

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA PRODUÇÃO EÓLICA NA RESERVA OPERATIVA DE  
CURTO E LONGO PRAZO UTILIZANDO SÉRIES TEMPORAIS

FERNANDO MANUEL CARVALHO DA SILVA SANTOS

TD: 09/2019

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2019



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FERNANDO MANUEL CARVALHO DA SILVA SANTOS

AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA PRODUÇÃO EÓLICA NA RESERVA OPERATIVA DE  
CURTO E LONGO PRAZO UTILIZANDO SÉRIES TEMPORAIS

Tese submetida à Banca Examinadora aprovada pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto de Tecnologia da UFPA para a obtenção do Grau de Doutor em Engenharia Elétrica na Área de Sistemas de Energia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2019

Dados Internacionais de Catalogação - na - Publicação (CIP) Sistema de Bibliotecas da UFPA

---

S237a Santos, Fernando Manuel Carvalho da Silva, 1964-

Avaliação do impacto da produção eólica na reserva operativa de curto e longo prazo utilizando séries temporais / Fernando Manuel Carvalho da Silva Santos.- 2019.

Orientador: Tadeu da Mata Medeiros Branco  
Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2019.

1. Força eólica - Simulação por computador. 2. Força eólica - Testes. 3. Monte Carlo, Método. I. Título.

---

Elaborada por Luciléa S. de Oliveira - CRB -2/648

**“AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA PRODUÇÃO EÓLICA NA RESERVA  
OPERATIVA DE CURTO E LONGO PRAZO UTILIZANDO SÉRIES TEMPORAIS”**

AUTOR: FERNANDO MANOEL CARVALHO DA SILVA SANTOS

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO  
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO  
JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 30/05/2019

**BANCA EXAMINADORA:**



**Prof. Dr. Tadeu da Mata Medeiros Branco**  
(Orientador – PPGEE/UFPA)



**Prof. Dr. Mauro Augusto da Rosa**  
(Co-Orientador – UFSC/INESC/PORTO-PT)



**Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra**  
(Co-Orientador – PPGEE/UFPA)



**Prof.ª Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes**  
(Avaliadora Interna – PPGEE/UFPA)



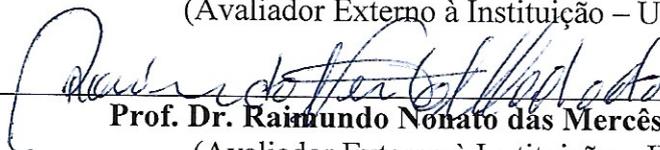
**Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo**  
(Avaliador Externo ao Programa – FEEB/UFPA)



**Prof. Dr. Leonardo Elizeire Bremermann**  
(Avaliador Externo à Instituição – UFSC)



**Prof. Dr. Diego Issicaba**  
(Avaliador Externo à Instituição – UFSC)



**Prof. Dr. Raimundo Nonato das Mercês Machado**  
(Avaliador Externo à Instituição – IFPA)

**VISTO:**

**Prof.ª Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes**  
(Coordenadora do PPGEE/ITEC/UFPA)



## DEDICATÓRIA

Ao meu avô materno (*in memoriam*),  
pelos ensinamentos que foi capaz de me transmitir.

Ao meu pai (*in memoriam*),  
meu ídolo, minha referência de dignidade, amizade, trabalho, determinação, e força para  
enfrentar a vida.

À minha mãe,  
pelo amor, carinho, paciência, dedicação e apoio irrestrito prestados.



## AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pelas bênçãos recebidas e pela perseverança necessária que me concedeu para concluir este Curso de Doutorado, além do acompanhamento e ajuda em todos os momentos da minha vida.

Aos meus pais Fernando (*in memoriam*) e Maria da Graça, pelo amor e apoio sempre demonstrados, e por serem sempre uma lição de vida para mim.

A minha irmã Maria Amélia, pelo incentivo, amizade e apoio para que esta etapa de minha vida pudesse se concretizar.

