$ ). O fator de potência da central eólica é a relação entre as potências ativa (P) e aparente (S), conforme a equação (3.1). Ele, de maneira geral, representa a característica da central com relação ao consumo ou geração de potência reativa (Q), como ilustra a Figura 3.7.



**Figura 3.7: Fator de Potência – Relações de consumo e geração de potências ativa e reativa.**

A relação de curto-circuito ( $r_{cc}$ ) é a razão entre a potência de curto-circuito ( $S_k$ ) da rede elétrica e a potência (S) injetada pela central eólica no ponto de conexão, conforme a equação (3.2). O ângulo da impedância de curto-circuito representa a relação entre a reatância (X) e a resistência (R) desta impedância, conforme a equação (3.3).

$$\cos(\varphi) = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (3.1)$$

$$r_{cc} = \frac{S_k}{S} = \frac{U_n^2}{\sqrt{R^2 + X^2}} \cdot \frac{1}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (3.2)$$

$$\tan(\psi_k) = \frac{X}{R} \quad (3.3)$$

Levando em conta as simplificações ilustradas na Figura 3.6, pode-se calcular a tensão no ponto de conexão da central eólica através da equação (3.4).

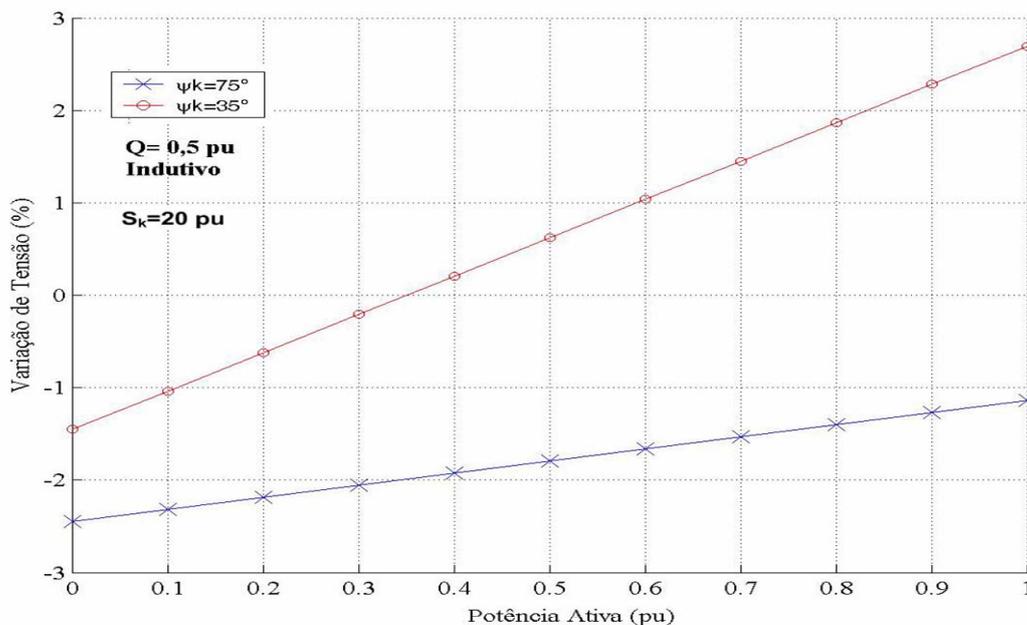
$$|U_{ce}| = \sqrt{\frac{U^2 + 2 \cdot (R \cdot P + Q \cdot X) + \sqrt{U^4 + 4 \cdot (R \cdot P + Q \cdot X) \cdot U^2 - 4 \cdot (X \cdot P + R \cdot Q)^2}}{2}} \quad (3.4)$$

Assim, pode-se ilustrar a variação da tensão no ponto de conexão em função dos parâmetros mencionados e calcular a diferença percentual da tensão no ponto de conexão em relação à tensão do sistema através da equação (3.5).

$$\Delta U = \frac{|U_{ce}| - |U|}{|U|} \cdot 100 \quad (3.5)$$

Onde  $\Delta U$  é a variação de tensão em termos percentuais em relação à tensão do sistema.

A Figura 3.8 mostra a variação de tensão, em termos percentuais, no ponto de conexão em função da potência injetada na rede para diferentes ângulos de curto-circuito. Neste exemplo, considerou-se, para a central eólica, um valor fixo de potência reativa ( $Q$ ), a fim de ilustrar o efeito das diferentes relações entre os fluxos de potências ativa e reativa na variação de tensão para uma dada potência de curto-circuito ( $S_k$ ) da rede elétrica. A variação de tensão pode ser positiva ou negativa dependendo da direção do fluxo das potências ativa e reativa e dos valores de  $R$  e  $X$ .



**Figura 3.8.** Variação de tensão no ponto de conexão em função da relação de curto-circuito para diferentes ângulos da impedância de curto-circuito.

O ângulo da impedância de curto-circuito representa a relação  $X/R$  da rede elétrica, esta relação indica se a rede possui uma característica, em termos elétricos, mais resistiva ou mais indutiva.

Observando a Figura 3.8, nota-se uma maior sensibilidade à injeção de potência, com relação à variação de tensão, quando o ângulo da impedância de curto-circuito é pequeno. Estas amplitudes de variação de tensão estão ligadas às perdas elétricas que são obviamente mais altas em redes caracterizadas por ângulos de impedância pequenos, os quais traduzem uma suplantação da resistência equivalente ( $R$ ) da rede elétrica em relação à sua reatância equivalente ( $X$ ). Além disso, é importante destacar que as variações de tensão também estão relacionadas ao fator de potência da central eólica, em outras palavras, a variação de tensão depende do sentido dos fluxos de

potências ativa e reativa na rede. Assim, considerando uma determinada potência de curto-circuito e um ângulo de impedância deve existir uma relação entre os fluxos de potências ativa e reativa que conduz a uma variação de tensão mínima.

A variação de tensão é um indicativo de perdas elétricas no sistema, que são caracterizadas por uma quantidade de energia dissipada nos condutores das linhas de transmissão e nos equipamentos (e.g. transformadores). Então dependendo do fluxo de potência, as correntes que fluem nas linhas de transmissão acarretam em perdas mais ou menos relevantes. As perdas por efeito joule devido ao fluxo de potência ativa são inerentes ao sistema de transmissão, porém o fluxo de potência reativa pode ser evitado ou reduzido para se diminuir perdas elétricas globais.

### 3.1.1.3 Distorções harmônicas causadas por turbinas eólicas

A presença de correntes e tensões harmônicas no sistema de potência é prejudicial, porque elas provocam sobreaquecimento, falhas e má operação em equipamentos, falha na operação de equipamentos de proteção e interferência em circuitos de comunicação, neste último caso os sistemas de proteção telecomandados em subestações podem ser prejudicados.

A distorção harmônica é um impacto mais relevante para turbinas eólicas conectadas à rede através de conversores de frequência do que para aquelas que são diretamente conectadas. As turbinas eólicas de velocidade de rotação fixa (diretamente conectadas) não são fontes significantes de correntes harmônicas para o sistema elétrico, tendo em vista que equipamentos não lineares (*soft-starter*) que podem provocar distorções estão em operação somente nos momentos de partida dos geradores. Entretanto as turbinas de velocidade de rotação variável, que são equipadas com conversores eletrônicos de frequência, podem ser fontes de distorção harmônicas para o sistema elétrico [34].

Neste tipo de conexão pode haver a necessidade de tecnologias que minimizem esta emissão e/ou a utilização de filtros para harmônicas nas frequências prejudiciais ao sistema elétrico.

## 3.1.2 Impactos em regime dinâmico.

No sistema elétrico, os fenômenos que ocorrem numa escala de milissegundos até 10 minutos são classificados em regime dinâmico. O impacto das centrais eólicas sobre o sistema, neste horizonte de tempo, está relacionado com as variações dinâmicas da geração eólica. As variações dinâmicas da potência gerada pela central eólica estão ligadas tanto às variações rápidas do vento (turbulência) como à dinâmica estrutural das turbinas eólicas e às características de controle da geração [10][11][12].

### 3.1.2.1 Oscilações Dinâmicas de Tensão

As variações na velocidade do vento são traduzidas como variações de potência mecânica convertidas no rotor aerodinâmico das turbinas eólicas. Estas variações mecânicas, provocadas pelo vento, excitam dinamicamente a estrutura das turbinas eólicas e resultam em oscilações mecânicas que são transmitidas para a energia elétrica gerada. De maneira similar àquela apresentada na seção anterior, as oscilações na

potência elétrica das turbinas eólicas podem ocasionar variações de tensão no sistema elétrico, mas, neste caso, as variações de tensão são mais rápidas.

### 3.1.2.2 Cintilação (*Flicker*)

As variações da velocidade de vento, juntamente com as características dinâmicas e estruturais das turbinas eólicas, são manifestadas na geração elétrica na forma de oscilações dinâmicas de potência. Estas oscilações de potência podem levar a ocorrência de cintilação (*flicker*) que é um fenômeno definido pela variação na intensidade luminosa de lâmpadas incandescentes em frequências perceptíveis pelo olho humano. No sistema elétrico, a severidade da cintilação é adotada como representativa da flutuação da tensão num dado barramento da rede elétrica [17].

As turbinas eólicas não são as únicas fontes do fenômeno de cintilação no sistema elétrico, outros principais causadores deste fenômeno são, por exemplo, eventos como a conexão e desconexão de grandes cargas, operação de motores de grande potência, cargas variáveis (e.g. cargas controladas por termostatos), entre outras.

A IEC 61400-21, que é a norma internacional para certificações de qualidade de energia em turbinas eólicas, apresenta uma avaliação do nível de cintilação emitido por uma central eólica, a qual consiste na análise do desempenho do sistema elétrico com a central em operação contínua e, também, em operação de chaveamento de unidades geradoras ou banco de capacitores [9][34].

Na operação contínua da central eólica o fenômeno de cintilação ocorre devido às variações rápidas do vento e também devido a efeitos dinâmicos e estruturais das turbinas eólicas, tal como o efeito da sombra da torre, efeito mecânico que o rotor da turbina sofre cada vez que uma pá passa em frente à torre. Em operações de chaveamento as centrais eólicas podem provocar o fenômeno de cintilação no sistema elétrico. As operações de chaveamentos típicas em centrais eólicas são aquelas de partida ou de parada dos geradores e também as operações de troca de enrolamento, no caso de turbinas equipadas com esta opção de funcionamento.

### 3.1.2.3 Afundamento momentâneo de tensão e operações de partidas.

O afundamento de tensão é uma variação de tensão de curta duração (VTCD) definida como a conservação do valor eficaz da tensão abaixo dos limites aceitáveis dentro de um período de tempo numa escala que varia de milissegundos até 1 minuto. A amplitude que define afundamento de tensão está na faixa que vai de 0,1 pu até 0,9 pu da tensão nominal. As tensões momentâneas abaixo de 0,1 pu são consideradas interrupções de tensão e não afundamento de tensão [18].

O afundamento momentâneo de tensão é caracterizado para uma duração que varia entre 1 ciclo (16,6 ms) e 3 segundos, enquanto o afundamento temporário de tensão é definido para intervalos de tempo de 3 segundos até 1 minuto [18]. As principais causas da ocorrência deste fenômeno no sistema elétrico são apontadas como sendo curtos-circuitos e sobrecarga, partidas de grandes motores elétricos, entre outras.

Em operações de partida de geradores ou em caso mudança automática de enrolamentos do gerador, as centrais eólicas podem causar estes distúrbios no sistema

elétrico. Quando a central é composta por geradores de indução e são conectadas à rede elétrica sem interface de conversor eletrônico de potência (diretamente conectadas à rede), em geral as turbinas possuem mecanismos que limitam a corrente de partida em até 3 vezes a corrente nominal. Sem estes mecanismos a corrente de partida pode atingir valores de até 8 vezes a corrente nominal.

Para turbinas eólicas com conversores de frequência, a corrente de partida é controlada pelo conversor apresentando valores consideravelmente baixos [9][12]. As centrais eólicas corretamente equipadas com dispositivos de partida suave (soft-starter), que limitam a corrente de partida, não causam sérios problemas com afundamento de tensão [11].

### 3.1.3 Impactos em regime transitório

A estabilidade do sistema elétrico pode ser comprometida por eventos transitórios, sendo estes definidos como aqueles que ocorrem em frações de segundos, como por exemplo, os curtos-circuitos.

Em geral os transitórios elétricos estão divididos em duas grandes categorias: transitórios eletromecânicos e transitórios eletromagnéticos [29]. Considerando turbinas eólicas e seus impactos no sistema elétrico, a maioria das pesquisas tem demonstrado influências somente nos transitórios eletromecânicos [36]. Neste sentido os principais efeitos se restringem à estabilidade elétrica da operação de centrais eólicas em faltas na rede elétrica e perdas de geração devido à desconexão de uma linha de transmissão ou uma conexão súbita de uma grande carga.

#### 3.1.3.1 Efeitos devido a curtos-circuitos

Durante um curto-circuito, os níveis de tensão nos terminais das turbinas eólicas são reduzidos a valores muito baixos. Durante a ocorrência da falha a turbina esta incapacitada de transmitir a potência mecânica convertida em elétrica ao sistema e a velocidade de rotação tende a aumentar.

No momento da remoção do curto circuito, as turbinas eólicas contribuem com um impulso de corrente muito alto devido à energização dos equipamentos, esse pico de corrente pode levar a perda de estabilidade do sistema. Este impulso de corrente está relacionado com o fenômeno de excitação das máquinas e pode ser comparado com a corrente de partida das turbinas, entretanto, por ser um evento de curtíssima duração não é possível a atuação dos dispositivos ‘soft-starters’.

A intensidade desta corrente depende de vários fatores, destacando-se aqueles relacionados à excitação da máquina, à transmissão da energia cinética, armazenada nas turbinas, para o sistema e à quantidade de energia armazenada nas turbinas durante a falta na rede. Em outros termos estes fatores referem-se ao nível de tensão nos terminais da turbina eólica durante a falta na rede, à inércia das turbinas eólicas e ao nível de potência da turbina eólica no momento da falta, respectivamente [9].

Durante um afundamento de tensão no ponto de conexão provocado por uma falta em algum ponto da rede, a potência ativa fornecida pela central eólica é reduzida instantaneamente. Esta potência é temporariamente menor do que a potência mecânica

disponível e então a velocidade do rotor tende a aumentar. Para manter a estabilidade do sistema elétrico nestas condições, as unidades geradoras não devem ser tiradas de serviço, o que significa dizer que as centrais eólicas devem garantir seu funcionamento em severos afundamentos de tensão causados por faltas no sistema elétrico, evitando que os mecanismos de proteção para subtensão sejam ativados. Além disso, deve-se garantir que as turbinas não percam a estabilidade de torque devendo restaurar o fornecimento de energia para a rede assim que a falta for eliminada. Essa condição de operação é chamada de “*fault ride through*”, as novas gerações de turbinas eólicas já estão sendo fabricadas com capacidade de ‘*fault ride through*’.

### 3.1.3.2 Desligamentos em altas velocidades de ventos

A saída de operação de uma central eólica, devido à ocorrência de ventos fortes, é uma condição bastante crítica, pois significa uma variação muito grande da potência. Nestes momentos, a central poderia variar da condição de potência nominal para zero e, repentinamente, ocasionar a inversão do fluxo de potência nas subestações da concessionária.

Dependendo da carga local e das características da rede elétrica, essa condição pode representar um sério problema de estabilidade do sistema elétrico.

## 3.2 Acesso ao sistema elétrico interligado nacional

No tópico anterior foram discutidas as principais questões relacionadas com a integração da energia eólica ao sistema elétrico particularmente no horizonte de planejamento elétrico. Nesta seção são apresentados alguns requerimentos exigidos para a conexão de centrais eólicas no sistema elétrico interligado brasileiro.

No Brasil, os acessos às redes de transmissão são estabelecidos pelos *Procedimentos de Rede*. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o curador da integridade das redes mantendo a estabilidade do sistema elétrico e a operação dentro dos padrões de qualidade.

### 3.2.1 Procedimentos de Rede

Os *Procedimentos de Rede* são documentos que formam um meio de garantir a segurança do sistema elétrico mantendo o livre acesso à *Rede Básica de Transmissão*, segundo as resoluções da ANEEL, e são referências básicas para a organização e a execução das atividades internas do ONS [14].

A legislação garante o livre acesso a *Rede Básica* e este livre acesso pretende facilitar a concorrência no mercado de energia elétrica, tendo em vista a interligação do sistema elétrico e a multiplicidade de *Agentes* comercializando energia de diferentes fornecedores, independente de suas localizações físicas. Os produtores independentes, os Agentes de distribuição, os Agentes detentores de autorização para interligação internacional e os consumidores livres que requisitam acesso à *Rede Básica* de transmissão são denominados por *Acessantes*. A Figura 3.9 ilustra a interação entre os Agentes transmissores, os Acessantes e o ONS.

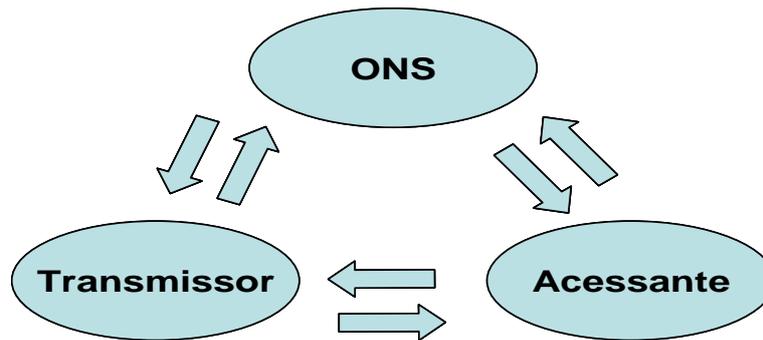


Figura 3.9: Interação dos Agentes no sistema elétrico.

O Agente Transmissor que é representante da Rede Básica na sua área de concessão disponibiliza a sua rede ao *Acessante*, dentro de padrões estabelecidos em contratos de prestação de serviços de transmissão sendo o ONS responsável pela coordenação do controle da operação do sistema.

### 3.2.2 Alguns requisitos estabelecidos pelos *Procedimentos de Rede* para centrais eólicas no âmbito desta dissertação.

Os *procedimentos de Rede* definem uma série de requisitos mínimos gerais exigidos tanto para agentes consumidores quanto para agentes geradores, neste sentido as centrais eólicas devem atender os requisitos exigidos para o acesso à rede básica e preservar os padrões de desempenho definidos em [17].

Em termos gerais, no submódulo 3.8 dos *Procedimentos de Rede*, encontram-se os requisitos técnicos para conexão de centrais eólicas [18] que são resumidos na Tabela 3.1. No entanto, nesta subseção destacam-se os requisitos exigidos para centrais eólicas no que se referem aos problemas em regime permanente que são alvo desta dissertação.

No horizonte de estudos de planejamento elétrico, dois critérios são de mais interesse neste trabalho: nível de tensão em regime permanente e nível de carregamento das linhas de transmissão. Estes critérios são analisados com estudos de fluxo de potências, os quais avaliam o estado do sistema elétrico em um determinado instante no tempo, denominado ponto de operação [22]. Os estudos de fluxo de potência determinam se os níveis de tensão e carregamento das linhas, para uma determinada configuração do sistema e uma determinada condição de carga geração, estão dentro dos limites estabelecidos pelo ONS.

Tabela 3.1: Requisitos técnicos gerais para conexão de centrais eólicas

Requisito	Descrição	Benefício
1. Operação em regime de frequência não nominal	(a) Operação entre 56,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de sub e sobrefrequência instantâneos; (b) Operação abaixo de 58,5 Hz por até 20 segundos; (c) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de sub e sobrefrequência temporizados; (d) Operação acima de 61,5 Hz por até 10 segundos.	Evitar o desligamento dos geradores quando de déficit de geração, antes que o Esquema de Alívio de Carga atue completamente ou em condições de sobrefrequência controláveis.
2. Geração/Absorção de reativos	No ponto de conexão, a central geradora eólica deve propiciar os recursos necessários para, em potência ativa nominal e quando solicitado pelo ONS, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo dentro da faixa especificada abaixo: (a) Fator de potência mínimo de 0,95 capacitivo; (b) Fator de potência mínimo de 0,95 indutivo.	Participação efetiva no controle da tensão, com conseqüentes melhorias nas margens de estabilidade de tensão.
3. Operação em regime de tensão não nominal	No ponto de conexão da central geradora: (a) Operação entre 0,90 e 1,10 p.u. da tensão nominal sem atuação dos relés de sub e sobretensão temporizados; (b) Operação entre 0,85 e 0,90 p.u. da tensão nominal por até 5 segundos.	Evitar o desligamento da usina quando há variações de tensão no sistema.
4. Participação em Sistemas Especiais de Proteção (SEP)	Possibilidade de desconexão automática ou redução de geração mediante controle de passo e/ou de stall das pás.	Minimizar conseqüências de perturbações no sistema, incluindo sobrefrequências no caso de ilhamentos.

Fonte: ONS-Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Os limites operativos da tensão nos barramentos do sistema elétrico exigidos pelo ONS são fornecidos, com base em estudos periódicos para diversas condições de carga, pelo próprio ONS quando solicitados. No entanto, dependendo do objetivo da avaliação (e.g. estudos de aplicação e reforços) podem ser utilizados os valores constantes na Tabela 3.2 abaixo para a duração máxima de 10 minutos, fornecida no submódulo 23 dos *Procedimentos de Rede* [22], e devendo se considerar o atendimento à faixa de fator de potência estabelecida pelo ONS e constante na Tabela 3.1 acima.