A minha filha Fernanda Manuela, pelo amor e compreensão nos momentos em que estive ausente.

As amigas Orquídea e Bárbara (Babi) pelo apoio, incentivo, carinho, convívio familiar e cuidados, ao longo de minha estadia em Portugal.

Aos amigos Mauro, Dalva e Augusto pela consideração, amizade e apoio nas ocasiões em que estive em Florianópolis.

Aos meus orientadores Prof. Dr. Mauro Augusto da Rosa e Prof. Dr. Tadeu da Mata Medeiros Branco, pela confiança, paciência, dedicação, determinação, espírito de equipe, orientação e profissionalismo com que conduziram a realização deste trabalho de tese de doutorado.

Ao INESC Porto e ao Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LabPlan / UFSC), nas pessoas do Prof. Dr. Mauro Augusto da Rosa, Dr. Diego Issicaba e Dr. Leonardo Bremermann, pela oportunidade de aprendizado e convívio científico, e por terem disponibilizado a infraestrutura necessária para a realização desta tese.

Aos investigadores da Unidade de Sistemas de Energia do INESC Porto, com os quais tive o prazer de conviver e aprender durante o período de Doutorado Sanduíche, nomeadamente o Dr. Jean Sumaili Akilimali e o Dr. Leonel Carvalho.

Aos Professores Dr. João Tavares Pinho, Dr. Marcos Galhardo, Msc. Hallan Max e Dr. Luis Blasques, do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) e do Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Energias Renováveis e Eficiência Energética da Amazônia (INCT-EREEA), pelo incentivo, amizade e disposição para ajudar sempre demonstrados.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), por meio de bolsa de doutorado (processo nº 142559/2005-9), e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Ensino Superior (CAPES), por meio da bolsa do Programa de Doutorado no Brasil com Estágio no Exterior (processo BEX nº 4427/06-8 PDEE/CAPES), agradeço apela ajuda financeira recebida durante o período de realização deste curso de doutorado.



## RESUMO

Uma das principais preocupações de um planejador do sistema de energia elétrica é dimensionar os equipamentos de geração, principalmente para atender as demandas de crescimento de carga e para alcançar certos requisitos de reserva girante. Em geral, sistemas de geração devem ser dimensionados com capacidade, flexibilidade e robustez suficientes para responder aos diversos desafios operacionais. No entanto, a volatilidade e a variabilidade/intermitência acrescida pela geração eólica acarretam novas preocupações aos planejadores do sistema. Esta tese avalia o efeito da diversidade do comportamento do recurso eólico na suavização/equilíbrio das variações na potência de saída dos parques eólicos utilizando o conceito de avaliação da reserva operativa. Para isso, são utilizados modelos de avaliação da reserva operativa para representar sistemas de geração de grande porte sob várias condições de dispersão geográfica da produção de energia eólica. São testados diferentes padrões de comportamento do vento e níveis de penetração de potência eólica utilizando uma configuração modificada do sistema IEEE RTS-96 e uma configuração de planejamento do Sistema de Geração Português (SGP). Os resultados destacam que em um país de grande extensão territorial, com diferentes características do vento, a forte diversificação do comportamento do vento pode levar a uma compensação das flutuações/variações da potência eólica, o que pode diminuir significativamente as necessidades de reserva operativa do sistema. Este efeito do impacto da dispersão geográfica de parques eólicos nos requisitos de reserva é avaliado utilizando funções de distribuição de probabilidade das necessidades de reserva, estimadas por meio de simulações sequenciais de Monte Carlo (SMCS), de tal forma que sejam extraídas dessas avaliações as informações úteis sobre a flexibilidade da capacidade de geração.

**PALAVRAS CHAVE:** Capacidade da Reserva Operativa, Método PJM, Simulação de Monte Carlo Sequencial, Fontes Variáveis, Energia Eólica.