**Tabela 3.2: Níveis de tensão (fase-fase) em corrente alternada.**

TENSÃO BASE		TENSÃO MÍNIMA		TENSÃO MÁXIMA	
(kV)	(p.u.)	(kV)	(p.u.)	(kV)	(p.u.)
69,0	1,0	65,6	0,95	72,5	1,05
88,0	1,0	83,6	0,95	92,4	1,05
138,0	1,0	131,0	0,95	145,0	1,05
230,0	1,0	218,0	0,95	242,0	1,05
345,0	1,0	328,0	0,95	362,0	1,05
440,0	1,0	418,0	0,95	460,0	1,05
500,0	1,0	475,0	0,95	550,0	1,10
525,0	1,0	500,0	0,95	550,0	1,05
765,0	1,0	688,0	0,90	800,0	1,046

Fonte: ONS-Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Além dos limites de tensão e fator de potência, outra consideração a ser feita nos estudos em regime permanente é a questão do carregamento das linhas de transmissão e equipamentos terminais. Os limites de carregamento em linhas de transmissão, tratados no submódulo 23.3, para estudos em regime permanente, devem ser informados pelos agentes de transmissão e distribuição para condições normais e de emergência e são definidos em contratos de prestação de serviço de transmissão [22]. Tendo em vista estudos de planejamento elétrico e estudos operacionais e pré-operacionais, são considerados carregamentos máximos definidos usualmente para duração de 15 minutos, 30 minutos e 4 horas. Nos estudos de carregamentos estes valores são definidos desta forma para que seja possível avaliar estratégias de controle de carregamento e recomendações no plano de melhorias.

## 4. SIMULADOR DE SISTEMAS ELÉTRICOS COM CENTRAIS EÓLICAS

Para os estudos de integração eólica considerando o horizonte de planejamento elétrico, é importante o uso de ferramentas que simulem a operação tanto das centrais eólicas como do comportamento do sistema elétrico devido à operação delas. Para as análises nesta dissertação, foi desenvolvida uma ferramenta de simulação do sistema elétrico a qual inclui a operação das centrais eólicas em regime permanente. Neste capítulo, descreve-se a ferramenta computacional desenvolvida.

O simulador calcula os fluxos de potências (ativa e reativa) nas redes, assim como as tensões resultantes, considerando as variações das cargas e da potência eólica injetada. Ele não deve ser confundido com um simples programa de fluxo de potências uma vez que, foram somados algoritmos de um controle supervisor da central eólica que permite simular várias condições operacionais e incluir cenários de operação com grande participação eólica sem, contudo, exceder os limites técnicos do sistema elétrico.

### 4.1 Aplicabilidade do simulador

Conforme apresentados no Capítulo 3, os impactos da integração eólica no sistema elétrico são estudados em diversos horizontes. Nesta dissertação, o maior enfoque é no planejamento elétrico da operação do sistema com ênfase no controle de centrais eólicas a fim de maximizar a geração eólica local. Assim, os horizontes de estudos estão relacionados com o regime permanente, sendo que as grandezas são representadas através de suas médias horárias.

A estabilidade e a qualidade da energia são os principais focos do planejamento elétrico. A estabilidade de um sistema de potência é apresentada como uma característica do sistema, ou de parte dele, de restaurar-se após perturbações (fortes ou fracas), permitindo o restabelecimento de um estado de equilíbrio [32]. Dependendo da perturbação, pode ocorrer perda da estabilidade, o que significa que o *limite de estabilidade* foi ultrapassado. O termo, *limite de estabilidade*, é aplicável tanto ao regime permanente quanto ao transitório. Este limite, em regime permanente, refere-se à máxima transferência de energia para um determinado ponto da rede, sem perda da estabilidade, particularmente no que se refere a tensão. Ele está relacionado aos fenômenos lentos sendo, portanto, analisado com ferramentas para regime permanente. Estabilidade transitória está relacionada com as faltas no sistema elétrico, conforme apresentado no capítulo anterior, e não faz parte do escopo desta dissertação.

A estabilidade em regime permanente é um dos aspectos importantes a se estudar sobre a integração, em larga escala, de energia eólica, sendo conveniente o emprego de ferramentas de cálculo adequadas e que considerem as peculiaridades da geração eólica para a sua análise. Na análise da estabilidade em regime permanente deve-se levar em conta o fato de que os parques eólicos possuem diversas particularidades, que foram tratadas no Capítulo 2.

Além da estabilidade do sistema elétrico, outro parâmetro relevante, na fase de planejamento elétrico, é a avaliação da qualidade de energia elétrica após a conexão de turbinas eólicas. Os estudos nessa fase também consideram cenários em regime permanente e são realizados com ferramentas de fluxo de potências, onde novamente a ferramenta desenvolvida nesta dissertação também é aplicável.

Assim, para fazer um estudo da influência de parques eólicos na rede elétrica torna-se importante o desenvolvimento de modelos que contemplem a variação de potência em função da velocidade do vento, bem como uma correta representação das características elétricas que traduzam, por exemplo, a dependência da tensão e a relação entre a potência ativa e a reativa. O uso das características das máquinas instaladas possibilita relacionar os dados de vento com as potências ativas e reativas, representando modelos mais realistas do que uma mera especificação de potência ativa e de um fator de potência estimado.

## 4.2 Características do simulador

O simulador é composto por vários módulos, sendo que os principais módulos representam a central eólica, a carga e a rede elétrica. Adicionalmente, são incluídos módulos que representam geração convencional e controle supervisor da central eólica. A Figura 4.1 apresenta um diagrama que destaca os seus dados de entradas, os módulos internos e os seus dados de saída.

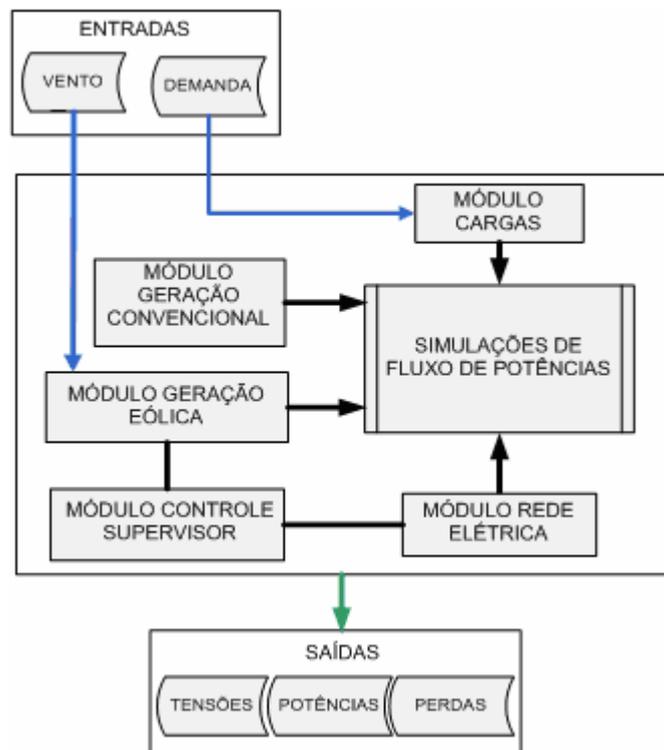


Figura 4.1: Diagrama esquemático do simulador.

O módulo da entrada é composto por dados de velocidade de vento e de demanda do sistema. Tanto os dados de vento quanto os de demanda podem ser estabelecidos na forma de séries temporais ou estatísticas, dependendo do objetivo da análise. Estas séries podem ser obtidas através de simulações específicas ou através de medições. As séries temporais de cargas (demandas) e produção, tanto de centrais convencionais como de centrais eólicas são consideradas simultâneas, a fim de obter uma aproximação mais real dos processos de injeção e absorção de potência nas barras da rede elétrica. A partir da série de vento obtêm-se séries de potência ativa e de potência reativa da central eólica. Com a série de demandas, representa-se a variação do consumo de potência ativa e de potência reativa no sistema elétrico.

Internamente, o simulador é composto por *Módulo Geração Eólica*, *Módulo Geração Convencional*, *Módulo Cargas*, *Módulo Rede Elétrica* e, adicionalmente, *Módulo Controle Supervisor*.

O *Módulo Geração Eólica* contém o modelo da central eólica, ele processa os dados de vento obtendo-se as potências ativas e reativas geradas ou consumidas pelas turbinas eólicas. Assim, este módulo é responsável pela simulação do comportamento das turbinas e da central eólica em relação ao vento incidente e pela representação da demanda de energia reativa do sistema elétrico por ocasião da operação das turbinas.

O *Módulo Geração Convencional* representa as unidades térmicas e centrais hidráulicas com geradores síncronos convencionais. Nestas centrais, além de ser possível especificar a potência produzida, também, em casos específicos, pode-se considerar uma geração com tensão controlada que, em regime permanente, representa-se por potência ativa e tensão independentes da frequência. A potência ativa pode variar conforme a demanda do sistema já que este tipo de geração geralmente possui capacidade para acompanhar a variação de carga em regime permanente. O mesmo vale para potência reativa quando se trata de centrais com tensão não controlada.

O *Módulo Cargas* é a representação das *cargas instaladas* em cada barra do sistema elétrico e cada valor da série de demanda, no módulo de entrada, representa o consumo de potências (ativa e reativa) dessas cargas, formando novas condições operativas do sistema. O *Módulo Rede Elétrica* é representado pelas principais características das linhas de transmissão que são as suas *resistências* em série, *condutâncias* em derivação, *indutâncias* em série e *capacitâncias* em derivação.

No *Módulo Controle Supervisor*, os algoritmos de controle da central eólica estão incluídos. As estratégias de controle baseiam-se na supervisão da tensão no ponto de conexão e do fluxo de potências em ramos específicos da rede, efetuando ações de controle nas turbinas eólicas de modo a respeitar as restrições e, ao mesmo tempo, otimizar a operação elétrica.

Nas simulações de fluxo de potências são utilizadas técnicas de Newton-Raphson para a resolução das equações de fluxo [27], onde através de processo iterativo, encontram-se as tensões e correntes em todos os ramos e barras da rede elétrica. Finalmente, são apresentados os resultados com ênfase nas restrições das linhas de transmissão, perdas elétricas e tensão nas barras especificadas. A modelagem dos componentes de cada módulo será apresentada com mais detalhes na seção 4.3.

#### 4.2.1 Ambiente de simulação

O simulador foi desenvolvido em ambiente MATLAB que é uma ferramenta de computação científica de alto nível produzida pela The MathWorks, Inc [33].

Este ambiente de simulação é interativo e amigável, além de possuir diversas funções e rotinas prontas, existe a possibilidade da inclusão de funções desenvolvidas pelo usuário. Suas funções e seus arquivos de programação (*m-files*) são criados e modificados em qualquer editor de texto ou através do editor próprio, independente da plataforma computacional (Unix, Windows, Macintosh) e, além disso, muitas funções reservadas também podem ser modificadas. Este fato, aliado ao ambiente de trabalho

interativo, possibilita a criação e difusão de vários conjuntos de funções específicas para diferentes áreas da ciência.

Na linguagem MATLAB, pode-se desenvolver os algoritmos utilizando uma sintaxe próxima da notação matemática padrão, principalmente quando as variáveis são vetores ou matrizes, isto porque todas as variáveis são definidas como matrizes [33]. Isto torna a programação mais simples, quando se compara com outras linguagens de programação como, por exemplo, Fortran ou Pascal, e o cálculo matricial com o uso mínimo de laços torna a execução do programa mais rápida.

Os módulos que compõem o Simulador de Centrais Eólicas foram desenvolvidos em *m-files* a partir de seus modelos matemáticos. O algoritmo foi desenvolvido para realizar múltiplos cálculos de fluxo de potências levando em conta a variação da geração eólica e da carga no sistema.

### 4.3 Modelagem

Esta seção apresenta a modelagem dos componentes do simulador, cujas características foram apresentadas na seção anterior. Considerando as aplicações deste simulador, nesta dissertação, os seus componentes foram modelados focalizando o horizonte de planejamento elétrico, isto significa dizer que os modelos são desenvolvidos levando em conta os seus efeitos em regime permanente.

Nas subseções a seguir, serão apresentados os modelos que representam a carga, a rede elétrica, geradores convencionais, turbinas eólicas e o controle supervisor.

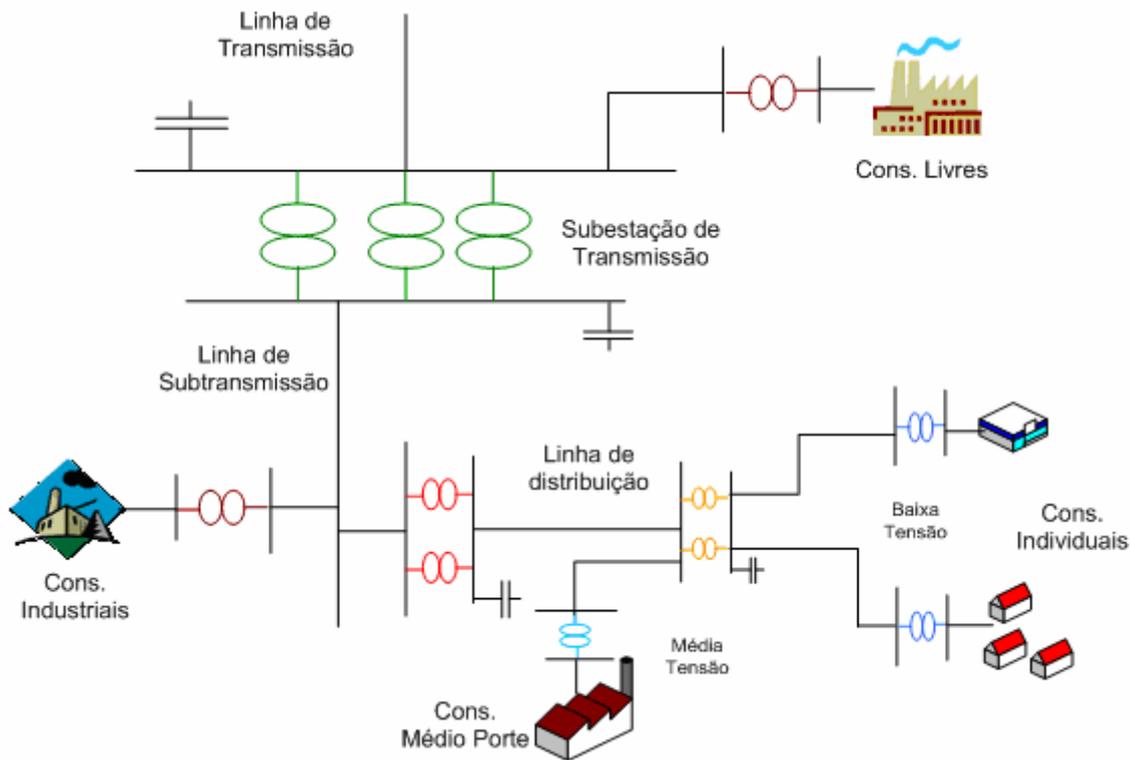
#### 4.3.1 Modelo da carga

As características das cargas têm uma influência importante na operação do sistema, visto que para permanecer em estabilidade ele deve ser capaz de manter, continuamente, a potência de saída das unidades geradoras igual ao consumo das cargas elétricas conectadas ao sistema e perdas.

A modelagem das cargas é deveras complexa, porque um barramento de carga típico, em estudos de estabilidade, é composto por uma diversidade de equipamentos, tais como iluminação (fluorescente, incandescente, pública, etc), eletrodomésticos, aquecedores, motores, e outros. Desta forma, a exata composição da carga é de difícil modelagem, além disso, esta composição varia em função de muitos fatores como o tempo, situação sócio-econômica dos consumidores e condições climáticas. Mesmo que essa composição fosse conhecida exatamente, seria impraticável representar cada componente individual, pois, em um sistema de potência, existem milhões destes componentes na carga total suprida pelo sistema. Assim, a modelagem das cargas é baseada em várias simplificações, geralmente considerando agrupamento de certos tipos de cargas.

A Figura 4.2 ilustra a composição da carga em um sistema elétrico. A carga é composta por vários tipos de consumidores que são conectados ao sistema de transmissão em diferentes níveis de tensão. Os chamados *Consumidores Livres* possuem acesso direto ao sistema de transmissão e são conectados, geralmente, através de linhas individuais. Alguns consumidores industriais conectam-se ao sistema de transmissão

através das linhas de subtransmissão em nível de tensão inferior. Existem também os consumidores de médio porte que são conectados ao sistema de distribuição em média tensão e os pequenos consumidores residências e comerciais conectados em baixa tensão. Na composição total da carga, além das cargas individuais, são incluídos os efeitos das linhas de subtransmissão, linhas e transformadores de distribuição, dispositivos reguladores de tensão e de compensação de reativo.



**Figura 4.2: Composição da carga conectada a um sistema de transmissão.**

Ainda que a carga seja composta por consumidores conectados em diferentes níveis de tensão (transmissão, subtransmissão e distribuição), a prática comum, em estudos de planejamento elétrico, é representar a carga na sua totalidade agregada ao sistema de transmissão.

Os modelos de carga são geralmente apresentados de duas formas distintas: modelos estáticos e modelos dinâmicos. O modelo estático representa a carga em um instante qualquer do tempo como uma potência ativa ( $P$ ) e uma potência reativa ( $Q$ ) apresentadas isoladamente e, em geral, evidenciadas em função da tensão e frequência na barra. Adicionalmente, as características das cargas, em função da tensão e frequência, podem aparecer como um único conjunto, sendo modeladas como potências constantes, correntes constantes ou impedâncias constantes. No modelo dinâmico, as respostas às variações rápidas de tensão e frequência devem ser consideradas principalmente em casos de estabilidade de tensão e qualidade de tensão.

Neste trabalho, o modelo estático é usado, tendo em vistas a aplicação da ferramenta desenvolvida e o horizonte de estudo de planejamento elétrico. Assim, o conjunto de carga é representado como potências ativas e reativas, independentes da tensão e frequência, injetadas ou absorvidas nas barras da rede elétrica. As potências são especificadas em cada barra do sistema, como demonstra a Figura 4.3.

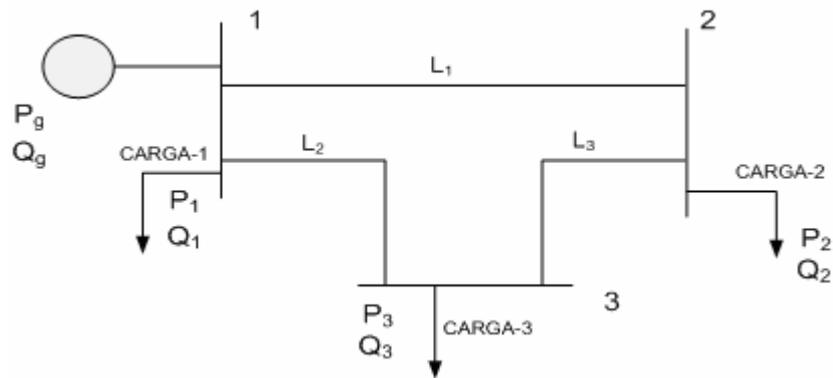


Figura 4.3: Especificação das cargas agregadas ao sistema de transmissão.

De forma geral, as cargas representam os consumidores – industriais, residenciais, rurais e todos os outros – como valores de potência ativa e reativa. Esses valores de potência representam a potência instalada das cargas em cada barra do sistema. Então, dependendo dos objetivos do estudo, as cargas podem ser especificadas como valores máximos, mínimos, médios, valores com determinada probabilidade de ocorrência ou séries temporais de consumo.

Neste último caso, o valor da potência em cada barra varia no tempo em função da curva de carga do sistema elétrico. A curva de carga caracteriza o sistema elétrico quanto as suas demandas de potências e sua variação temporal. Uma curva de carga típica de um sistema elétrico é mostrada na Figura 4.4.

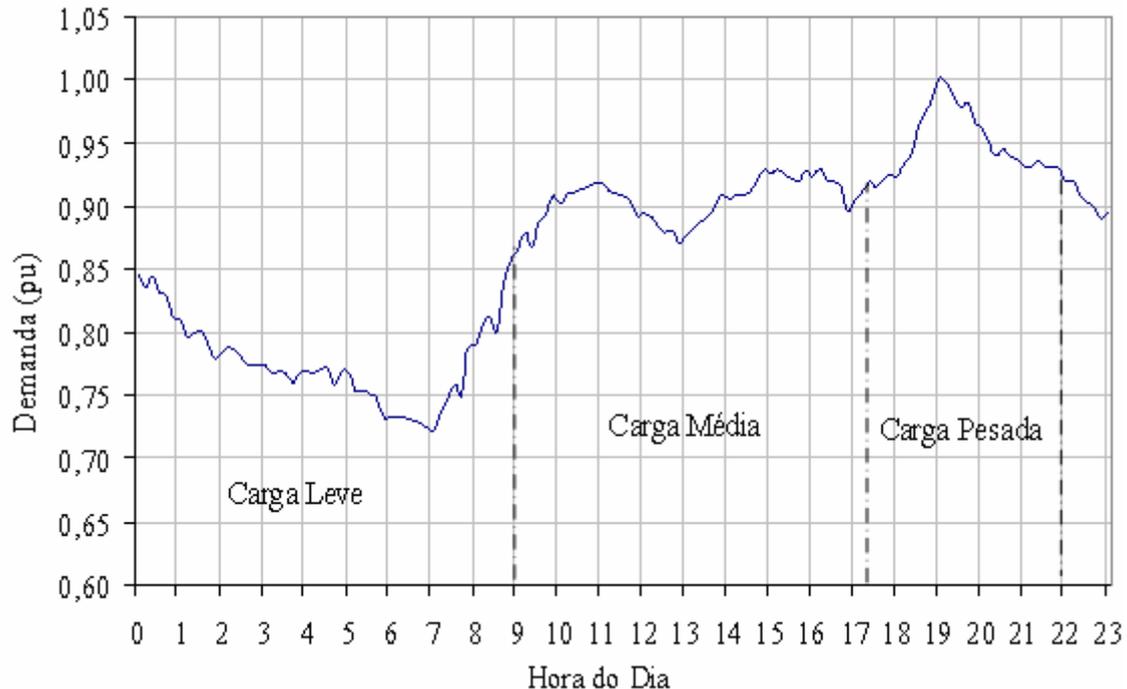


Figura 4.4: Curva de carga típica de um sistema elétrico.