## ABSTRACT

One of the main concerns of a system planner is to size generation equipment, mainly for meeting the load growth and to achieve certain spinning reserve requirements. In general, generation systems must be sized with sufficient capacity, flexibility and robustness to respond to several operational challenges. However, the volatility and variability that comes from renewable generation is a relatively recent concern for the system planners. This thesis evaluates the potential of diverse wind power patterns to balance the global power output of wind farms using the concept of operating reserve assessment. To achieve this, operating reserve assessment models are utilized to evaluate bulk generation systems under several conditions of wind power geographic distribution. Different wind behavior patterns and wind power penetration levels are tested using a modified configuration of the IEEE RTS-96 and a planning configuration of the Portuguese Generation System. The results highlight that on a large country scale system with different wind characteristics, the diversification of wind behavior might be conducive to a compensation of wind power fluctuations, which may significantly decrease the need for system operating reserves. This effect is verified using probability distribution functions of reserve needs estimated by sequential Monte Carlo simulations (SMCS), such that useful information regarding generation capacity flexibility is drawn from the evaluations.

**KEYWORDS:** Operating Capacity Reserve, PJM Method, Sequential Monte Carlo Simulation, Intermittent Sources, Wind power.



## SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>xvii</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>xix</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS .....</b>	<b>xxi</b>
<b>CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	1
1.2 ENERGIA EÓLICA NO MUNDO.....	1
1.3 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL.....	5
1.4 A PREVISÃO EÓLICA FRENTE AO PROBLEMA DE GESTÃO DO SISTEMA.....	10
1.5 A PREVISÃO EÓLICA E A RESERVA OPERATIVA.....	14
1.6 OBJETIVO DO TRABALHO .....	15
1.7 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	16
<b>CAPÍTULO 2 – ESTADO DA ARTE .....</b>	<b>18</b>
2.1 INTRODUÇÃO.....	18
2.2 ADEQUAÇÃO VERSUS SEGURANÇA DE UM SISTEMA DE ENERGIA.....	18
2.3 ZONAS FUNCIONAIS E NÍVEIS HIERÁRQUICOS .....	20
2.4 AVALIAÇÃO DA ADEQUAÇÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO .....	22
2.4.1 Fase de Planejamento .....	22
2.4.2 Fase de Operação .....	25
2.5 CONCLUSÃO .....	28
<b>CAPÍTULO 3 – UMA PERSPECTIVA GERAL DA ENGENHARIA EÓLICA.....</b>	<b>30</b>
3.1 ENGENHARIA EÓLICA.....	30
3.1.1 Tecnologias de Sistemas Eólicos Onshore.....	31
3.1.2 Tecnologias de Sistemas Eólicos Offshore.....	37
3.2 CARACTERIZAÇÃO DO COMPORTAMENTO DO VENTO, DA PRODUÇÃO DE POTÊNCIA EÓLICA E SEUS IMPACTOS NA GESTÃO DO SISTEMA. ....	40
3.2.1 Dados para a Caracterização do Comportamento do Vento.....	41
3.2.2 Caracterização da Conversão de Vento em Potência.....	43
3.2.3 Análise Estatística Regional do Comportamento do Vento e da Conversão em Potência.....	45
3.2.4 Análise Estatística Multirregional do Comportamento do Vento e da Conversão em Potência.....	59