Apesar da sua aleatoriedade, a carga em um sistema elétrico, geralmente, possui um padrão diário de variação, com possibilidade de previsão. Durante a madrugada e início da manhã, o sistema opera em carga leve. No período da manhã e tarde, ele trabalha em carga média na faixa de 85% a 90% da carga máxima, e é dito que sistema opera em carga pesada acima de 90% da carga máxima, normalmente depois das 18 horas. Na Figura 4.4, pode se observar que em um determinado período a demanda

atinge um pico de consumo, neste período é dito que o sistema está operando no *horário de ponta*. Para evitar problemas com fornecimento de energia nestes períodos, geralmente adota-se estratégias para deslocar uma parcela do consumo para fora destes períodos, estas estratégias quase sempre estão relacionadas com uma tarifação diferenciada.

Com relação ao uso do simulador, em alguns casos, em que os dados da curva de carga são fornecidos para o sistema inteiro ou grupos de barras, ao invés de serem fornecidos por barras individuais, pode-se considerar a potência instalada da carga em cada barra para, então, estabelecer a variação temporal em cada barra baseada nos dados fornecidos.

#### 4.3.2 Modelagem da rede elétrica.

A rede elétrica pode ser considerada como um conjunto, composto pelas linhas de transmissão, seus elementos de compensação de energia reativa e transformadores. Nos estudos de fluxo de potências considera-se que o sistema opera com fases equilibradas e os efeitos de pequenos desequilíbrios da rede são desprezados, porque o interesse é o horizonte de regime permanente senoidal. Assim, os modelos de linhas de transmissão e seus elementos, bem como os transformadores são apresentados, neste trabalho, como equivalentes unifilares.

Os quatro parâmetros que caracterizam as linhas elétricas são: Resistência (R), indutância (L), condutância (G) e capacitância (C). Esses parâmetros são uniformemente distribuídos ao longo da linha, porém a modelagem é realizada através de parâmetros concentrados [32]. A resistência e a indutância constituem a impedância série (Z) da linha, enquanto a condutância e a capacitância determinam a admitância em derivação (Y) da linha, esses parâmetros do circuito são vistos na Figura 4.5.

Dois tipos de modelos equivalentes, que podem representar transformadores ou linhas de transmissão em função daqueles parâmetros elétricos, são ilustrados na Figura 4.5, o modelo  $\pi$ , no qual os parâmetros em derivação são concentrados igualmente nos dois extremos do circuito, e o modelo T, no qual os parâmetros em derivação são concentrados no meio do circuito dividindo os parâmetros séries. Estes modelos podem ser bem empregados nos casos em que não há diferença em se considerar os parâmetros concentrados ou uniformemente distribuídos.

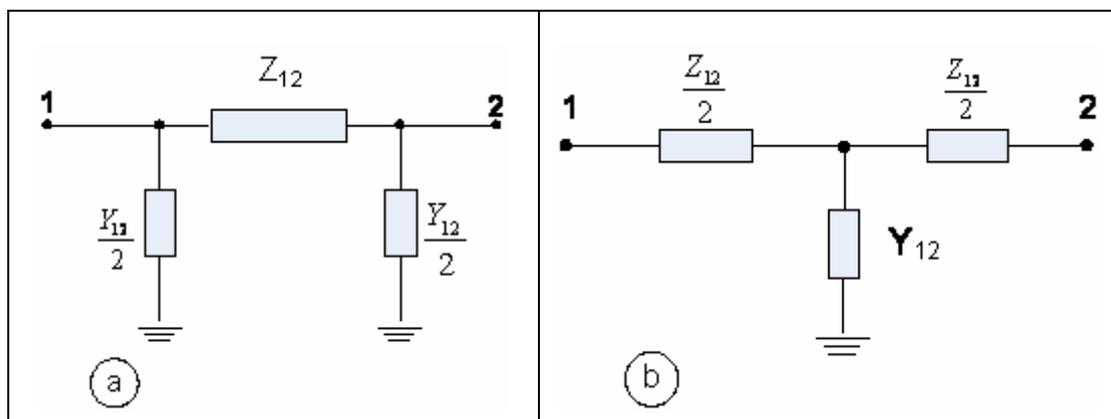


Figura 4.5: Representação do modelo equivalente de linhas de transmissão e transformadores  
 a) circuito  $\pi$  e b) circuito T.

A resistência é o parâmetro que representa a resistividade do condutor e está relacionada principalmente às perdas nas linhas devido ao efeito pelicular (*skin*) e a indutância representa os efeitos do campo magnético nos condutores da linha. A capacitância da linha é a propriedade relacionada ao campo elétrico entre os condutores, a importância de seu efeito é maior em linhas de grandes extensões e de níveis de tensões elevados, e a condutância representa as perdas em isoladores das linhas devido às correntes de fuga e ao efeito corona [28].

Nesta dissertação, as linhas e os transformadores foram modelados como elementos  $\pi$  concentrados, sendo que esta é considerada uma boa abordagem para estudos de planejamento conforme [28] e [32].

Na representação do sistema elétrico em programas de fluxo de potências os componentes elétricos da rede podem ser classificados em dois grupos:

- Elementos em derivação – componentes ligados entre um nó qualquer e a terra (ex: geradores, cargas, reatores e capacitores)
- Elementos em série – componentes ligados entre dois nós quaisquer da rede (ex: linhas de transmissão e transformadores).

Desta forma, as linhas de transmissão e os transformadores são representados pelos seus circuitos  $\pi$  equivalentes, sendo que os capacitores e reatores em derivação (equipamentos para compensar efeitos da indutância ou da capacitância da linha, respectivamente) são representados simplesmente por admitâncias ligadas á terra.

Então, a rede elétrica (linhas, transformadores, reatores e capacitores) é representada pela matriz de impedâncias complexas ( $\dot{\mathbf{Z}}$ ). Esta matriz contém todos os elementos da rede representados pelos circuitos  $\pi$  equivalentes da Figura 4.1a. Nas equações de fluxo potências, considera-se a matriz de admitâncias complexas ( $\dot{\mathbf{Y}}$ ), que é obtida através da matriz  $\dot{\mathbf{Z}}$  invertendo-se os seus elementos. Esse processo exige tempo de processamento mais alto quanto maior for o número de barras do sistema. Nestes casos, devem se aplicar técnicas alternativas que evitem a inversão, diminuindo o tempo de processamento. Quando o número de barras é pequeno o tempo de processamento é irrelevante, o que justifica a resolução do fluxo de potências utilizando a matriz  $\dot{\mathbf{Y}}$  obtida pela inversão dos elementos de  $\dot{\mathbf{Z}}$ .

Considerando a configuração da rede e seus elementos em série, compõe-se uma matriz  $\dot{\mathbf{Z}}$  que representa a rede desprezando os seus elementos em derivação. Desta matriz, obtêm-se a matriz a matriz  $\dot{\mathbf{Y}}$  na qual se deve, então, incluir os elementos em derivação da própria rede e as admitâncias que representam os equipamentos de compensação de energia reativa para se obter a modelagem completa da rede elétrica. A Figura 4.6 mostra um elemento de rede, incluindo, susceptância  $b_{sh}$ , que representa os equipamentos de compensação de energia reativa..

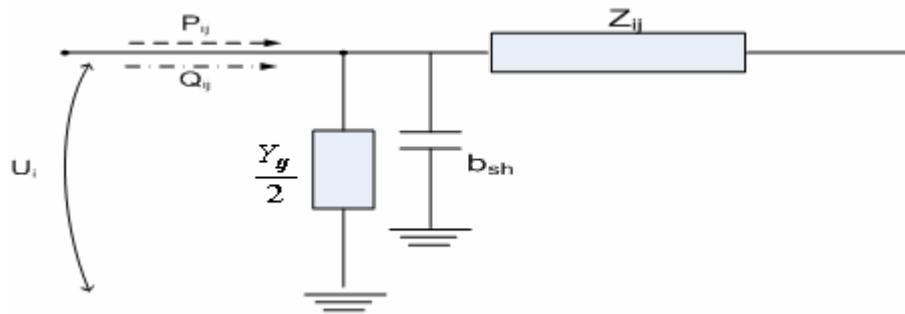


Figura 4.6: Elemento de rede.

Cada elemento da diagonal da matriz  $\check{Y}$  representa a admitância de elementos em série e em paralelo ligados à barra correspondente. Os elementos da diagonal principal da matriz  $\check{Y}$  são obtidos pela soma dos elementos de suas respectivas linhas. As susceptâncias  $b_{sh}$ , são incluídas na parte imaginária dos elementos da diagonal principal da matriz  $\check{Y}$ , visto que estas susceptâncias representam capacitores e/ou reatores conectados entre uma barra e a terra, como está ilustrado na Figura 4.6.

Adicionalmente, os parâmetros elétricos dos circuitos de geradores ou cargas podem, caso seja relevante no estudo, ser incluídos na matriz  $\check{Z}$  através dos valores de suas reatâncias. Essas reatâncias são incluídas quando se tratam de cargas altamente indutivas, tais como grandes quantidades de motores. Porém, a inclusão destas reatâncias reflete mais na avaliação do sistema em regime dinâmico e transitório, tendo um efeito muitas vezes desprezível em regime permanente [28].

#### 4.3.3 Modelagem de geradores convencionais

Geração convencional é a princípio realizada com geradores síncronos diretamente ligados a rede elétrica e suas máquinas primárias possuem controle total. Dessa maneira, nesse tipo de geração é possível se realizar o controle tanto da potência ativa gerada assim como da potência reativa. O controle da potência reativa mantém a uma regulação da frequência elétrica enquanto o controle da potência reativa garante o controle da tensão.

O controle da potência ativa é realizado através de reguladores de velocidade que são continuamente ajustados para manter o balanço entre geração e carga. Qualquer variação na carga causa variação na frequência por um período de tempo. A frequência é restabelecida tão logo a geração seja ajustada mantendo o balanço com a carga. Em condições de regime permanente, considera-se a variação das cargas em medias horárias e por isso a frequência é considerada invariável, neste horizonte, tendo em vista que as constantes de tempo do controle de geração são pequenas em relação ao tempo considerado.

Por outro lado, a variação da potência reativa causa variação da tensão e por isso os geradores convencionais devem, também, manter o balanço de potência reativa no sistema a fim de manter a tensão dentro dos níveis estabelecidos. Em geradores síncronos com excitação independente, o controle da potência reativa é realizado através de dispositivos que variam convenientemente a excitação de campo. As constantes de tempo do controle da excitação são da ordem de milissegundos, atingindo o balanço de potência reativa muito mais rápido do que as dinâmicas lentas das máquinas, e por isso, em condições de regime permanente, também se considera a tensão constante. Em

suma, o controle da excitação mantém a tensão terminal do gerador dentro dos limites especificados, regula o fluxo de potência reativa e, em caso de perturbações no sistema, amortece as oscilações do rotor da máquina.

Dessa maneira, os geradores convencionais foram modelados no simulador de operação de centrais eólicas como potência ativa gerada constante e tensão constante., que é um modelo muito conhecido como modelo PV [28][30][31]. Nas simulações, o valor da potência gerada varia em função da carga do sistema. Então, dependendo da potência instalada considerada na barra de geração, o valor da sua potência ativa varia para representar a condição real de operação em regime permanente. Da mesma forma, dentro da solução de fluxo de potências, um novo valor de potência reativa é calculado mantendo a tensão constante.

#### 4.3.4 Modelagem da turbina eólica

O modelo de turbina eólica, desenvolvido para este trabalho, é um modelo estático e não leva em consideração os aspectos relacionados à dinâmica e transientes da turbina devidos às suas variações mecânicas e elétricas. Para o estudo proposto nessa dissertação, a modelagem deve representar bem o comportamento da turbina eólica em regime permanente, isso se traduz com uma correta representação da demanda de energia reativa e na correta conversão eólio-elétrica.

O modelo usado nesta dissertação é composto por duas partes principais: a primeira refere-se ao cálculo da potência extraída do vento pela turbina, ou seja, a potência ativa gerada, e a segunda refere-se ao comportamento elétrico do gerador da turbina com relação à potência reativa demandada/gerada pelo gerador, conforme ilustra a Figura 4.7.

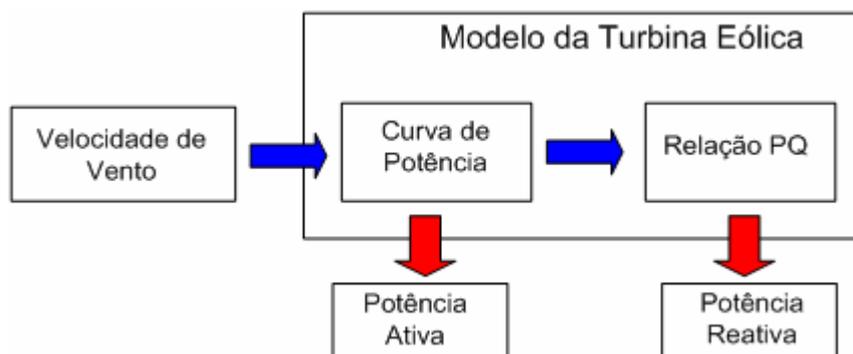


Figura 4.7: Diagrama esquemático do modelo da turbina eólica

A potência eólica depende da velocidade do vento, sendo que a extração de potência depende do projeto aerodinâmico da turbina. No horizonte de planejamento elétrico, a forma mais adequada de modelar uma turbina eólica, em termos de sua potência ativa gerada a partir do vento, é através do uso da sua curva certificada de potência. A curva certificada de potência de uma turbina eólica é um registro da potência elétrica fornecida pela mesma em função da velocidade de vento em condições padrões [35]. Geralmente, a curva de potência é fornecida pelos fabricantes das turbinas eólicas e, como explicado no Capítulo 2, possui dois padrões típicos referentes à regulação da potência de saída, um para turbinas reguladas por *stall* e outro para turbinas com controle do ângulo de *pitch* das pás.

Em condições de regime permanente, é interessante usar a curva de potência na modelagem por que ela considera as perdas elétricas em todo o processo de geração eólica, e dessa maneira proporciona uma boa indicação da potência ativa elétrica gerada pela turbina eólica.

No que diz respeito à potência reativa, o tipo de gerador empregado tem uma importância fundamental. No caso de geradores de indução, embora possa haver um esquema de compensação de energia reativa, alguma energia é requerida da rede elétrica para sua excitação, conforme apresentado no Capítulo 2.

Já os geradores síncronos podem fornecer ou consumir reativo da rede elétrica mantendo um fator de potência relativamente constante, devido ao fato de que, em turbinas eólicas que não são diretamente conectadas à rede, existe uma interface com inversores de frequência. Nas modernas turbinas equipadas com inversores de frequência, dependendo da tecnologia, é possível ajustar o fator de potência, variando desde 0,96 (capacitivo) até 0,96 (indutivo) dependendo da exigência do operador do sistema [1]. Assim, neste *simulador de sistemas elétricos com centrais eólicas*, a representação do comportamento das turbinas, que usam a tecnologia de geradores síncronos, frente a sua potência reativa é feita levando em conta essa capacidade de manter o fator de potência constante, além da possibilidade de um controle contínuo desta potência reativa.

Entretanto, no caso das turbinas que usam geradores de indução, esse comportamento não pode ser representado por um fator de potência constante, como é feito no caso dos geradores síncronos, explicado no parágrafo anterior. Desta forma, a modelagem para este tipo de turbina considera um modelo PQ da máquina assíncrona, proposto por Lorenzo [1] e explicado a seguir. Neste modelo, utiliza-se a potência mecânica ( $P_m$ ) no gerador como entrada para obter as potências ativas e reativas na saída do gerador. As potências são também funções das reatâncias da máquina e da tensão terminal.

A Figura 4.8 apresenta o modelo elétrico da máquina de indução, demonstrado por Lorenzo, que é válido para regime permanente. Neste modelo complexo a potência mecânica ( $P_m$ ) é função do escorregamento ( $s$ ) e da corrente ( $I$ ) no rotor da máquina como está ilustrado na referida figura.

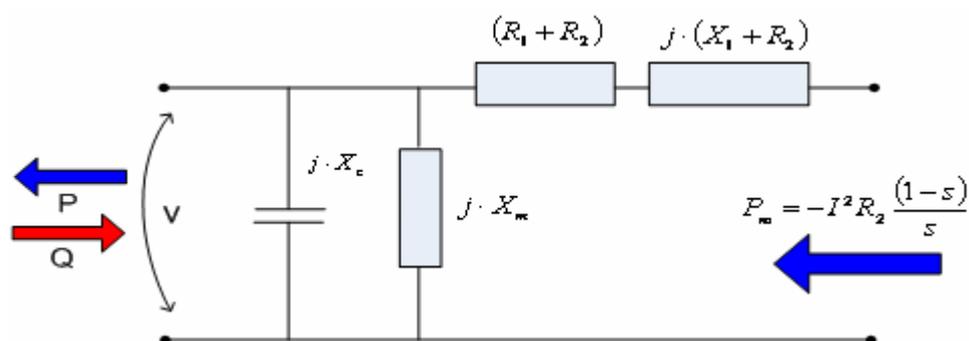


Figura 4.8: Modelo elétrico do gerador de indução válido para regime permanente.

Da Figura 4.8, como visto em [1], são obtidas as seguintes equações para as potências ativa e reativa, onde as grandezas com índices 1 referem-se ao estator da máquina e as de índices 2 referem-se ao rotor:

$$P = -(P_m - I_1^2(R_2 + R_1)) \quad (4.1)$$

$$Q = V^2 \frac{X_c - X_m}{X_c X_m} + X \frac{V^2 - 2RP_m}{2(R^2 + X^2)} - X \frac{\sqrt{(V^2 + 2RP_m)^2 - 4P_m^2(R^2 + X^2)}}{2(R^2 + X^2)}, \quad (4.2)$$

$$\text{onde: } R = R_2 + R_1 \quad e \quad X = X_1 + X_2$$

Este modelo não é um modelo simples, sendo que a sua complexidade se deve ao fato de que as perdas na máquina não são conhecidas e, além disso, a potência reativa é função da tensão terminal que não é facilmente obtida. No entanto, pode-se simplificar o modelo admitindo-se que a tensão terminal mantém-se em torno do seu valor nominal, as perdas são nulas e a máquina encontra-se completamente compensada, obtendo assim as seguintes equações:

$$P = -P_m \quad (4.3)$$

$$Q = \frac{V^2}{2X} - \frac{\sqrt{(V^4 - 4P_m^2 X^2)}}{2X^2} \quad (4.4)$$

Desta simplificação, note que a Equação (4.3) mostra que a potência ativa torna-se numericamente igual à potência mecânica. E na verdade, a potência ativa pode ser obtida diretamente da curva de potência da turbina. Então, considerando as Equações (4.3) e (4.4), tem-se um modelo mais simples para regime permanente da máquina de indução onde a potência reativa é obtida em função da potência ativa.

Além do exposto nos parágrafos anteriores, deve-se considerar o fato de que os geradores utilizados para energia eólica são pequenos, comparados aos geradores convencionais em grandes centrais hidroelétricas e aos de outras gerações convencionais e, desta forma, o aproveitamento do recurso eólico, para gerar grandes quantidades de eletricidade, se faz com o emprego de grandes parques eólicos.

Um grande parque eólico é composto por muitas turbinas e a representação de cada turbina individualmente em um modelo utilizaria um tempo de processamento elevado em estudos sobre os impactos do parque sobre a rede elétrica. Assim, na modelagem apresentada aqui, uma curva de potência equivalente é usada para representar a potência total gerada pelo parque eólico. Deve-se ter em mente que, neste trabalho, o modelo equivalente do parque entrega uma potência que equivale à soma das potências geradas por cada máquina em funcionamento simultâneo como se a velocidade de vento aplicada ao modelo do parque fosse aquela aplicada a cada turbina. Além disso, é considerado um sistema adicional de compensação de energia reativa para a central inteira, conforme tratado no Capítulo 2 na subseção referente às centrais eólicas.

#### 4.3.5 Modelo do controle supervisor

Neste trabalho é apresentado um sistema de controle supervisor, para maximizar a injeção de energia eólica e manter o sistema em segurança com uma boa qualidade de energia. O sistema de controle supervisor pode realizar diversas funções, a saber:

regular a transmissão de energia elétrica em um trecho de linha, regular o nível de tensão através do controle da potência ativa e reativa, controle do nível de perdas no local entre outras possibilidades que podem ser implementadas.

A versão atual do controle supervisor, o nível de tensão no ponto de conexão e o fluxo de potências em um ramo específico da linha de transmissão são monitorados. O controlador é ajustado pelos valores limites das grandezas monitoradas na rede e pelo tempo limite que estes valores podem ser superados. Estes limites são definidos, geralmente, no contrato de uso das linhas de transmissão. Em regime permanente, no caso da tensão, o intervalo de tempo no qual se permite infrações das restrições é da ordem de minutos, enquanto para fluxos de potências esse intervalo de tempo pode ser da ordem de horas.

Na modelagem do controlador, definiu-se dois blocos de controle: a unidade de controle de potência reativa da central e a unidade de controle da potência total de saída. A primeira objetiva a manutenção da tensão, dentro de limites impostos pelo operador da rede, no ponto de conexão e a segunda pretende manter o fluxo de potência no ramo especificado da linha de transmissão dentro de limites estabelecidos. Nas estratégias adotadas para as duas unidades assume-se um controle discreto no tempo. Isto torna a aplicação deste controlador mais geral, podendo representar ações de controle em qualquer tipo de tecnologia de geração eólica, enquanto, um controle não discretizado poderia ser aplicado apenas com o uso de inversores de potência.

A estratégia adotada para a unidade de controle de potência reativa baseia-se nos limites inferior e superior especificados para a tensão no ponto de conexão, sendo que a discretização do controle é função de um sistema escalonado de compensação de energia reativa da central, podendo ser representado pelo chaveamento de banco de capacitores. Considerando o valor da tensão neste ponto, o controlador pode conectar ou desconectar banco de capacitores da central eólica a fim de alcançar a tensão esperada. Além disso, o controlador mantém a central operando com fator de potência dentro de uma faixa especificada.

Nesta unidade de controle, os parâmetros monitorados da central eólica e da rede são:

- Potência ativa e reativa de cada turbina,
- Número de turbinas e de banco de capacitores em operação e
- Tensão no ponto de conexão.

A Figura 4.9 explica a estratégia de controle adotada para a potência reativa da central. Os valores limites (inferior e superior) da tensão, o número total de turbinas que compõe a central, a potência do menor banco de capacitor que impõe a ‘discretização’ do controle, os fatores de potência (indutivo e capacitivo) mínimos exigidos e a tensão de referência para o ajuste do controle (histerese de controle) são parâmetros fornecidos ao controlador através de uma programação externa, ou seja, estes parâmetros são ajustados na ‘inicialização’ do controlador conforme o projeto da central e as exigências do operador da rede.

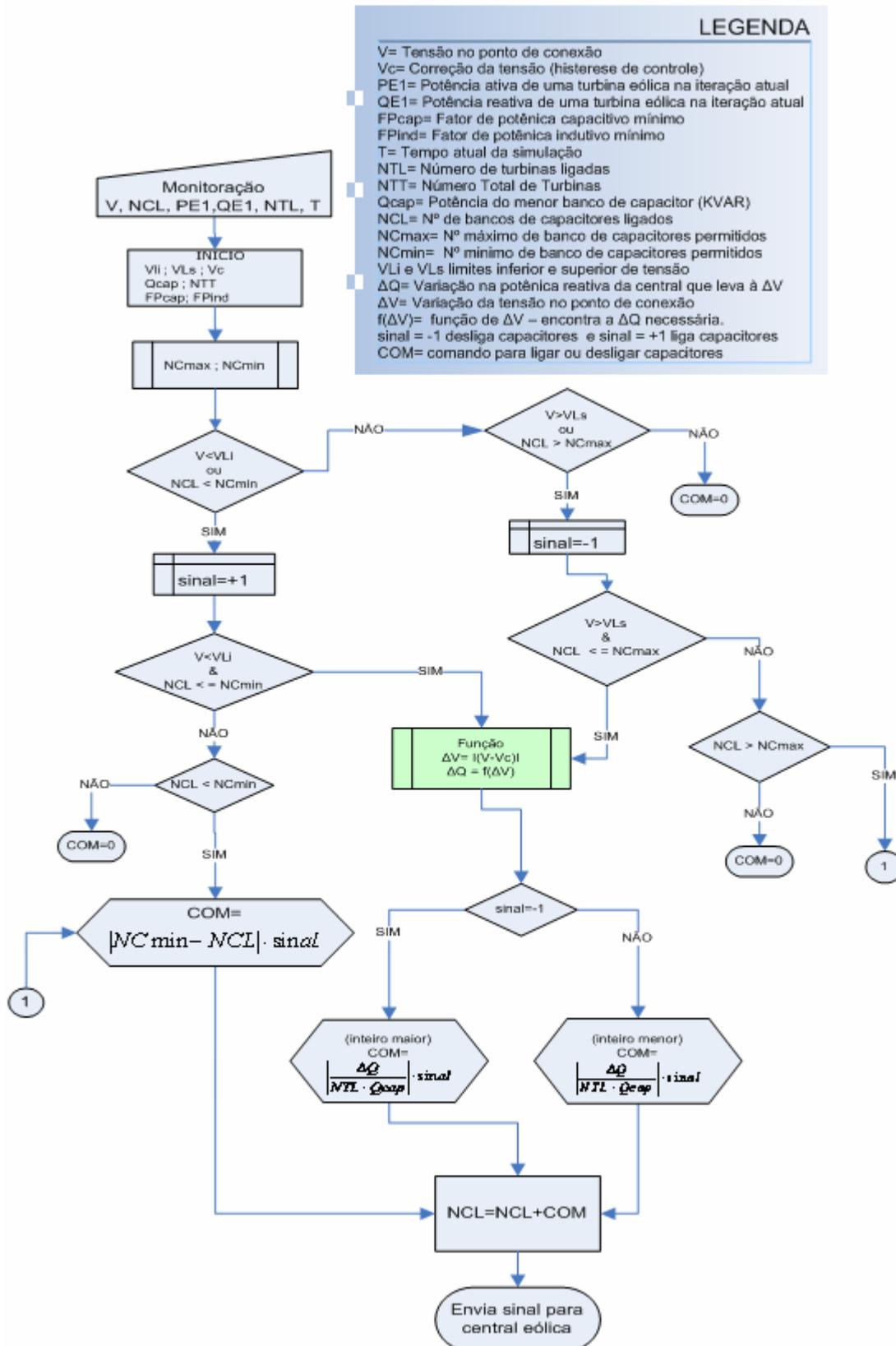


Figura 4.9: Estratégias do controle supervisor – Unidade de controle da potência reativa da central.

O controlador corrige o fator de potência da central quando necessário, considerando as potências ativas e reativas de cada turbina impondo as quantidades de banco de capacitores máximas e mínimas que podem ser chaveados em determinado momento para manter o fator de potência dentro da faixa especificada.

Assim, se a tensão no ponto de conexão ou o fator de potência estiverem fora da faixa especificada, o controlador deve comandar o chaveamento da quantidade de bancos de capacitores para compensar a energia reativa na central eólica e conseqüentemente conseguir a tensão esperada no ponto de conexão.

Como foi explicado no Capítulo 3, quando a central eólica está operando com fator de potência indutivo a tensão no ponto de conexão pode ser menor que o limite inferior em condições de carga pesada e alta geração eólica. Desta forma, o sinal de controle enviado para a central, nestas situações, deve ligar a quantidade de banco capacitores necessária para diminuir o consumo de reativo e elevar a tensão ao nível preestabelecido. Por outro lado, quando o sistema opera em condições de carga leve pode ocorrer elevações de tensão acima do limite superior especificado, principalmente se a central estiver operando com fator de potência capacitivo. Nestes casos, o sinal de controle enviado para a central deve desligar a quantidade de capacitores necessária para aumentar o consumo de reativo e diminuir a tensão.

O comando de controle que liga ou desliga uma certa quantidade de banco de capacitores é processado no *Módulo Função*. Este módulo tem a função de verificar qual deve ser a variação de potência reativa da central para atingir a variação desejada da tensão no ponto de conexão.

O *Módulo Função* obtém o valor de certa variável do sistema usando uma associação entre tal variável e outra que se pode comandar. Esta associação é obtida através de uma análise de sensibilidade que permite conhecer o comportamento do sistema para diferentes situações operativas. Com relação a esta unidade de controle, a análise de sensibilidade é realizada através de múltiplas resoluções de fluxos de potências, verificando a variação da tensão no ponto de conexão para determinados valores de potência reativa da central eólica em condições aleatórias de carga. Dessa maneira, obtém-se uma associação entre a potência reativa na central eólica e a tensão no ponto de conexão para o sistema sob análise.

O tempo para correção da tensão em regime permanente é da ordem de minutos (ver Capítulo 3), portanto o controle de tensão deve realizar esses chaveamentos em intervalos de tempos maiores do que as constantes de tempo das grandezas dinâmicas do sistema elétrico. Desta forma, pode-se realizar o controle da potência reativa sem perturbações dinâmicas e transitórias no sistema e manter o nível de tensão esperado no ponto de conexão. Com manutenção da tensão no ponto de conexão, a produção eólica pode ser limitada agora pelo nível de congestionamento nas linhas de transmissão o qual pode ser mantido dentro dos limites especificados utilizando-se de estratégia de controle da potência de saída da central.

No caso da unidade de controle de potência de saída da central, a estratégia de controle adotada é ilustrada no fluxograma da Figura 4.10. Nesta estratégia, a potência de saída é discretizada em função do número de turbinas ligadas na central. Então, dependendo das condições da rede elétrica o controlador pode decidir se envia um sinal de controle para ligar ou para desligar turbinas em quantidade necessária para conseguir a variação esperada no fluxo de potência da linha monitorada.

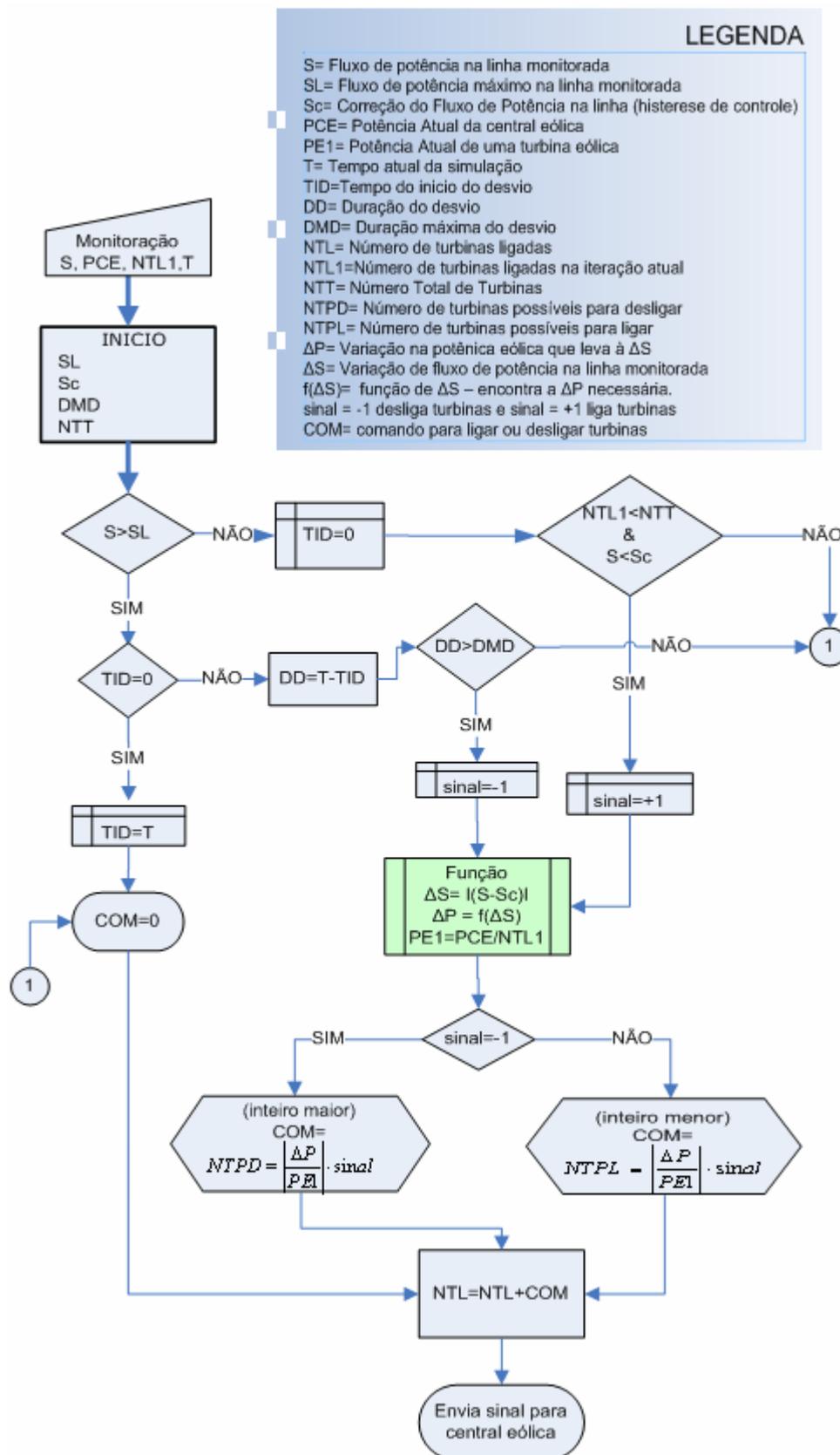


Figura 4.10: Estratégias do Controle Supervisor – Unidade de controle da potência de saída da central.

O fluxo de potência máximo na linha monitorada, o tempo máximo de duração do desvio, o número total de turbinas da central e a correção do fluxo de potência (histerese de controle) são os parâmetros de inicialização nesta unidade de controle. Como visto

na Figura 4.10, o fluxo de potência na linha, o número de turbinas em funcionamento, a potência da central eólica e o tempo são monitorados constantemente.

No caso de ser constatado excesso no fluxo de potência da linha monitorada, o controlador inicia a cronometragem do tempo de desvio e, se não houver restabelecimento das condições no tempo programado na inicialização, o controlador atua liberando a quantidade de turbinas necessária naquele instante. Vale salientar que as constantes de tempo consideradas são da ordem de minutos e, assim, o desligamento das turbinas deve ser realizado sem a ocorrência de distúrbios prejudiciais ao sistema elétrico e/ou ao parque eólico.

Por outro lado, quando o fluxo de potência na linha está dentro do limite normal de operação, o controlador verifica quantidade de turbinas em funcionamento e, caso seja necessário e possível, ele envia um sinal de controle a fim de ligar mais turbinas aproveitando, assim, o recurso eólico disponível. A quantidade de turbinas que poderá ser ligada deve conduzir a um fluxo de potência menor do que um limite preestabelecido.

O comando de controle que liga ou desliga uma certa quantidade de turbinas é processado no *Módulo Função*. Neste módulo verifica-se qual será a variação no fluxo de potência da linha monitorada em função de uma variação de potência na central eólica. Assim como para a unidade de controle da potência reativa, o *Módulo Função*, nesta unidade de controle, realiza sua tarefa através de uma associação obtida de uma análise de sensibilidade para conhecer o comportamento do sistema com relação a variação da geração eólica. Esta análise de sensibilidade, como explicado anteriormente, utiliza a resolução de uma série de fluxos de potências, mas neste caso, verifica-se a variação do fluxo na linha de interesse para diferentes gerações eólicas em condições aleatórias de carga, obtendo-se a associação desejada.

Observe que o controle atua otimizando a central eólica com a redução necessária da potência a fim de que as restrições impostas pelo operador da rede não sejam transgredidas. Deste modo, é possível inclusive melhorar o aproveitamento do recurso eólico local, aumentando a quantidade de turbinas eólicas instaladas além do limite técnico de conexão, já que este limite é baseado em condições operativas extremas (que ocorrem apenas dentro de uma faixa de probabilidades). E, além disso, o controle supervisor tende a contornar tais condições no que concerne à operação da central eólica.

## 5. APLICAÇÃO DO CONTROLE SUPERVISOR

Neste capítulo, os resultados de simulações aplicando o simulador de sistemas elétricos são apresentados, considerando a operação de uma central eólica, tendo como base o horizonte de planejamento elétrico. Nestas simulações, são usadas séries temporais com valores médios horários de velocidades de vento e, também, de potências ativas e reativas demandadas no sistema. Estas séries possuem duração de um ano e são os dados de entrada para a ferramenta de simulação apresentada no capítulo anterior. As análises são realizadas mediante três cenários de simulações para avaliar a atuação do controle supervisor das centrais eólicas, apresentando-se um estudo de caso em que as características dos dados e dos modelos são representativas da Região Nordeste do Brasil.

### 5.1 Caracterização do estudo de caso

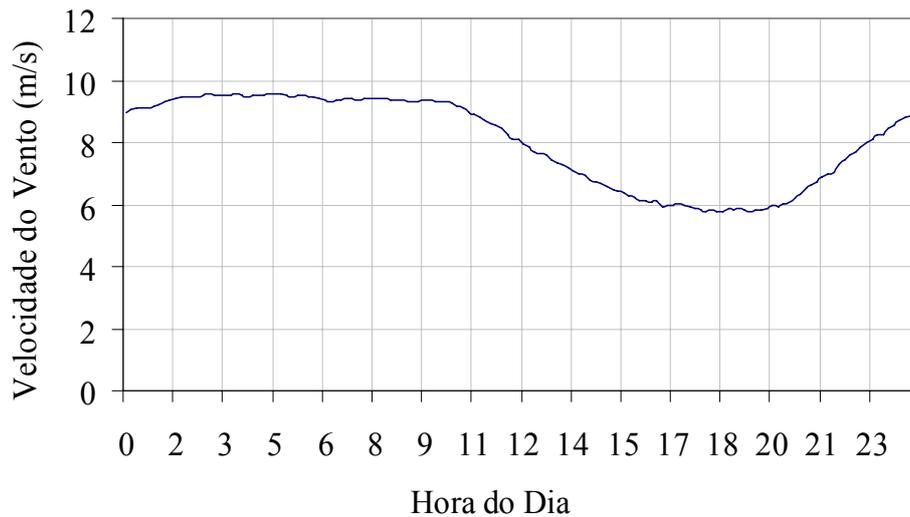
As simulações foram realizadas considerando uma rede elétrica modelada com base em uma parte do sistema elétrico da Região Nordeste, os dados de vento utilizados são baseados em medições realizadas por um período de um ano e os dados de demanda são obtidos de simulações a partir de informações do Operador do Nacional do Sistema Elétrico. Essas simulações de demanda foram realizadas com base na variação diária e mensal do sistema elétrico da Região Nordeste para obter uma série anual de demandas.

#### 5.1.1 Dados de entrada do simulador

Os dados de entrada do simulador são séries anuais de velocidade de vento e de demanda do sistema elétrico integralizadas em médias horárias. Os dados de velocidade de vento foram baseados em medições e os de demanda foram simulados com base em informações da variação diária e mensal da demanda do sistema elétrico da Região Nordeste, obtidas através da página eletrônica do ONS [15]. Estes dados formam séries temporais com médias horárias compostas por 8760 pontos cada uma, sendo importante salientar que a análise realizada, nesta dissertação, possui um caráter mais qualitativo do que quantitativo. Desta maneira, as características das séries anuais utilizadas neste trabalho são apresentadas aqui através das suas variações diárias médias (dia típico) e de suas distribuições estatísticas e frequências de ocorrência.

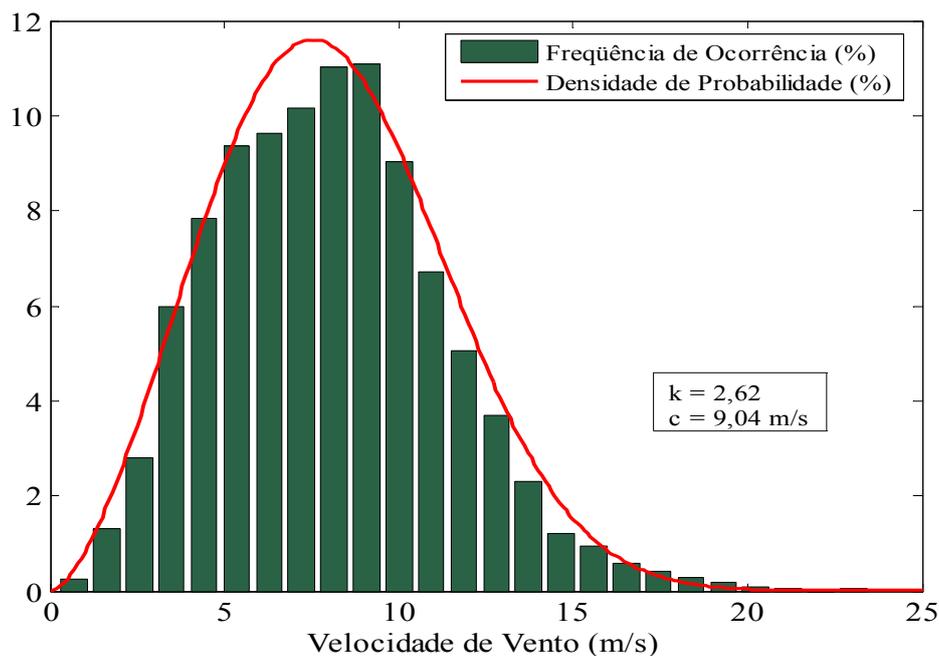
A série de velocidade de vento, utilizada nestas simulações, possui velocidade média anual de 8,03 m/s e o fator de capacidade (FC) calculado para uma central operando nestas condições de vento é aproximadamente igual a 0,37. As características desta série de vento podem ser consideradas como representativas da Região Nordeste.

A Figura 5.1 mostra a variação diária média da velocidade de vento, onde se pode notar que no período da manhã a média das velocidades de vento são mais altas e no período das 17 às 20 horas são encontradas as médias mais baixas.



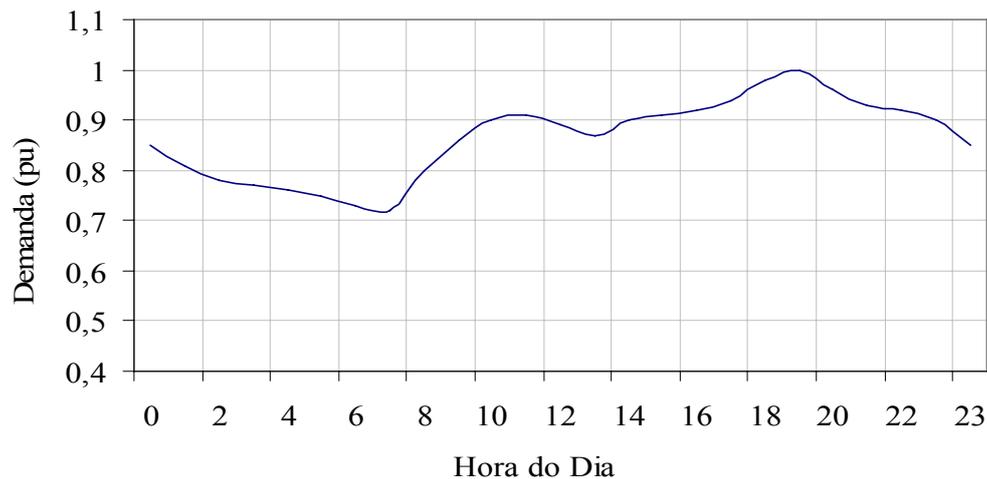
**Figura 5.1:** Variação diária média da série anual de velocidade de vento utilizada no estudo de caso.