3.2.5	<i>Os Impactos da Geração Eólica na Gestão do Sistema de Energia Elétrica</i> ....	68
3.2.6	<i>Fontes de Flexibilidade para a Gestão do Sistema de Energia Elétrica com Grande Penetração de Energia Eólica</i> .....	74
3.3	CONCLUSÕES .....	81
<b>CAPÍTULO 4 – ANÁLISE DA RESERVA OPERATIVA DE CURTO E LONGO PRAZO CONSIDERANDO ALTO GRAU DE PENETRAÇÃO EÓLICA . 83</b>		
4.1	INTRODUÇÃO .....	83
4.2	CONCEITOS DE AVALIAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA .....	85
4.2.1	<i>Na Perspectiva da Operação: Avaliação da Reserva de Curto Prazo</i> .....	86
4.2.2	<i>Na Perspectiva do Planeamento: Avaliação da Reserva de Longo Prazo</i> .....	89
4.3	MODELAGEM DAS INCERTEZAS NA PREVISÃO DE CARGA E DE GERAÇÃO.....	92
4.3.1	<i>Modelagem de Incertezas para fins de Operação: Abordagem Analítica</i> .....	92
4.3.1.1	Modelagem de Interrupções de Unidade de Geração .....	92
4.3.1.2	Modelagem de Incertezas nas Previsões de Carga e de Energia Eólica.....	95
4.3.2	<i>Modelagem de Incertezas para fins de Planeamento: Abordagem Estatística</i> .	96
4.3.2.1	Modelagem de Saídas de Unidades de Geração.....	97
4.3.2.2	Modelagem de Incerteza na Previsão de Carga.....	98
4.3.2.3	Modelagem de Incerteza na Previsão de Energia Eólica.....	98
4.3.3	<i>Relação entre as Incertezas da Geração e da Carga</i> .....	99
4.4	REQUISITOS DE FLEXIBILIDADE DEVIDO À INTEGRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA .....	101
4.5	SISTEMAS DE GERAÇÃO: RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	103
4.5.1	<i>Resultados e Discussões na Perspectiva da Operação</i> .	105
4.5.2	<i>Resultados e Discussões da Perspectiva de Planeamento</i> .....	107
4.5.2.1	Avaliação da Confiabilidade Convencional.....	107
4.5.2.2	Aspectos de Distribuição de Probabilidades dos Requisitos de Reserva....	110
4.5.2.3	Avaliação do Sistema de Geração Português (SGP). .....	115
4.6	CONCLUSÕES .....	116
<b>CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS .... 118</b>		
5.1	CONCLUSÕES .....	118
5.2	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS .....	121
5.3	ARTIGO PUBLICADO .....	122
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS ..... 123</b>		

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Capacidade Eólica Global Instalada Acumulada entre os Anos de 2003 e 2018...	2
Figura 1.2 – Capacidade Eólica Global Instalada Acumulada por Continente em 2018. ....	4
Figura 1.3 – Potencial Eólico Brasileiro, resolução 1km X 1km. ....	5
Figura 1.4 – Comparação entre o Fluxo de Água do Rio São Francisco e o Regime de Vento do Nordeste do Brasil.....	6
Figura 1.5 – Geração Eólica Média por Estado.....	9
Figura 2.1 – Zonas Funcionais e Níveis Hierárquicos. ....	21
Figura 3.1 – Parque Eólico <i>Onshore</i> Típico Europeu. ....	33
Figura 3.2 – Parque Eólico <i>Onshore</i> Típico Americano. ....	33
Figura 3.3 – Aerogerador Típico utilizado em Parques Eólicos <i>Onshore</i> .....	36
Figura 3.4 – Constituição Física Típica de um Parque Eólico <i>Offshore</i> . ....	38
Figura 3.5 – Tipos de Estruturas de Fundação para Aerogerador <i>Offshore</i> .....	39
Figura 3.6 – Curvas de Potência de dois tipos de Aerogerador.....	44
Figura 3.7 – Velocidades Médias Diárias de Vento. ....	46
Figura 3.8 – Potências Médias Diárias. ....	46
Figura 3.9 – Velocidades Médias Mensais de Vento. ....	48
Figura 3.10 – Potências Médias Mensais. ....	49
Figura 3.11 – Velocidades Médias Anuais de Vento. ....	51
Figura 3.12 – Potências Médias Anuais. ....	51
Figura 3.13 – Distribuições de Frequência de Ocorrência (Histogramas) das Velocidades Médias Anuais de Vento para o Parque 42: 2004 (a), 2005 (b) e 2006 (c).....	53
Figura 3.14 – Curvas de Potência do Parque Eólico 42 - 2004 (a), 2005 (b) e 2006 (c).....	56
Figura 3.15 – Distribuições de Frequência de Ocorrência (Histogramas) das Potências Médias Anuais para o Parque 42: 2004 (a), 2005 (b) e 2006 (c). ....	57
Figura 3.16 – Velocidades Médias Diárias de Vento. ....	60
Figura 3.17 – Potências Médias Diárias. ....	61
Figura 3.18 – Velocidades Médias Mensais de Vento. ....	63
Figura 3.19 – Potências Médias Mensais. ....	63
Figura 3.20 – Velocidades Médias Anuais de Vento. ....	66
Figura 3.21 – Potências Médias Anuais. ....	66
Figura 3.22 – Número de Ocorrências de Rampas de Potência Eólica a Subir.....	73
Figura 3.23 – Número de Ocorrências de Rampas de Potência Eólica a Descer. ....	73