A série anual de velocidade de vento é representada pela distribuição estatística de Weibull com parâmetro de escala  $c = 9,04$  m/s e parâmetro de forma  $k = 2,62$ , conforme apresentado na Figura 5.2, notando-se uma variação anual de 0 a 20 m/s.

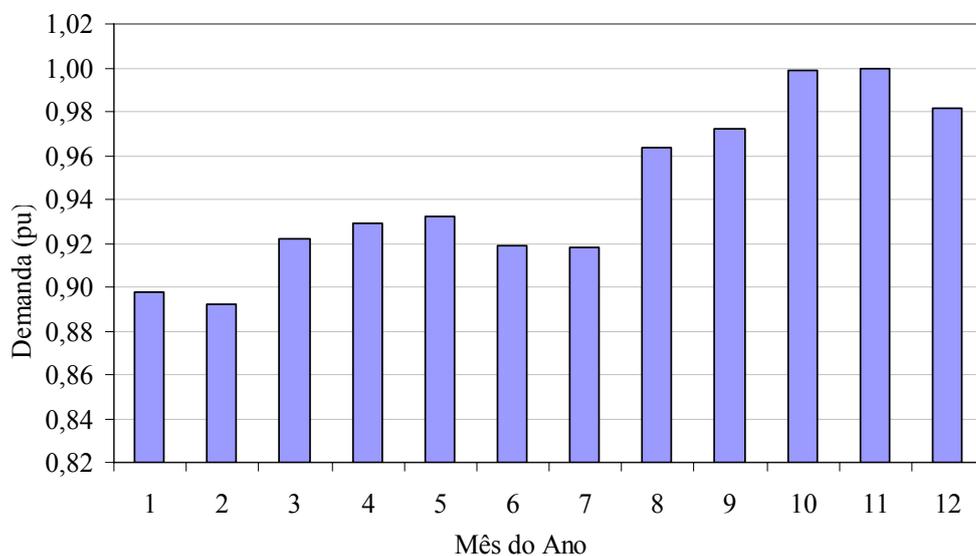


**Figura 5.2:** Densidade de probabilidade e frequência de ocorrência das velocidades de vento.

A série anual de demanda do sistema elétrico é apresentada em unidades da demanda máxima e foi obtida através de simulações aleatórias considerando as variações típicas diária e as médias mensais da demanda do sistema elétrico da Região Nordeste no ano de 2004, ilustradas, respectivamente, na Figura 5.3 e a Figura 5.4.



**Figura 5.3:** Variação diária típica da demanda utilizada para a simulação da série anual.



**Figura 5.4:** Média mensal da demanda da região NE em 2004 para a simulação da série anual.  
Fonte: Dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico [15].

Com relação a variação diária, pode-se notar um padrão típico, conforme discutido no capítulo anterior, e neste caso vale ressaltar que nos horários de cargas mais baixas coincidentemente apresentam as médias de velocidade de vento mais altas. Esta coincidência é interessante para as análises nesta dissertação porque indica uma situação favorável para problemas de carregamento nas linhas de transmissão.

As informações referentes às características da série anual de demanda obtida das simulações são ilustradas, na Figura 5.5, por sua distribuição normal com desvio padrão igual a 0,051 pu e média igual a 0,85 pu, notando-se valores mínimos de 0,72 pu e máximos de 0,98 pu.

Essa série de demanda em p.u. é um fator representativo de todas as cargas na região independente do tipo de carga, assim, cargas industriais, comerciais, residências e todas as demais são consideradas, nesta dissertação, da mesma forma. Não obstante, caso as séries temporais de demanda medidas para cada barra do sistema estivessem disponíveis, as mesmas poderiam ser usadas nas simulações sem alteração no algoritmo do simulador.

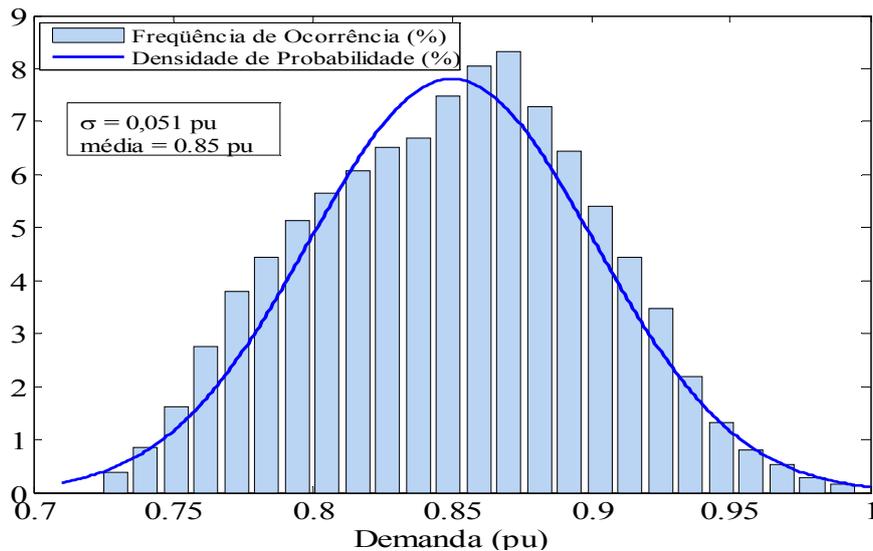


Figura 5.5: Densidade de probabilidade e frequência de ocorrência das demandas em p.u.

### 5.1.2 Características do sistema elétrico

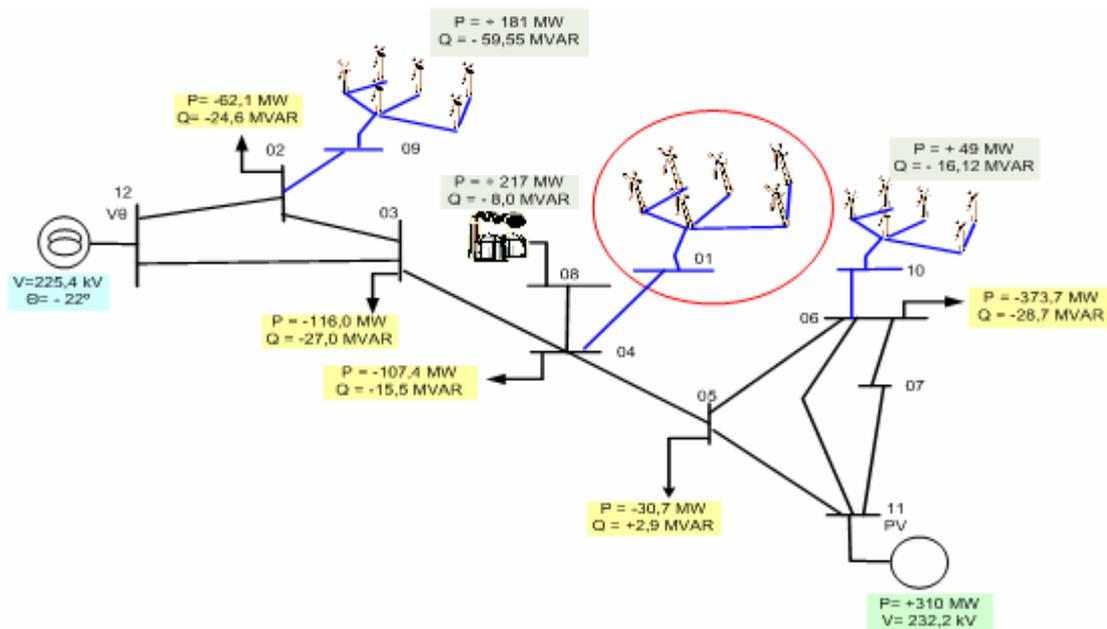
Neste estudo, as características da rede elétrica são baseadas no Sistema Interligado Nacional. A rede selecionada é parte do sistema de transmissão, que opera em 230 kV, da Região Nordeste e, como mostra a Figura 5.6, está configurada em uma malha que realiza a interligação das subestações BANABUIÚ-II e RUSSAS-II, no Ceará, com a subestação CAMPINA GRANDE-II, na Paraíba, passando pelas subestações, AÇU-II e NATAL-II, no Rio Grande do Norte. Um montante acima de 350 MW em centrais eólicas estará conectado ao sistema elétrico nesta região, até 2008 [6], além disso, deve-se considerar, também, a existência da central termelétrica TERMOAÇU conectada à subestação AÇU-II [24].



Figura 5.6: Rede do Sistema Interligado Nacional que serve de base para o modelo da rede elétrica  
Fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

A Figura 5.6 ilustra uma parte do sistema de transmissão da Região Nordeste que serve de base para o estudo de caso desta dissertação. As características básicas da rede e as informações sobre as cargas foram obtidas através do banco de dados do ONS, utilizando os casos de referências para estudos de fluxo de potência no âmbito do *Planejamento da Operação Elétrica do Sistema Interligado Nacional* para o ano de 2008, disponíveis em sua página eletrônica [23].

O modelo usado neste estudo possui a configuração ilustrada na Figura 5.7, onde três novas barras foram inseridas para representar as conexões de centrais eólicas na *rede básica* de transmissão nesta região.



**Figura 5.7:Configuração do Modelo da Rede Elétrica - Incluindo Cargas e Gerações.**

Nesta configuração, serão analisados os fluxos de potências nas linhas de transmissão conectadas à BARRA 04 e o nível de tensão na referida barra, considerando a operação da central eólica em destaque na Figura 5.7.

Na Figura 5.7, os valores de potência positivos indicam injeção de potência na barra, enquanto os negativos indicam absorção. As setas, ilustradas na referida figura, representam as cargas, sendo que os valores indicados são as suas potências instaladas. No entanto, deve-se levar em conta que, nestas simulações, o consumo em cada barra é proporcional as suas respectivas cargas instaladas e varia em função do tempo, conforme os dados de demandas fornecidos ao simulador.

Neste modelo estão representadas apenas algumas barras do Sistema Elétrico Nacional (SIN), as quais pertencem à região de interesse deste estudo. Desta forma, o resto do sistema é traduzido por um equivalente elétrico expresso pelas barras 12 e 11, sendo que os parâmetros relacionados a estas barras são predeterminados através de programas específicos para equivalentes de sistemas elétricos. A barra 12, simulada como tipo Vθ (tensão com módulo e ângulo fixos), pode se comportar tanto como uma barra de geração quanto como uma barra de carga, realizando o balanço entre a energia gerada e consumida no sistema, sendo por isso denominada na literatura por *barramento infinito* ou *barra de referência*. A barra 11 que é simulada como tipo PV, comporta-se como uma geração de tensão controlada, na qual os níveis de consumo ou geração de energia reativa são ajustados pra manter o módulo da tensão em níveis aceitáveis.

As conexões das diversas centrais eólicas nesta região são realizadas nas barras 02, 04 e 06, sendo, para este fim, inseridas, respectivamente, as barras 01, 09 e 10 levando em conta as distâncias até o ponto de conexão. Nas centrais eólicas conectadas nas barras 09 e 10 considera-se fator de potência indutivo e potências instaladas de, respectivamente, 181MW e 49MW. A central eólica instalada na BARRA 01 é

representada pelo modelo completo mostrado no capítulo anterior, cujas características são apresentadas na subseção 5.1.3. A potência total instalada desta central eólica depende dos cenários de simulação, que serão tratados nos tópicos seguintes neste capítulo.

A capacidade instalada da usina termelétrica (convencional), conectada à barra 08, é 217MW, conforme indicado na Figura 5.7, sendo seu fator de potência indutivo próximo ao unitário, conforme base de dados do ONS [23], a produção de energia desta central é injetada na BARRA 04 e, nas simulações, considera-se geração máxima independente da variação da carga.

A produção de energia proveniente da central eólica, em destaque na Figura 5.7, também é injetada na BARRA 04, isto configura uma situação que demanda atenção especial sobre a operação desta central eólica em relação à tensão nesta barra e ao fluxo de potências nas linhas de transmissão conectadas a ela. Neste caso, torna-se importante ressaltar que qualquer excesso de produção, injetado na BARRA 04, será transportado através das linhas de transmissão do sistema elétrico em direção a barra 12, já que esta é a *barra de referência*.

#### 5.1.2.1 Restrições do sistema de transmissão

A configuração da rede elétrica e a disposição das cargas e geração conduzem a uma situação na qual a maior parte da potência injetada na BARRA 04 tende a fluir pelas linhas de transmissão que ligam a BARRA 04 com a BARRA03 (LINHA 04-03). Desta forma, nas análises realizadas nesta dissertação, são considerados os níveis de carregamento máximo na LINHA 04-03 e de tensão na BARRA 04, levando em conta as características técnicas da rede e os requisitos técnicos exigidos pelos *procedimentos de rede* tratados no Capítulo 3.

Assim, o nível de tensão na BARRA 04 deve permanecer entre os limites, mínimo de 0,95 pu e máximo de 1,05 pu, conforme as informações dispostas na Tabela 3.2, no Capítulo 3 desta dissertação, encontrada no submódulo 23 dos *procedimentos de rede* [22]. Esta faixa de tensão pode ser extrapolada por no máximo 10 minutos.

Com relação ao nível de carregamento das linhas de transmissão, estes são geralmente fornecidos pelo agente de transmissão e são baseados nas características físicas e técnicas das linhas. Considerando os dados da rede para este estudo, o nível de carregamento da linha que interliga as barras 04 e 03 (LINHA 04-03) é limitado em 250MVA em operação normal, podendo ser ultrapassado por até 04 horas consecutivas se for menor do que 317 MVA que é um nível de carregamento que pode ser ultrapassado por até 15 minutos em operação normal. Conforme discutido no Capítulo 3, estes valores dependem das características elétricas do sistema e devem ser preestabelecidos e informados pelo operador do sistema elétrico para efeito de contratos com a empresa proprietária da linha de transmissão [22].

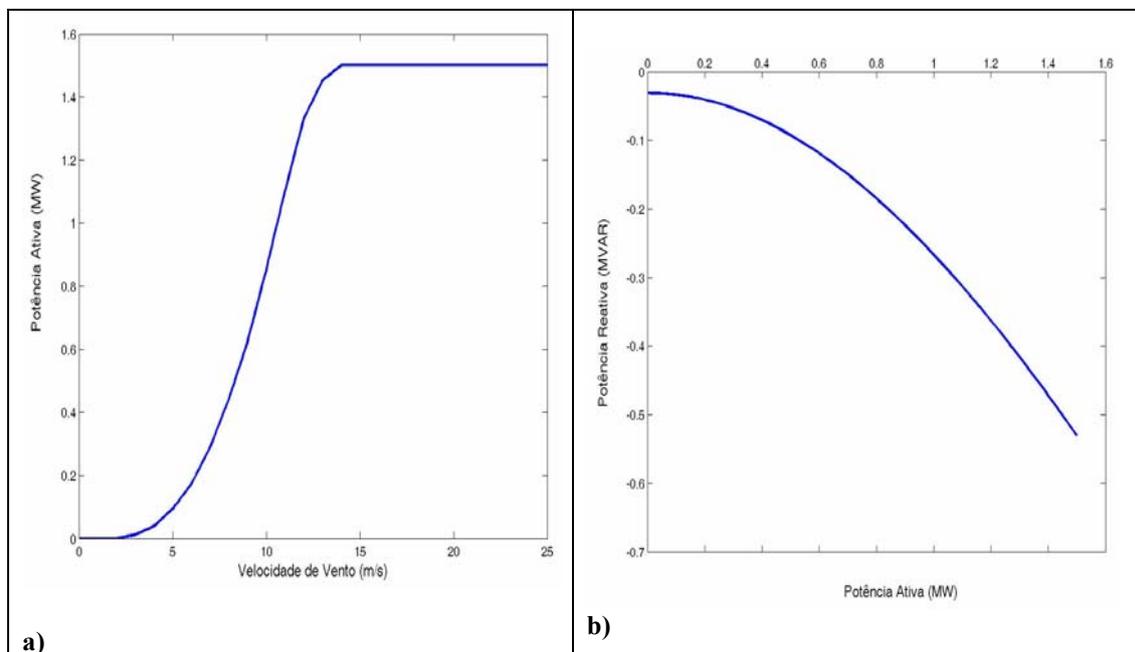
#### 5.1.3 Características da central eólica

Modelos para dois diferentes tipos de turbinas eólicas foram discutidos no Capítulo 4, um modelo para representar as turbinas eólicas, equipadas com geradores síncronos e conectadas à rede através de inversores de potência e outro para representar as turbinas equipadas com geradores de indução e conectadas diretamente à rede

elétrica, sem a necessidade de inversores de potência. Estes dois modelos diferem principalmente pela forma de conexão à rede elétrica e pelo controle da energia reativa, nesta dissertação os detalhes referentes a estas duas tecnologias foram discutidos no Capítulo 2.

Neste estudo de caso, a central eólica, instalada na BARRA 01, é composta por turbinas eólicas do tipo diretamente conectadas a rede elétrica. Cada turbina possui potência nominal de 1,5 MW e tecnologia que utiliza gerador de indução, sendo que, nos cenários de simulação, que serão descritos na seção 5.2, a potência total da central é definida conforme os dois métodos descritos anteriormente.

Já foi comentado anteriormente, que a escolha deste modelo de turbina, nesta dissertação, se deve ao fato de que é possível generalizar os resultados deste estudo para outros tipos de máquinas, considerando a atuação discretizada do controle supervisor tanto no controle da potência ativa como no controle da potência reativa. As curvas características do modelo de turbina usado nas simulações são ilustradas na Figura 5.8.



**Figura 5.8:** Características das turbinas - a) Curva de potência da turbina eólica de 1.5 MW e b) Potência reativa em função da ativa – Considerando compensação e  $FP=0,95$  em potência nominal.

A potência ativa gerada pela turbina eólica é expressa em função da velocidade do vento conforme apresenta a Figura 5.8a e a potência reativa da turbina eólica, em função da sua potência ativa, é ilustrada na Figura 5.8b. É importante ressaltar que modelo representa uma turbina com um sistema de compensação de energia reativa de tal forma que, em potência nominal, o seu fator de potência seja 0,95 indutivo.

### 5.1.3.1 Capacidade instalada da central eólica

Em geral, as análises em regime permanente, dos impactos na rede elétrica causados por uma instalação, são realizadas de maneira determinística, através cálculos de fluxo de potências. Estas análises consideram valores máximos e mínimos da demanda do sistema (carga leve e pesada) para diferentes fatores de potência da instalação (capacitivo e indutivo), onde se leva em conta a capacidade máxima da instalação, observando as condições extremas da operação do sistema elétrico. É

importante observar que no caso da geração eólica, a potência injetada na rede é variável e a probabilidade de ser alcançada a capacidade máxima de geração depende da velocidade do vento, havendo geralmente poucas ocorrências e nem sempre em horas consecutivas. Por isso, no caso das centrais eólicas, a consideração da capacidade máxima instalada na análise do impacto no sistema elétrico acaba por superestimar os problemas que a central eólica estaria causando ao sistema, limitando assim a capacidade instalada da central e reduzindo o aproveitamento do recurso eólico local para geração de eletricidade.

Este método determinístico conduz a limitações mais conservadoras com o objetivo de preservar a operação e segurança do sistema elétrico, não sendo sem motivo que o operador do sistema elétrico adota esta metodologia para avaliar o acesso à rede para quaisquer tipos de instalação. Mesmo no caso de centrais eólicas, para que fosse adotada uma metodologia probabilística, o operador do sistema necessitaria de alternativas para garantir que os requisitos do sistema sejam respeitados. Neste sentido, que a aplicação do controle supervisor se apresenta como alternativa para viabilizar a operação de uma central eólica definida por um método probabilístico.

Neste estudo de caso, considera-se a capacidade instalada da central eólica em questão, para cenários diferentes, obtida em duas abordagens diferentes, uma determinística e outra probabilística considerando os dados de vento utilizados nas simulações.

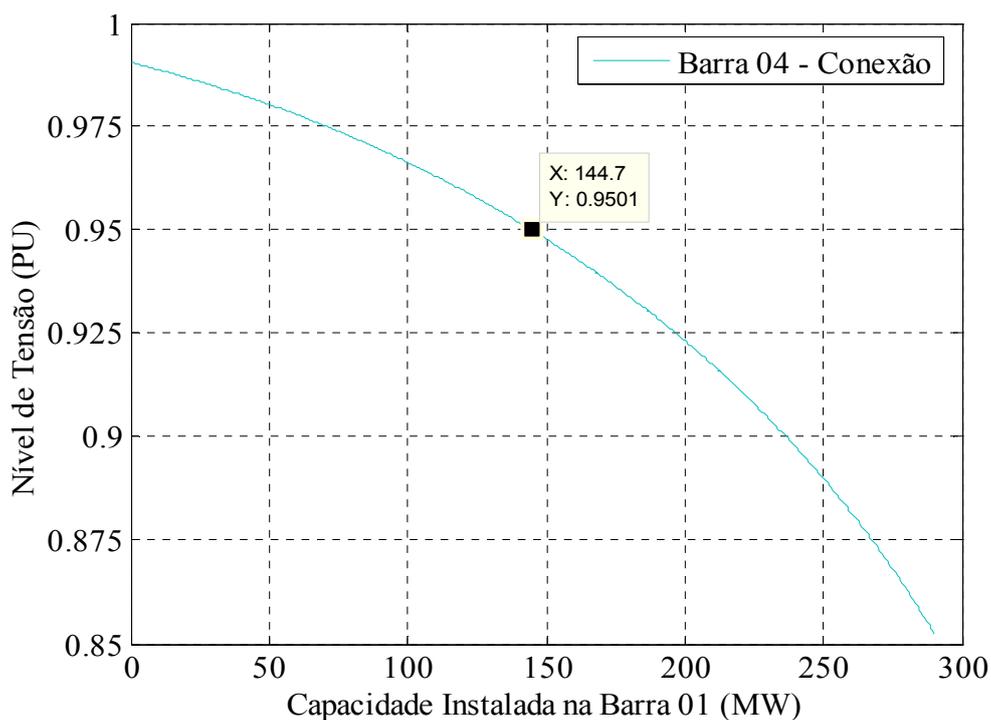
#### 5.1.3.2 Método determinístico

Utilizando esta análise determinística pretende-se dimensionar a capacidade instalada da central eólica de forma que em qualquer das situações não sejam violadas as restrições do sistema, apresentadas na seção 5.1.2.1, considerando situações extremas de operação do sistema.

Então, a capacidade instalada da central em questão foi definida analisando-se a tensão na BARRA 04 e o fluxo de potência na LINHA 04-03, com diversas simulações para 4 (quatro) condições operacionais em cada análise (tensão e carregamento). Estas análises levaram em conta as condições de carga mínima e de carga máxima do sistema elétrico estudado. Para cada condição de carga do sistema, a central eólica foi considerada com fator de potência indutivo e com fator de potência capacitivo iguais a 0,95.

Através de cálculos de fluxo de potências, verificou-se a tensão na BARRA 04 e o fluxo de potência na LINHA 04-03, considerando vários valores de capacidade instalada para a central eólica conectada na referida barra e as condições operacionais citadas anteriormente. Assim, observando a condição mais restritiva entre as simulações, determinou-se a capacidade instalada que, em condições normais de operação, não extrapola os limites de tensão e carregamento (seção 5.1.2.1), considerados neste estudo, impostos pelo sistema elétrico.

Entre as quatro situações simuladas, com relação à tensão, a situação na qual o sistema opera em carga pesada e a central eólica opera com fator de potência indutivo é a condição mais restritiva para a conexão da central eólica neste ponto da rede elétrica. A Figura 5.9 ilustra a variação da tensão na BARRA 04 em função da capacidade instalada da central eólica para a referida condição.

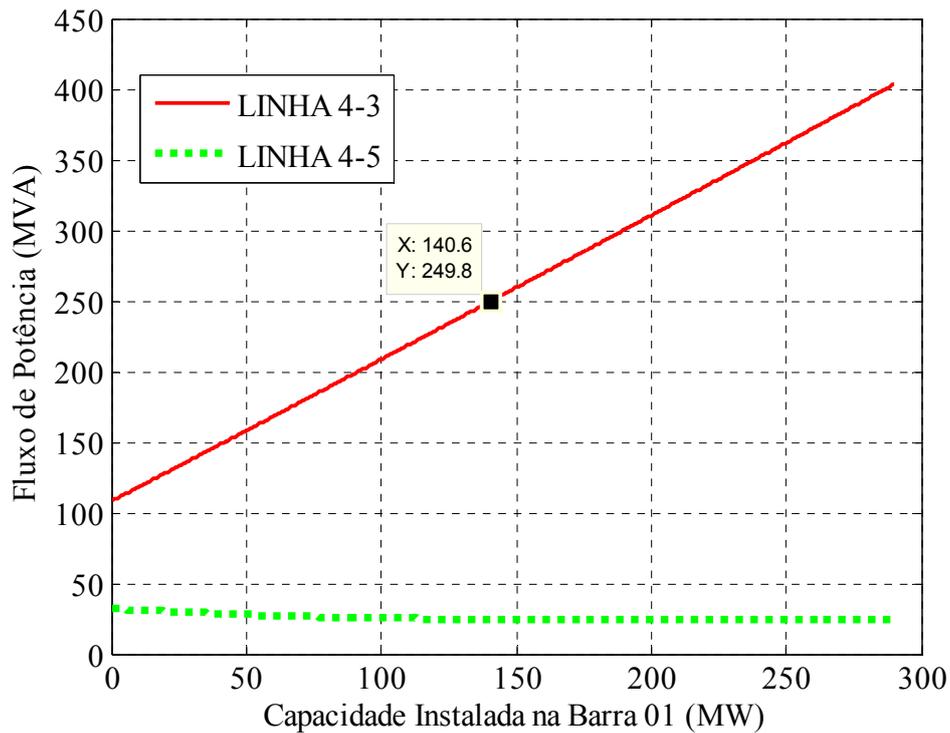


**Figura 5.9: Variação da tensão na BARRA 04 em função da capacidade instalada da central eólica. Sistema operando em condição de carga pesada e central eólica operando com FP indutivo.**

Considerando as restrições de variação de tensão para a BARRA 04, mencionadas na seção 5.1.2.1, a capacidade instalada da central eólica seria limitada em 144,7 MW, como está indicado na Figura 5.9, acima. Assim, existirá a possibilidade de que as variações de tensão na BARRA 04 estejam abaixo do limite mínimo especificado (0,95pu), caso a potência injetada pela central eólica seja maior do que aquela referida na Figura 5.9.

Mas a capacidade da central ainda não está definida, continuando com a análise determinística, falta ainda analisar o nível de carregamento da LINHA 04-03 e, de maneira similar, verificar a capacidade da central eólica para a condição operacional mais limitante.

Neste caso, entre as condições operacionais simuladas, a condição de carga leve e central eólica com fator de potência capacitivo foi a mais restritiva. Para esta condição, a Figura 5.10 mostra a variação de fluxo de potência nas duas principais linhas de transmissão conectadas à BARRA 04, onde nota-se claramente que a produção da central eólica é transportada através da LINHA 04-03, enquanto o fluxo na LINHA 04-05 praticamente não é alterado com a variação da potência que é injetada pela central eólica na BARRA 04.



**Figura 5.10:** Variação do fluxo de potência nas linhas de transmissão ligadas à BARRA 04 - Sistema operando em condição de carga leve e central eólica operando com FP capacitivo.

Como indicado na Figura 5.10, a capacidade instalada da central foi limitada em 140,6 MW de maneira que o fluxo de potência na LINHA 04-03 não será superior aos 250 MVA estabelecidos.

Finalmente, a partir da condição mais restritiva entre a análise de tensão na BARRA 04 e a análise do nível de carregamento na LINHA 04-03 obtém-se a capacidade instalada da central eólica que poderá ser conectada neste ponto sem causar os referidos problemas no sistema elétrico. Assim, a potência da central eólica a ser instalada na BARRA 04 é limitada, neste caso, mais pelo nível de carregamento da linha do que pela tensão na barra.

Por este método, o limite encontrado para a instalação da central eólica é chamado, nesta dissertação, de *limite de conexão*, pois é a potência máxima injetada neste ponto que, mesmo nas piores condições esperadas, não acarreta em problemas de tensão e carregamento. Então, este *limite de conexão* foi definido, neste ponto do sistema elétrico, em 140,6 MW de capacidade instalada. E, considerando a central eólica com turbinas de 1,5 MW, a capacidade da maior central eólica que respeita este limite é 139,5MW.

### 5.1.3.3 Método probabilístico

Neste método, a capacidade instalada da central é baseada na probabilidade de sua potência injetada na BARRA 04 ser maior do que o *limite de conexão* previamente definido (método determinístico). No caso da geração eólica, esta probabilidade depende dos dados de vento, sendo apresentada como um fator que indica a quantidade de horas por ano em que a geração eólica poderá estar acima do referido limite.

Para este estudo de caso e utilizando este método, a central eólica foi dimensionada preestabelecendo, para efeitos de estudos, que sua geração esteja acima do *limite de conexão* em até 11 % do tempo total de operação simulado que, neste caso, significa uma geração acima deste limite em no máximo 963,6 horas/ano.

A quantidade de horas no ano, em que a central eólica pode operar com potência maior que um determinado valor, é representada na sua *curva de duração* anual de geração. A Figura 5.11 mostra a comparação entre as *curvas de duração* da central eólica com capacidade instalada menor do que o *limite de conexão* (linha cheia) e da central eólica que satisfaz as condições estabelecidas no parágrafo anterior (linha tracejada). Pode-se observar que a probabilidade da central operar em potência nominal durante o ano é inferior a 1000 horas/ano, neste estudo de caso.

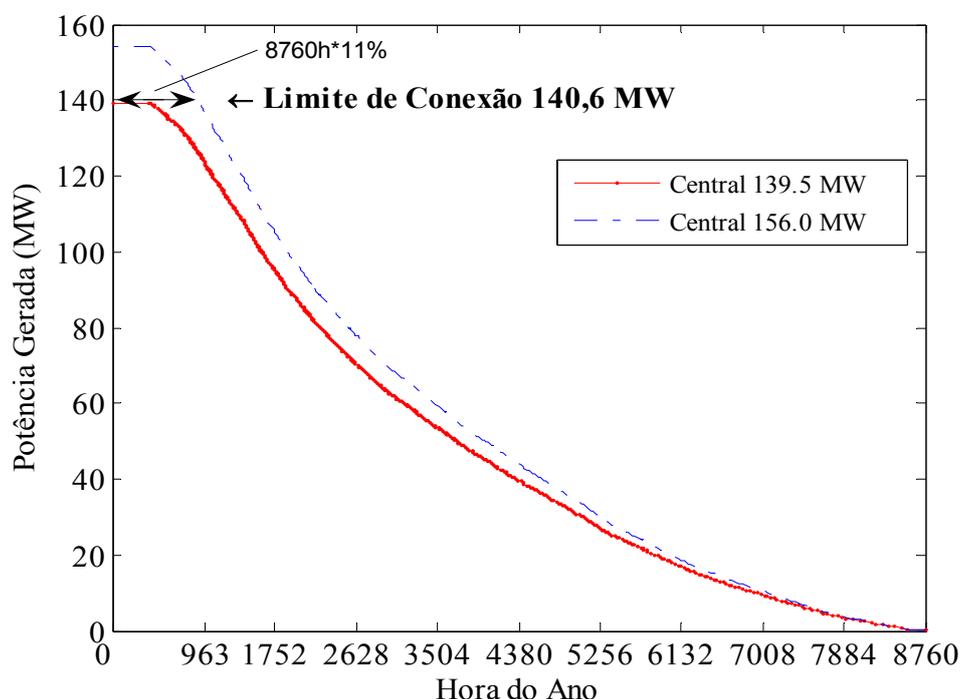


Figura 5.11: Curvas de duração anuais de potência das centrais eólicas - Geração abaixo do *limite de conexão* (linha cheia) e geração 963,6 h/ano acima do *limite de conexão* (linha tracejada)

Para encontrar uma central eólica que satisfaça as referidas condições, foi desenvolvido um algoritmo que realiza um processo iterativo calculando a curva de duração para várias centrais eólicas com os mesmos dados de vento. Esse processo, a partir do *limite de conexão*, aumenta a capacidade instalada da central eólica em cada iteração, finalizando o processo quando encontrar a central eólica que possui uma curva de duração que corresponda às condições predeterminadas.

Então, como ilustra a Figura 5.11, a capacidade instalada da central eólica na BARRA 04, calculada por este método probabilístico, foi determinada em 156 MW de forma que, durante o ano, esta central deve operar no máximo 963,6 horas acima do *limite de conexão*. Neste caso, a capacidade da central eólica conectada à BARRA 04 aumentou 11,8% em relação ao *limite de conexão*, sendo importante ressaltar que este aumento depende das velocidades de vento.

## 5.2 Descrição dos cenários simulados

As simulações são realizadas em três cenários distintos, no primeiro, considera-se a operação de uma central eólica cuja capacidade instalada respeita o *limite de conexão* definido pelo método determinístico. No segundo cenário, considera-se uma central eólica na qual a capacidade instalada é definida pelo método probabilístico apresentado anteriormente. Finalmente, no terceiro cenário, é incluído o sistema de controle supervisor para a central eólica com a mesma capacidade instalada estabelecida no segundo cenário.

Estes três cenários de simulações foram definidos a fim de analisar os efeitos da operação da central eólica sobre o sistema elétrico e avaliar o uso de um sistema de controle supervisor da central eólica, no sentido de aumentar o aproveitamento do recurso eólico local sem violar as restrições do sistema de transmissão. O controlador supervisor monitora a tensão no ponto de conexão e o fluxo de potência no sistema de transmissão e controla a potência ativa e reativa da central eólica garantindo que as restrições preestabelecidas não sejam transgredidas durante a operação normal da central eólica.

Nos três cenários são utilizados os mesmos dados de vento e de demanda, apresentados na seção 5.1.1. As simulações dizem respeito à variação da carga em todas as barras e da operação da central eólica conectada à BARRA 04, conforme a configuração da rede elétrica apresentada na Figura 5.7 da subseção 5.1.2.

As centrais eólicas, conectadas às barras 02 e 06, e a central termelétrica, conectada a BARRA 04, foram consideradas operando em suas respectivas potências nominais para todas as simulações, independente da variação horária da carga. Vale salientar que estas considerações representam situações extremas para a operação do sistema elétrico em relação à operação das referidas centrais.

Nestes cenários, a operação da central eólica é analisada frente às limitações da rede elétrica e estas limitações, em termos de planejamento elétrico, são referentes, principalmente, aos desvios de tensão no ponto de conexão e ao carregamento das linhas de transmissão. Desta forma, o nível de tensão na BARRA 04 e o fluxo de potências na LINHA 04-03 devem respeitar os limites apresentados na seção 5.1.2.1.

As simulações são realizadas em um processo iterativo baseado em séries temporais as quais expressam, simultaneamente, condições de carga total do sistema elétrico e gerações eólicas injetadas na BARRA 04, sendo que as primeiras são representadas pela sua demanda de potência ativa e reativa, e as segundas são traduzidas por velocidades de vento aplicadas ao modelo da central eólica. Cada iteração é indicada pelo tempo (T) correspondente a um ponto de operação do sistema elétrico que é expresso por uma condição de carga e uma condição de geração da central eólica. Neste caso, cada valor de demanda e de geração eólica correspondem à uma hora de operação já que, como foi dito anteriormente, as séries temporais usadas são compostas por médias horárias de velocidade de vento e de demanda.

A Figura 5.12 apresenta um fluxograma geral do processo de simulação, na referida figura não está incluído o controle supervisor, mas o processo geral de simulação é o mesmo. O parâmetro T acessa os dados correspondentes a uma velocidade de vento e a uma demanda de potência ativa e reativa. Em seguida, conforme

modelo apresentado no capítulo anterior, o simulador processa as informações relativas à operação do sistema elétrico e da central eólica.

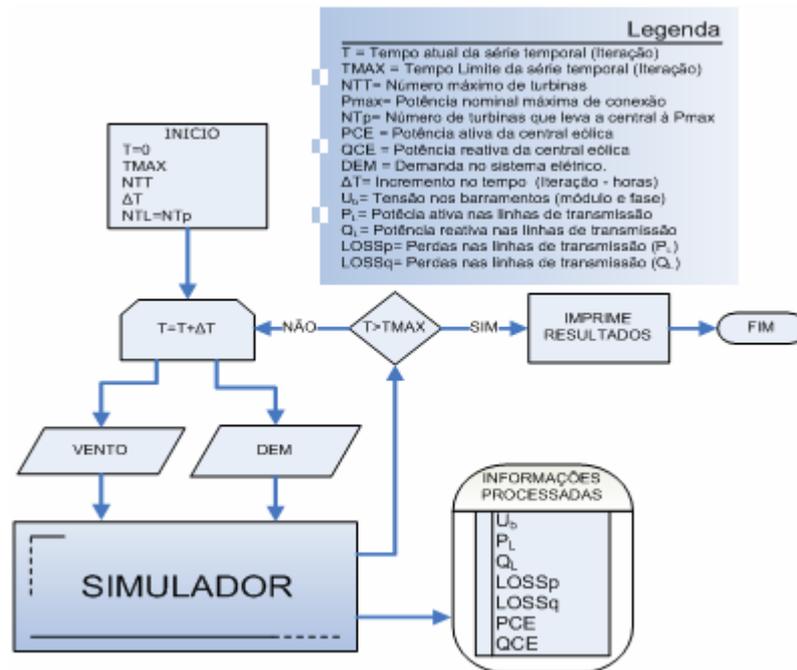


Figura 5.12: Fluxograma do processo geral de Simulação.

O incremento na iteração ( $\Delta T$ ) é o tempo de integração das séries usadas, que neste caso é uma hora, já que elas são compostas por médias horárias. Desta forma, as simulações prosseguem até o final da série de dados, que neste caso expressa um total de 8760 horas. As principais informações processadas são mantidas em um banco de dados, de forma que, para cada ponto da série, as tensões nas barras, os fluxos de potências nas linhas, as perdas elétricas e a produção na central eólica podem ser acessadas e impressas. Um fator importante, nas simulações que diferencia os cenários, é o número de turbinas da central eólica (NTT), ou seja, sua capacidade instalada.

### 5.2.1 Cenário I - capacidade instalada da central eólica definida pelo método determinístico.

Neste cenário, a capacidade instalada da central eólica é determinada com base nas restrições da rede elétrica, conforme apresentado na seção 5.1.3.2. Assim, em operação normal, não são esperados problemas de tensão no ponto de conexão nem de carregamento das linhas de transmissão, no entanto, o aproveitamento do recurso eólico local torna-se limitado.

Considerando a rede elétrica e a composição de centrais eólicas conforme se apresentou nas seções anteriores, neste cenário é simulada a operação de uma central eólica, conectada à BARRA 04, composta por 93 turbinas eólicas de 1,5 MW totalizando uma capacidade instalada de 139,5 MW, sendo então menor do que *limite de conexão* definido na subseção 5.1.3.2. A potência assim dimensionada garante que a operação normal da central eólica não causa problemas ao sistema elétrico analisado, em nenhuma condição de vento ou carga.

### 5.2.2 Cenário II - capacidade instalada da central eólica com base em método probabilístico.

No cenário II, o aproveitamento do recurso eólico é aumentado optando por uma central eólica maior, sob pena de aumentar a probabilidade de ocorrerem problemas no sistema elétrico. A capacidade máxima instalada da central eólica é definida, a partir dos dados de vento, com base na especificação de uma probabilidade de que a geração eólica possa ultrapassar o *limite de conexão*, assim como foi apresentado na subseção 5.1.3.3.

Então, é simulada a operação da central eólica, conectada à BARRA 04, composta por 104 turbinas eólicas de 1,5 MW totalizando uma capacidade instalada de 156 MW, definida pelo método probabilístico conforme a subseção 5.1.3.3. Neste caso, a operação da central eólica poderá, em certas condições de carga do sistema, acarretar em problemas de tensão e/ou fluxo de potência nas linhas de transmissão, dependendo da velocidade do vento.

Deve-se destacar que neste cenário, a capacidade da central eólica é aumentada (em relação ao *limite de conexão*) e não se considera a atuação do controlador supervisor da central eólica. Assim, os problemas de tensão e de carregamento nas linhas estão sujeitos às probabilidades de ocorrência de condições extremas no sistema elétrico, isto significa dizer que estes problemas ocorrem nos casos em que as condições extremas de carga no sistema elétrico são simultâneas com a geração eólica acima do *limite de conexão*. Assim, a possibilidade de ocorrerem problemas no sistema elétrico, em operação normal, depende das condições de carga e de vento. Portanto, em operação normal, as limitações do sistema podem ser excedidas ou não, sendo que, neste cenário, não existe garantia de que o sistema opere dentro das limitações exigidas frente à operação da geração eólica, ficando o sistema passível de probabilidades.

### 5.2.3 Cenário III – inclusão do sistema de controle supervisor

Neste cenário, a operação de uma central eólica com capacidade instalada igual ao cenário anterior (156 MW) é simulada, considerando a inclusão de um sistema de controle supervisor a fim de garantir que as limitações do sistema elétrico não sejam violadas. Na estratégia de controle adotada, admite-se que o sistema elétrico pode, em condições normais, operar acima de suas limitações elétricas em um determinado período de tempo consecutivo, como já foi explicado no capítulo anterior.

Nestas simulações, o modelo de controle supervisor da central eólica, apresentado no capítulo anterior, foi adicionado a fim de evitar que, nas condições do cenário II, as limitações, tanto de tensão na BARRA 04 quanto de carregamento da LINHA 04-03, não sejam violadas.

A Figura 5.13 apresenta o processo iterativo de simulação com a inclusão do sistema de controle supervisor, este processo não é diferente dos outros cenários já apresentados, no entanto, com a inclusão do controle supervisor, a potência de saída da central eólica em cada iteração deve ser controlada com base nas limitações do sistema elétrico.

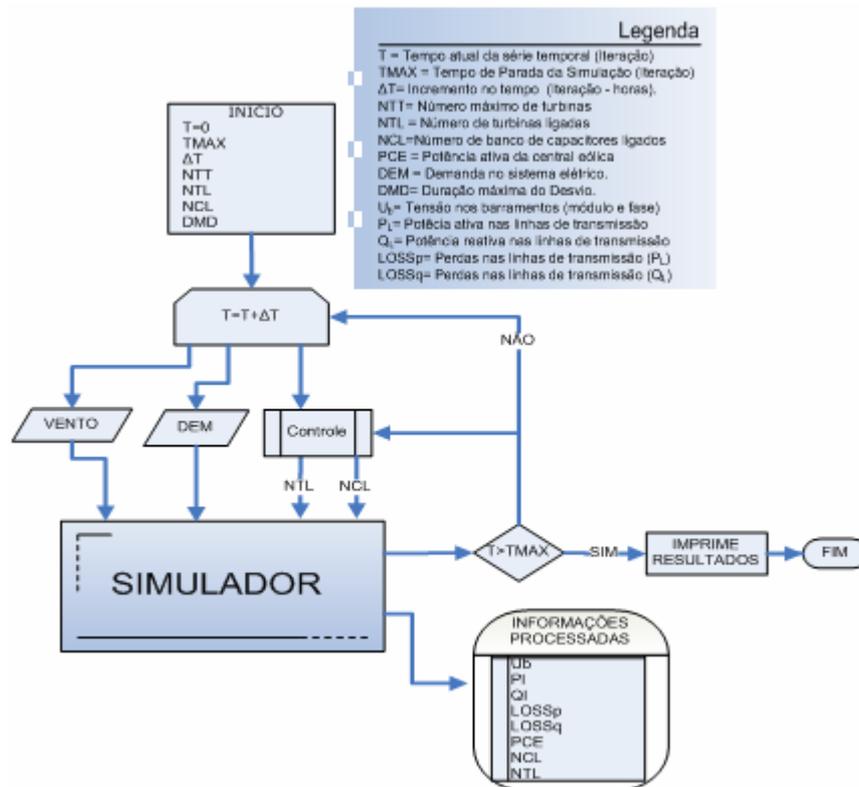


Figura 5.13: Fluxograma do processo de simulação com a inclusão do controle supervisor.

Assim como foi explicado no capítulo anterior, o controle da potência de saída da central eólica é realizado, de maneira generalizada, com base na quantidade de turbinas eólicas ligadas (NTL) e no número de banco de capacitores ligados (NCL) em cada iteração. O número de turbinas ligadas está relacionado com o controle do fluxo de potência na linha de transmissão e o número de banco de capacitores ligados está relacionado com o controle da tensão na barra de conexão. Neste caso, o controle do fluxo de potência na linha é escalonado, considerando turbinas eólicas de 1,5 MW e o controle de tensão é escalonado através de banco de capacitores de 25kVAR.

O controlador monitora a operação da rede elétrica e, no caso de as limitações elétricas serem excedidas, inicia a contagem do *tempo do desvio*, realizando a ação de controle quando este tempo excede a Duração Máxima de Desvio (DMD). Nas estratégias adotadas, a ação de controle é realizada com base em eventos passados, ou seja, em grandezas obtidas na iteração anterior. Desta forma, a iteração seguinte é simulada com os dados de saída do controlador obtidos na iteração anterior.

Conforme foi mencionado na subseção 5.1.2.1, o fluxo de potência na linha de transmissão monitorada é limitado em 250 MVA. Este fluxo de potência é considerado, neste estudo de caso, como o nível de carregamento máximo na linha, o qual pode ser excedido até 317 MVA por uma duração máxima de 4 horas consecutivas, sendo que os excessos acima de 317 MVA são permitidos para duração máxima de 15 minutos. O nível de tensão na barra de conexão deve estar entre 0,95 pu e 1,05 pu, podendo extrapolar esta faixa por no máximo 10 minutos, como já foi explicado. Estas limitações são parâmetros de programação do controle supervisor, adotados neste estudo de caso. Em estudos específicos, estes parâmetros, são definidos pelo operador do sistema, sendo que, em geral, as limitações de carregamento nas linhas são definidas em contratos de uso da linha de transmissão.

Neste caso, os dados de entrada são compostos por grandezas integralizadas em médias horárias, o que significa dizer que, no caso da tensão, a ação de controle é realizada na mesma iteração em que o desvio é detectado, sendo que na próxima iteração o desvio da tensão estará corrigido. No caso do fluxo de potência, na quarta iteração após a persistência do desvio o controlador determina a quantidade de turbinas eólicas ligadas e na próxima iteração a potência da central eólica estará limitada levando o fluxo na linha para 98% do carregamento permitido para duração de 4 horas (considerando as condições de geração e carga da iteração anterior). Assim, neste estudo de caso foi definida uma histerese de controle para o fluxo de potência na linha com valor de 98% do carregamento máximo permitido para duração de 4 horas. Este valor de histerese foi definido através de várias simulações, a fim de encontrar um valor que fosse coerente com as estratégias de controle adotadas aqui e que, ao mesmo tempo, não limitasse demais a geração eólica. Deve-se ressaltar que a definição deste valor de histerese depende bastante das velocidades de vento.

De maneira semelhante, a potência da central pode ser aumentada novamente, nas próximas iterações, se o fluxo de potência na linha estiver dentro do limite de 98% do fluxo máximo permitido. Este limite deve ser imposto porque, já que o controle não é baseado em previsões, a ação de controle pode causar, na próxima iteração, um fluxo de potência acima do limite estabelecido ou, quando da necessidade de desligar turbinas, o problema pode não ser corrigido. Foi justamente neste sentido que foram realizadas várias simulações para encontrar um valor de histerese coerente.

### 5.3 Resultados obtidos das simulações para os três cenários

Com a aplicação do simulador apresentado no Capítulo 04 foi analisado o desempenho do sistema elétrico e o efeito do controle supervisor da central eólica, conectada à BARRA 04, com relação ao aumento da capacidade instalada da central eólica. Os resultados são apresentados para os três cenários discutidos na seção anterior e comparados para análise das estratégias de controle supervisor. Além disso, apresenta-se no final desta seção uma análise com indicativos de custos de instalação da central eólica.

#### 5.3.1 Cenário I - capacidade instalada da central eólica definida pelo método determinístico. (sem controle supervisor)

Como já era esperado, a tensão na BARRA 04 e o fluxo de potência na LINHA 04-03 não extrapolaram os limites especificados. As variações horárias de tensão e de fluxo de potência na linha de transmissão são apresentadas, respectivamente, na Figura 5.14 e na Figura 5.15, onde é possível constatar o fato supracitado.

Com relação à variação de tensão, deve-se ressaltar que, como a central eólica é considerada operando com fator de potência indutivo, as elevações de tensões, decorrentes das variações mais baixas de carga, não têm amplitudes consideradas graves neste horizonte de estudo. Desta forma, os afundamentos de tensão, que podem ocorrer em condições de cargas mais altas, são mais evidentes e, ainda que o limite mínimo não seja excedido, são notados níveis de tensão próximos ao limite mínimo em vários momentos, como ilustra a Figura 5.14.

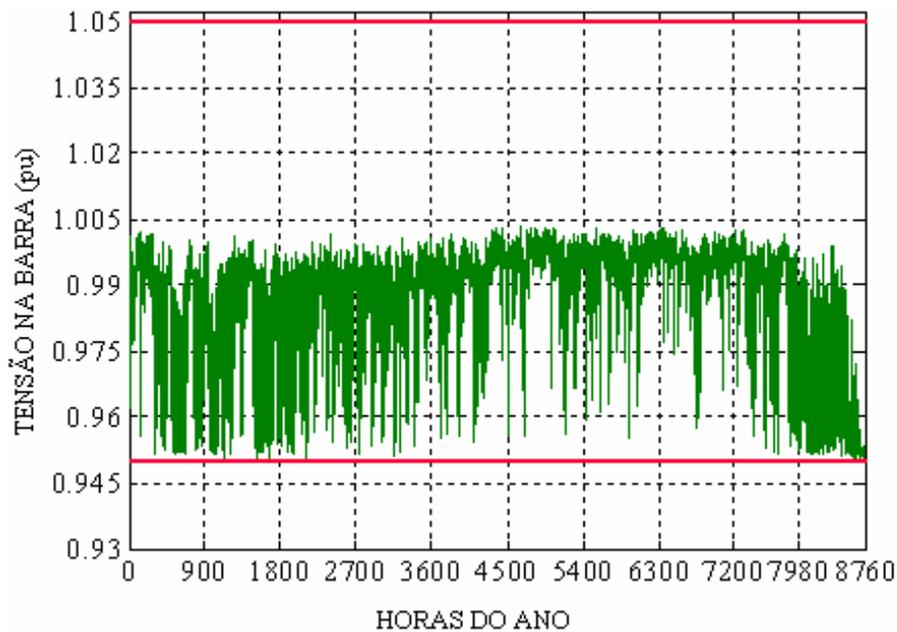


Figura 5.14: Tensão na Barra 04 – Cenário I.

O fluxo de potência na LINHA 04-03, para este cenário, não ultrapassa o limite de carregamento da linha de transmissão e, como pode ser visto na Figura 5.15, em alguns períodos o fluxo de carga na linha aproxima-se do limite preestabelecido, embora sem ônus para o sistema elétrico a geração eólica fica limitada devido às exigências da rede elétrica.

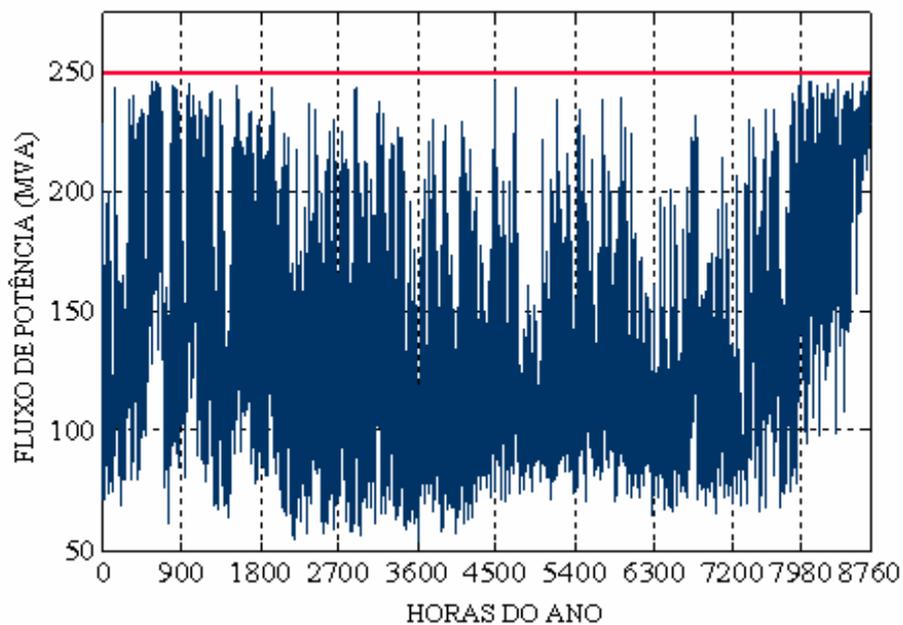


Figura 5.15: Fluxo de potência na LINHA 04-03 – Cenário I.

### 5.3.2 Cenário II - capacidade instalada da central eólica definida pelo método probabilístico (sem controle supervisor).

Com o aumento da capacidade instalada da central eólica, a tensão e o fluxo de potência na linha de transmissão extrapolam os limites estabelecidos em vários momentos. As variações horárias da tensão na BARRA 04 e do fluxo de potência na

LINHA 04-03 são apresentados na Figura 5.16 e na Figura 5.17, onde se pode observar a extrapolação dos limites estabelecidos.

Assim como no cenário anterior, não ocorrem elevações de tensão preocupantes, mas os afundamentos de tensão, que já eram evidentes, passaram a ter amplitudes maiores devido ao aumento da capacidade da central eólica e, como se pode observar na Figura 5.16, ultrapassam o limite mínimo de 0,95 pu em por vários períodos de tempo.

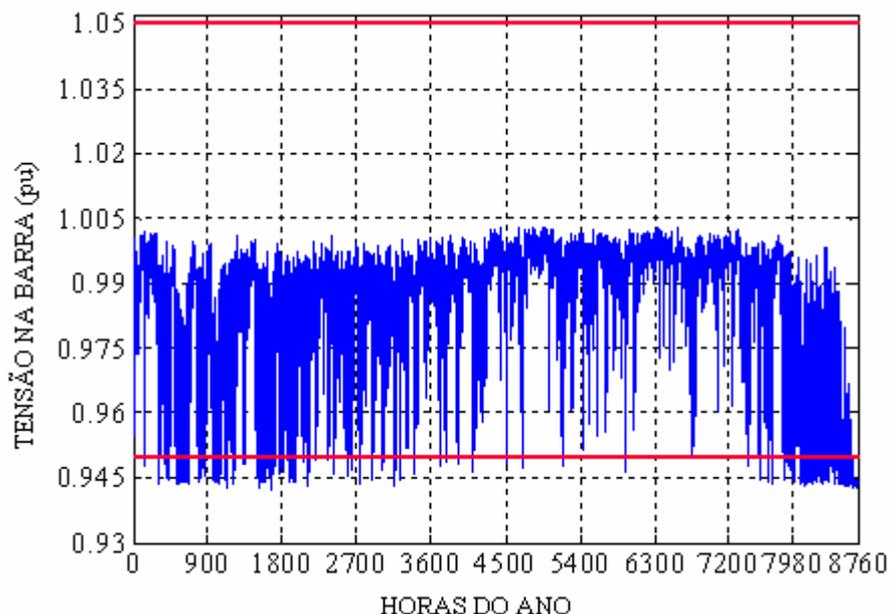


Figura 5.16: Tensão na BARRA 04 – Cenário II.

Neste cenário, o fluxo de potência na LINHA 04-03 supera o limite de carregamento da linha em vários instantes, como está evidenciado na Figura 5.17, além disso, pode-se observar que este fluxo de potência acima do limite pode ocorrer em várias horas consecutivas (e.g. destaque na referida figura).

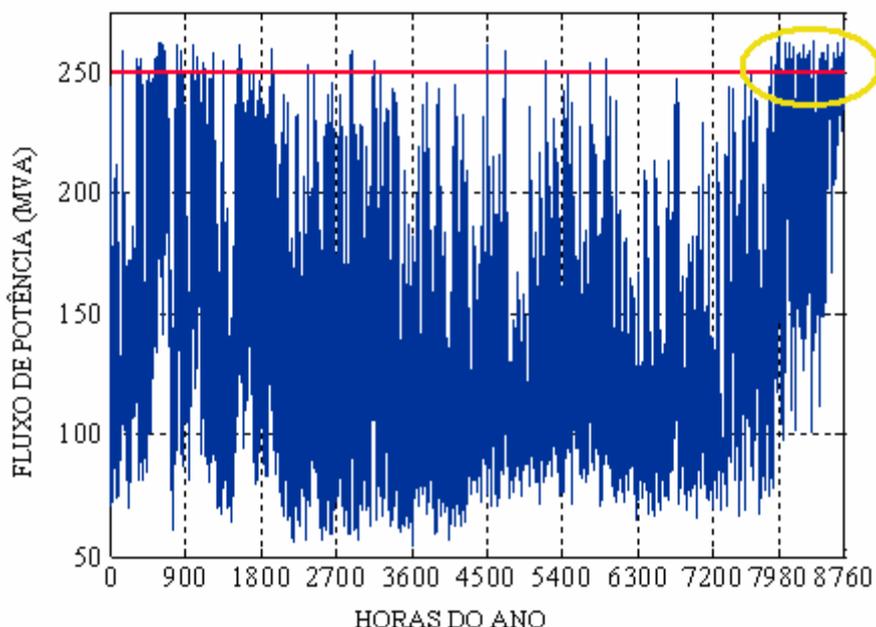


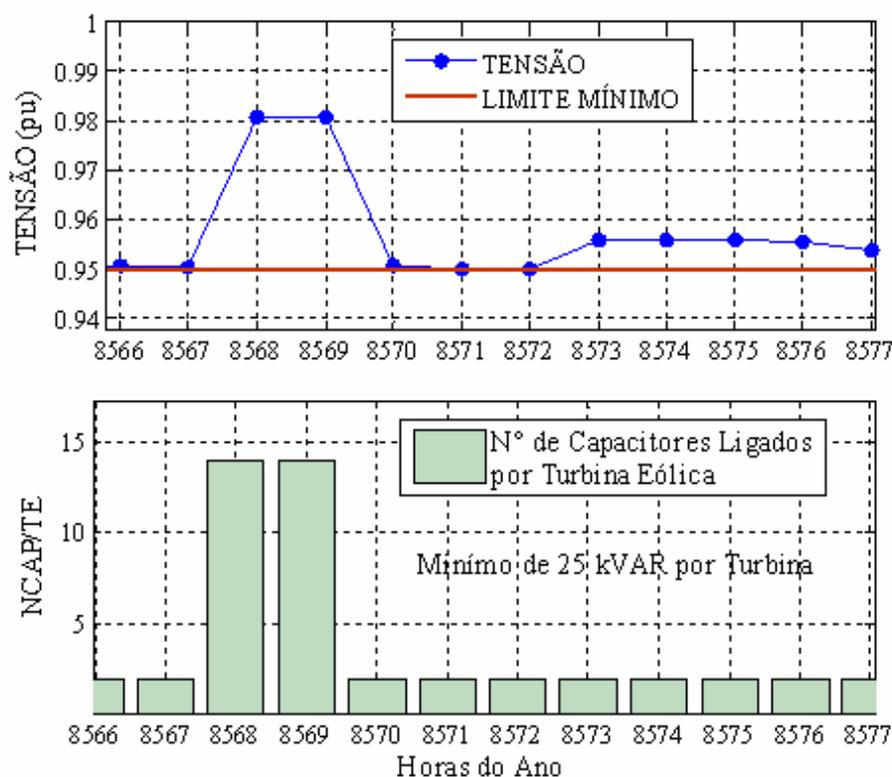
Figura 5.17: Fluxo de Potência na LINHA 04-03 - Cenário II.

### 5.3.3 Cenário III – capacidade instalada da central eólica definida pelo método probabilístico e inclusão do Sistema de Controle Supervisor.

Neste cenário, foi incluído o controle supervisor da central eólica para viabilizar, com relação às limitações da rede, o aumento da capacidade da central eólica. Deste modo, é possível garantir, com a ação do controlador da central eólica, que sejam evitados os problemas de nível de tensão e de fluxo de potência na linha de transmissão.

Para visualizar a ação do controle supervisor apresenta-se, como exemplo a Figura 5.18 e a Figura 5.19 com destaque para algumas horas de operação em que o controlador está atuando. A Figura 5.18 ilustra o controle da tensão mediante ao chaveamento de banco de capacitores do sistema de compensação da central eólica e a Figura 5.19 mostra o controle do fluxo de potência na linha de transmissão escalonado em função do número de turbinas eólicas ligadas na central.

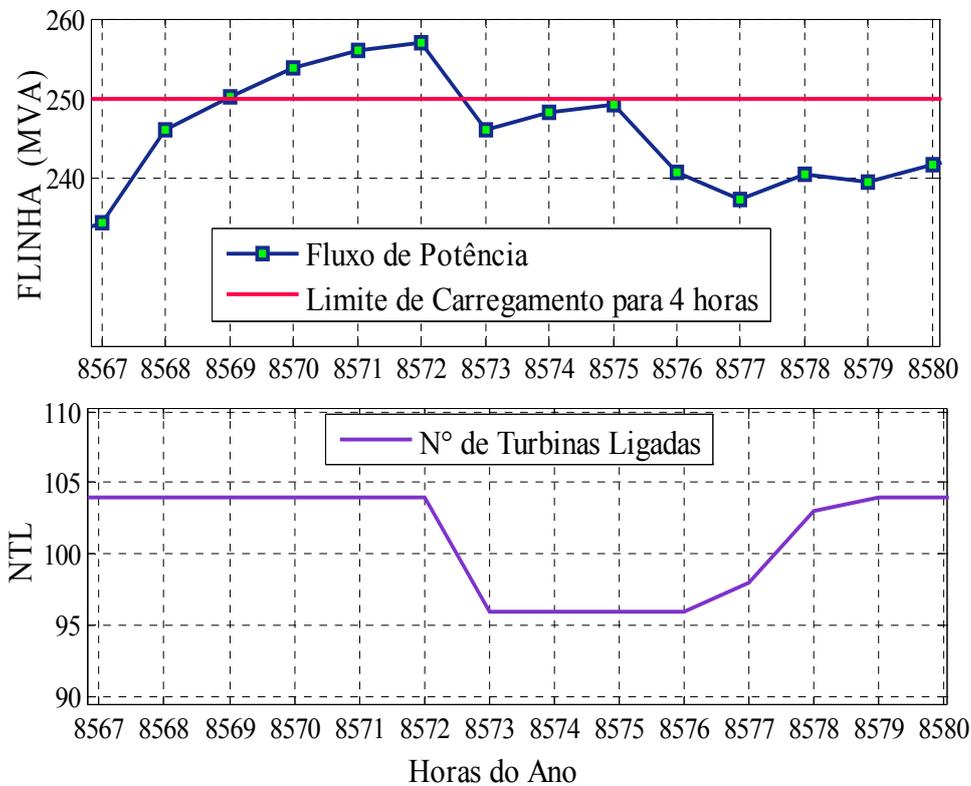
Na Figura 5.18, pode-se observar que quando os afundamentos de tensão possuem amplitudes que tendem para níveis de tensão inferiores ao limite mínimo especificado, o controlador envia um sinal de controle para o sistema de compensação de energia reativa da central. Então, no sistema de energia reativa da central, será chaveada a quantidade de banco de capacitores necessária para corrigir a tensão. Mesmo quando a tensão está dentro dos limites especificados o controlador pode atuar a fim de eventualmente corrigir o fator de potência da central eólica mantendo-o dentro do estabelecido.



**Figura 5.18: Controle da tensão na BARRA 04 – Cenário III.**

Com relação ao fluxo de potência na linha de transmissão, o controle verifica, além da sua amplitude, o tempo em que o mesmo permanece acima do limite de

carregamento da linha e somente realiza a ação de controle quando o tempo consecutivo máximo é ultrapassado.



**Figura 5.19: Controle do fluxo de potência na LINHA 04-03 - Cenário III.**

Na Figura 5.19 ilustra-se a atuação do controlador sobre as turbinas eólicas da central e a conseqüente variação do fluxo de potência na linha. O número de turbinas ligadas na central é diminuído para reduzir o fluxo de potência na linha de transmissão após 4 horas acima do limite de carregamento da mesma. Quando o fluxo na linha for normalizado e, por exemplo, quando a velocidade de vento diminuir, as turbinas eólicas que foram desligadas são ligadas novamente desde que não ultrapasse o limite de carregamento da linha.

#### 5.3.4 Comparações dos resultados entre cenários

Os principais parâmetros e resultados para os três cenários simulados são mostrados na Tabela 5.1, onde se pode fazer uma análise comparativa principalmente a respeito do ganho na produção e da preservação dos requisitos exigidos pelo sistema elétrico, mesmo com o aumento da capacidade instalada da central eólica, devido ao uso do controle supervisor.

Como visto na Tabela 5.1, a capacidade instalada da central eólica, no Cenário I, foi aumentada de 139,5 MW para 156 MW nos Cenários II e III, isto representa um aumento de 11,83% que, obviamente, significa um aumento do mesmo nível nos custos de instalação que são proporcionais à capacidade instalada da central. Neste caso, deve-se avaliar qual a relação entre o aumento da capacidade instalada e o aumento da energia total gerada. Este aumento da capacidade da central somente corresponderia ao mesmo aumento na energia gerada se as estratégias de controle supervisor não fossem adotadas, mas esta situação não seria aceitável do ponto de vista da operação do sistema

elétrico, como pode ser observado pelos resultados no Cenário II onde os limites estabelecidos pelo sistema são extrapolados em vários momentos.

O aumento na energia total gerada pela central é menor no Cenário III, devido à necessidade do uso do controle supervisor para viabilizar este aumento da capacidade instalada. Então, o aumento da energia total gerada depende da atuação do controle que está sujeita às condições de vento e de carga do sistema elétrico. Neste caso, para um aumento de 11,83% na capacidade instalada foi observado um aumento de 11,66% na energia gerada pela central no Cenário III, o que significa uma ligeira diminuição no fator de capacidade.

**Tabela 5.1: Principais parâmetros e resultados nos três cenários simulados**

<b>Parâmetro</b>	<b>Cenário I</b>	<b>Cenário II</b>	<b>Cenário III</b>
<b>Capacidade Instalada da Central Eólica (MW)</b>	<b>139,50</b>	<b>156</b>	<b>156</b>
<b>Energia Produzida (GWh/ano)</b>	<b>449,76</b>	<b>502,95</b>	<b>502,20</b>
<b>Fator de capacidade (%)</b>	<b>36,80</b>	<b>36,80</b>	<b>36,75</b>
<b>Tempo total em que a tensão está fora dos padrões estabelecidos. (horas/ano)</b>	<b>ZERO</b>	<b>701</b>	<b>ZERO</b>
<b>Tempo Total de sobrecarga na linha (horas/ano)</b>	<b>ZERO</b>	<b>223</b>	<b>170</b>
<b>Número de Ocorrência de sobrecarga na linha por mais de 4 horas consecutivas.</b>	<b>ZERO</b>	<b>16</b>	<b>ZERO</b>

O Cenário II é caracterizado pelas ocorrências de tensões abaixo do limite mínimo especificado e de sobrecarga na linha. Nas simulações foram observadas 701 horas no ano, não necessariamente consecutivas, com tensões abaixo do limite mínimo e um total de 223 horas no ano com sobrecarga na linha de transmissão, sendo 16 ocorrências de sobrecarga por mais de 4 horas consecutivas. Com a aplicação do controle supervisor da central eólica, no Cenário III, os problemas com tensão são evitados e a ocorrência de sobrecarga na linha é reduzida mantendo o limite de tempo consecutivo aceitável pelo operador do sistema.

### 5.3.5 Análises dos custos de produção e instalação das centrais eólicas.

Uma análise ilustrativa de investimentos, para este estudo de caso, é realizada utilizando os resultados obtidos nas simulações e as informações sobre custos de instalação e produção, apresentadas no Capítulo 1 desta dissertação.

Considerando o valor econômico que deverá ser dado à energia eólica e os custos de produção e de instalação das centrais estimados para o ano de 2008, a Tabela 5.2 apresenta uma análise simplificada do investimento comparando os Cenários I e III. Vale ressaltar novamente, que para o ano de 2008 está prevista a operação de diversas centrais eólicas no sistema elétrico brasileiro e compra assegurada da produção por um período de 20 anos, conforme informações do PROINFA [6].

Os custos de produção e instalação, usados nesta análise, estão baseados nas informações dispostas na Tabela 1.1, no primeiro capítulo desta dissertação, e o valor econômico, pago para a energia eólica, está baseado no valor firmado pelo PROINFA.

**Tabela 5.2: Análise de investimento e comparação entre os Cenários I e III considerando custos e valor econômico da energia eólica estimados para o ano de 2008.**

Valores Estimados para o Ano de 2008		
Custo de Instalação por MW	R\$ 1.876.000,00	
Custo de Produção por MWh	R\$ 88,20	
Valor Econômico por MWh	R\$ 280,00	
Análise do Investimento		
	Cenário I	Cenário III
Capacidade Instalada (MW)	139,5	156
Energia Produzida (MWh/ano)	449.760	502.200
Custo Total da Instalação	R\$ 261.702.000,00	R\$ 292.656.000,00
Receita Anual Bruta	R\$ 125.932.800,00	R\$ 140.616.000,00
Custo Anual de Produção	R\$ 39.668.832,00	R\$ 44.294.040,00
Receita Anual Líquida	R\$ 86.263.968,00	R\$ 96.321.960,00
Recuperação do Investimento (Anos)	3,034	3,038

Na Tabela 5.2, levando em conta o aumento da capacidade da central eólica sem, no entanto, desrespeitar os requisitos exigidos pelo sistema elétrico, nota-se que, para este estudo de caso, a receita líquida pode ser aumentada em, aproximadamente, R\$10 milhões por ano. Esta análise é apresentada de forma ilustrativa para se ter uma idéia da ordem dos investimentos e lucros reais. A comparação entre os dois cenários também mostra o tempo de recuperação do investimento que, neste caso, é ligeiramente maior no cenário com controle supervisor por que o aumento na geração não é compatível com o aumento na capacidade instalada e, como já foi exposto, depende das condições de

vento e de carga do sistema elétrico. É óbvio que este tempo de recuperação do investimento deve ser maior se for considerado o custo de instalação e operação do controle supervisor, mas não são disponíveis boas informações sobre tal empreendimento. O tempo de retorno do investimento, que neste caso se configura em torno de 3 anos, pode ser comparado com os 20 anos de compra assegurada da energia eólica gerada nos termos do PROINFA.

## 6. CONCLUSÕES

A potência gerada pelas centrais eólicas depende da velocidade do vento e, tendo em vista que o vento é uma fonte de energia bastante variável e de natureza estocástica, as centrais eólicas possuem uma reduzida capacidade de controle inerente à natureza do recurso eólico. Portanto, a potência gerada em uma central eólica não pode ser controlada como em uma usina convencional, na qual a fonte primária é controlável. No entanto, as centrais eólicas podem ter, caso necessário, a geração limitada, em certos momentos, para se adequar às necessidades do sistema de transmissão.

Considerando grandes instalações de centrais eólicas em locais remotos, onde o recurso eólico é mais abundante, a potência eólica gerada excede, em muitos momentos, as necessidades das cargas das proximidades das instalações e este excedente é transportado pelas linhas de transmissão para atender as cargas mais distantes. Em situações de baixa carga e ventos fortes, o fluxo de potência nas linhas de transmissão é invertido, dependendo das características da rede e da potência instalada da central. Além disso, dependendo da configuração do sistema de transmissão no local da conexão, as centrais eólicas podem concorrer com as centrais convencionais de geração de energia no uso das redes de transmissão e, eventualmente, os limites de carregamento das linhas de transmissão podem ser atingidos.

As variações do vento, em escalas de tempo maiores que uma hora, provocam variações lentas da potência elétrica produzida pela turbina eólica. Estas variações lentas de potência modificam os fluxos nas linhas e podem provocar variações de tensão indesejáveis no ponto de conexão, principalmente se as turbinas tiverem uma capacidade reduzida do controle da potência reativa.

É importante ressaltar, considerando os impactos das centrais eólicas sobre o sistema, que os estudos de integração eólica em nível de planejamento elétrico, necessitam de ferramentas computacionais que simulem a operação das centrais eólicas bem como o comportamento do sistema elétrico frente à operação delas. Assim, para fazer um estudo da influência de parques eólicos na rede elétrica torna-se importante o desenvolvimento de modelos que contemplem a variação de potência em função da velocidade do vento e uma correta representação das características elétricas que traduzam, principalmente, a dependência da tensão e a relação entre a potência ativa e a reativa.

Pode-se concluir também que a capacidade de aproveitamento do recurso eólico local, para geração de eletricidade, pode ser reduzida devido às limitações das linhas de transmissão que conduzem a energia gerada para os centros de consumo mais afastados. Desta forma, um aumento na potência instalada de central eólica, acima de limites impostos para a conexão, eleva a probabilidade de ocorrência de problemas que poderiam acontecer no sistema elétrico durante a operação normal das centrais.

No estudo de caso foi possível observar que, mesmo com limitações por a parte da rede elétrica em relação à conexão das centrais eólicas, o aproveitamento do recurso eólico pode ser aumentado, isto significa dizer que é possível aumentar a capacidade instalada de centrais eólicas e, ao mesmo tempo, garantir que o sistema elétrico, em operação normal, não seja comprometido. Neste sentido, a segurança do sistema pode ser garantida através de um sistema de controle supervisor que verifica as condições da rede elétrica e reduz potência elétrica gerada em momentos críticos. Este controle

supervisor também deve realizar o controle da potência reativa da central eólica utilizando o sistema de compensação de energia reativa da própria central eólica. Este controle reflete na tensão no ponto de conexão mantendo-a dentro de limites aceitáveis.

Os resultados das simulações mostraram as influências do controle supervisor tanto na maximização da geração eólica como no controle do nível de tensão do ponto de conexão. Foi observado que, com a inclusão do controle supervisor de centrais eólicas, é possível evitar que os limites no sistema de potência sejam excedidos mesmo com grande inserção de centrais eólicas.

Em geral, na análise do impacto das centrais eólicas no sistema elétrico utiliza-se uma metodologia determinística que é utilizada para avaliação de quaisquer tipos de acesso ao sistema elétrico. Esta metodologia considera situações extremas de operação tanto do sistema como da central eólica.

Equiparar as centrais eólicas com as centrais convencionais na análise do impacto ao sistema elétrico significa restringir bastante o aproveitamento do potencial eólico de um local e, até mesmo, realizar ações corretivas nas redes acima das necessidades. Isto porque as centrais eólicas operam abaixo das suas capacidades nominais por boa parte do tempo (dependendo das características do recurso eólico), o que representa fatores de capacidades muito inferiores aos das centrais convencionais. Então, na análise do impacto de centrais eólicas poderia ser adicionada uma metodologia probabilística que levasse em conta, de certa forma, o fator de capacidade da central.

Como foi demonstrado, pela análise das simulações neste estudo de caso, adotar uma metodologia probabilística significa permitir o aumento da capacidade instalada de uma central, mas também significa um aumento na probabilidade de ocorrências de problemas ao sistema elétrico devido à operação desta central. Assim, não é sem motivo que se adota uma metodologia conservadora na análise destes impactos. Mas, com as simulações da operação da central incluindo as estratégias de controle supervisor, pode-se concluir que é possível adicionar uma análise probabilística a fim de contemplar as características peculiares da geração eólica sem, no entanto, exceder as limitações do sistema elétrico.

Deste modo, este controle supervisor pode viabilizar uma metodologia probabilística na análise do impacto ao sistema elétrico de forma a aumentar a capacidade instalada de uma central conectada ao sistema elétrico e até mesmo postergar investimentos com reforços de rede, no sentido de que a metodologia de análise foi alterada para contemplar as probabilidades de ocorrerem problemas.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] GREENPEACE & GWEC, *Wind force 12-A blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020*, 6ª Ed, 2005.
- [2] GREENPEACE & EWEC, *Wind force 12- A blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020*, 5ª Ed, 2004.
- [3] BRASIL, Ministério de Minas e Energia (MME), *BEN - Balanço Energético Nacional*, Brasília, 2005, cópia da página eletrônica <http://www.mme.gov.br>, acesso em 25 de outubro de 2005.
- [4] BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), *Banco de informações da geração*, página eletrônica <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 12 de dezembro de 2005.
- [5] FEITOSA, E.A.N.; PEREIRA, A.L.; SILVA, G.R.; VELEDA, D.R.A.; SILVA, C.C. *Panorama do potencial eólico no Brasil*, ANEEL, Brasília, 2003.
- [6] BRASIL, Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás), *Programa de incentivo às fontes alternativas de energia*, [http://www.eletrobras.gov.br/EM\\_Programas\\_Proinfra/default.asp](http://www.eletrobras.gov.br/EM_Programas_Proinfra/default.asp), acesso em 03 de setembro de 2005.
- [7] LORENZO, A.E.F. “*Influencia de los parques eólicos en la seguridad estacionaria y calidad de onda de redes eléctricas de gran dimensión*”, Vigo, Espanha, 1998, 275p (Doutorado - Universidade de Vigo).
- [8] ROSAS, P.A.C. “*Conexão de turbinas eólica à rede elétrica*”, Recife, 1997, 85p (Dissertação de Mestrado – UFPE).
- [9] ROSAS, P.A.C. & ESTANQUEIRO, A.I. GUIA DE PROJETO ELÉTRICO DE CENTRAIS EÓLICAS. “*Projeto Elétrico e Impacto de Centrais Eólicas na Rede Elétrica*”, Vol. 1, Recife, 2003.
- [10] ROSAS, P.A.C. “*Dynamic influences of wind power on the power system*”, Dinamarca, 1997, 152p (Doutorado – Universidade Técnica da Dinamarca).
- [11] LARSON, A. “*The power quality of wind turbines*”, Suécia, 2000, 166p (Doutorado – Escola de Engenharia Elétrica e da Computação - Suécia).
- [12] ESTANQUEIRO, A.I. “*Modelação dinâmica de parques eólicos*”, Portugal, 1997, 272p, (Doutorado-Universidade Técnica de Lisboa).

- [13] SANTOS, W.L.; ROSAS, P.A.C.; PEREIRA, A.L.; BARROS, R.W.; FEITOSA, E.A.N. "*Problems of planning: hybrid wind - diesel power system*", In: IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION LATIN AMERICA, São Paulo, 2004.
- [14] BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), *Acesso e Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição*, cadernos temáticos ANEEL n° 5, Brasília, 2005, cópia da página eletrônica [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br), acesso em 01 de junho de 2005.
- [15] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), <http://www.ons.org.br>, acesso em 16 de dezembro de 2005.
- [16] \_\_\_\_\_ "*Introdução Geral*" in: PROCEDIMENTOS DE REDES, Módulo 1, cópia da página eletrônica [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), acesso em 20 de maio de 2005.
- [17] \_\_\_\_\_ "*Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para as suas Instalações*" in: PROCEDIMENTOS DE REDES, Módulo 2, cópia da página eletrônica [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), acesso em 20 de maio de 2005.
- [18] \_\_\_\_\_ "*Acesso aos Sistemas de Transmissão*" in: PROCEDIMENTOS DE REDES, Módulo 3, cópia da página eletrônica [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), acesso em 20 de maio de 2005.
- [19] \_\_\_\_\_ "*Modelos Computacionais*" in: PROCEDIMENTOS DE REDES, Módulo 18, cópia da página eletrônica [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), acesso em 20 de maio de 2005.
- [20] \_\_\_\_\_ "*Definições e Glossário*" in: PROCEDIMENTOS DE REDES, Módulo 20, cópia da página eletrônica [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), acesso em 20 de maio de 2005.
- [21] \_\_\_\_\_ "*Estudos Especiais*" in: PROCEDIMENTOS DE REDES, Módulo 21, cópia da página eletrônica [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), acesso em 20 de maio de 2005.
- [22] \_\_\_\_\_ "*Critérios para Estudos*" in: PROCEDIMENTOS DE REDES, Módulo 23, cópia da página eletrônica [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), acesso em 20 de maio de 2005.
- [23] \_\_\_\_\_ *Base de dados de regime permanente*, arquivos da página eletrônica [http://www.ons.org.br/avaliacao\\_condicao/c\\_referencia\\_permanente\\_anual.aspx](http://www.ons.org.br/avaliacao_condicao/c_referencia_permanente_anual.aspx), acesso em 16 de agosto de 2005.
- [24] \_\_\_\_\_ *PAR - Plano de Ampliação e Reforços da Rede Básica-2006-2008*, arquivos da página eletrônica: [http://www.ons.org.br/plano\\_ampliacao/plano\\_ampliacao.aspx](http://www.ons.org.br/plano_ampliacao/plano_ampliacao.aspx), acesso em 08 de outubro 2005.

- [25] SILVA, S.R.; SILVA, K.F.; PINHEIRO, E.L.R.; CARDOSO, E.N.; SANTANA, E.C.; CHECCUCCI, G.S.; FRANCO, J.J.P.; BRITO, J.A.S.; “*Análise da integração de usinas eólicas na rede elétrica*”, In: SEMINÁRIO BRASILEIRO SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 5ª, Aracaju, 2003, CIGRÉ, P152-6.
- [26] SHUYONG, C.; HUIZHU, D.; XIAOMIN, B.; XIAOXIN, Z. “*Evaluation of grid connected wind power plants*”, IEEE, 1998
- [27] RAMOS, D.S. & DIAS, E.M. *Sistemas elétricos de potência*; Regime permanente, Rio de Janeiro, Guanabara Dois, 1983. vol 2, 224p.
- [28] KUNDUR, P. *Power system stability and control*. McGraw-Hill, 1993.vol. 1, 224p.
- [29] GREENWOOD, A. *Electrical transients in power systems*. Wiley-Interscience, 2ªed, 1991.
- [30] TAYLOR, C.W. *Power system voltage stability*. McGraw-Hill, 1994.
- [31] ANDERSON, P.H & FOUAD, A. *Power system control and stability*. Iowa State University Press, 1993.
- [32] STEVENSON Jr, W.D. *Elementos de análise de sistemas de potência*. McGraw-Hill, 1994
- [33] IRAN, A. & BREINER, M. *MatLab for engineers*. Addison-Wesley, 1997, 668p.
- [34] INTERNATIONAL ELETROTECNICAL COMMISSION (IEC) - 61400. Wind Turbines Generator Systems, parte 21, “*Measurement and power quality characteristic of grid connected wind turbines*”, 2000.
- [35] \_\_\_\_\_, Wind Turbines Generator Systems, parte 12, “*Power performance measurement techniques*”, 2000.
- [36] AKHMATOV, V. “*Analysis of dynamic behavior of electric power systems with large amount of wind power*”, Dinamarca, 2003, 270p, (Doutorado – Universidade Técnica da Dinamarca).
- [37] FOX, R.W. & McDONALD, A.T. *Introdução à mecânica dos fluidos*, 5º ed, LTC, 2001.
- [38] LYSÉN, E.H. *Introduction to wind energy*. Holanda, 2º ed, CWD, 1983.

- [39] CORTEN, G.P. “*Flow separation on wind turbine blades*”, Holanda, 2001, 152p, (Doutorado – Universidade de Utrecht).
- [40] ENERCON GmgH, *Especificações dos dados técnicos da turbina E 48-800 kW*, cópia da página eletrônica <http://www.enercon.de>
- [41] VESTAS WIND SYSTEMS, *Especificações dos dados técnicos da turbina V52-850kW*, cópia da página eletrônica <http://www.vestas.com>.
- [42] JØRGENSEN, P.; CHRISTENSEN, J.S.; TANDE, J.O. “*Probabilistic load flow calculation using Monte Carlo Techniques for distribution network with wind turbines*”. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER - ICQH, 8ª, Atenas, 1998, IEEE/PES & NTUA, P 1146-51.
- [43] HATZIARGYRIOU, N.D.; KARAKATSANIS, T.S.; PAPADOUPOULOS, M. In: IEEE Trans. on PS. “*Probabilistic load flow in distribution system containing dispersed wind power generation*”, Vol. 8 (Nº 1): 159-65, 1993.
- [44] HATZIARGYRIOU, N.D.; KARAKATSANIS, T.S.; PAPADOUPOULOS, M.P. “*The effect of wind parks on the operation of voltage control devices*”. In: INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION- CIRED, 14ª, Conf. Pub nº 438, Birmingham, 1997, IEE, P 5301-5.
- [45] HATZIARGYRIOU, N.D. & KARAKATSANIS, T.S. In: Proc. IEE on GTD. “*Distribution system voltage and reactive power control based on probabilistic load flow analysis*”, Vol. 144 (Nº 4): 363-9, 1997.
- [46] QIU, J. & SHAHIDEHPOUR, S.M. In: IEEE Trans on PS. “*A New approach for minimizing power losses and voltage profile*”, Vol. PWRS-2 (Nº 2): 287-95, 1987.
- [47] MASTERS, C.L.; MUTALE, J.; STRBAC, G.; CURCIC, S.; JENKINS, N. In: Proc. IEE on GTD. “*Statistical evaluation of voltages in distribution systems with embedded wind generation*”, vol. 147 (No. 4): 207-12, 2000.
- [48] PERSAUD, S.; FOX, B.; FLYNN, D. In: Proc. IEE on GTD. “*Impact of remotely connected wind turbines on steady state operation of radial distribution networks*”, vol. 147 (No. 3): 157-63, 2000.
- [49] SARAMOURTSIS, A.C.; BAKIRTZIS, A.G.; DOUKOPOULOS, P.S.; GAVANIDOU, E.S. In: Proc. IEEE on TEC, “*Probabilistic evaluation of the performance of wind-diesel energy systems*”, Vol. 9 (No 4): 743-52, 1994.