Figura 4.1 – Representação da Alocação de Unidades baseada na Predominância de Tecnologia.....	87
Figura 4.2 – Avaliação da Capacidade de Reserva Operativa.....	91
Figura 4.3 – Funções de Distribuição de Probabilidade das Reservas Necessária e Desnecessária.....	111
Figura 4.4 – Funções de Distribuição de Probabilidade dos Erros de Previsão de Energia Eólica.....	113
Figura 4.5 – Funções de Distribuição de Probabilidade: do Erro de Previsão de Carga, da Interrupção Forçada de Geração, e da Capacidade de Reserva Operativa. .	114
Figura 4.6 – Funções de Distribuição de Probabilidade da Reserva Necessária para o SGP.	115

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Os 10 Países com Maior Capacidade Eólica Instalada Acumulada em 2018.....	3
Tabela 1.2 – Os 10 Países com Maior Capacidade Eólica Instalada em 2018.....	3
Tabela 1.3 – Capacidade de Geração do Brasil - Empreendimentos em Operação.....	7
Tabela 1.4 – Usinas Eólicas em Operação por Estado .....	8
Tabela 1.5 – Usinas Eólicas em Construção ou Outorgadas por Estado.....	8
Tabela 3.1 – Velocidades Médias Mensais de Vento (m/s) Máximas e Mínimas dos Parques Eólicos Localizados nos Montes Apalaches.....	49
Tabela 3.2 – Potências Médias Mensais (p.u.) Máximas e Mínimas dos Parques Eólicos Localizados nos Montes Apalaches.....	49
Tabela 3.3 – Velocidades Médias Mensais de Vento (m/s) Máximas e Mínimas dos Parques Eólicos localizados nas respectivas Regiões dos MA, AOff, GLOff, GLOn, GP, POff e MR.....	64
Tabela 3.4 – Potências Médias Mensais (p.u.) Máximas e Mínimas dos Parques Eólicos localizados nas respectivas Regiões dos MA, AOff, GLOff, GLOn, GP, POff e MR .....	64
Tabela 3.5 – Número de Ocorrências de Rampas de Potência Eólica a Subir, em intervalos de 0,1 p.u., ao longo do período de uma hora – ano de 2004 .....	70
Tabela 3.6 – Número de Ocorrências de Rampas de Potência Eólica a Descer, em intervalos de 0,1 p.u., ao longo do período de uma hora – ano de 2004 .....	71
Tabela 4.1 – Impacto das Incertezas do Sistema na Reserva Operativa.....	100
Tabela 4.2 – Séries Temporais das Montanhas Rochosas: Número de Rampas para Cima em 1 hora .....	102
Tabela 4.3 – Séries Temporais das Montanhas Rochosas: Número de Rampas para Baixo em 1 hora .....	103
Tabela 4.4 – Método PJM aplicado ao Sistema IEEE-RTS 96 HW.....	106
Tabela 4.5 – Reserva Estática – IEEE - RTS 96 HW com Variações de Séries Temporais Eólicas.....	108
Tabela 4.6 – Reserva Operativa – IEEE - RTS 96 HW com Variações de Séries Temporais Eólicas.....	108
Tabela 4.7 – Reserva Estática – IEEE - RTS 96 HW com aumento da Diversidade Eólica.....	109

Tabela 4.8 – Reserva Operativa – IEEE - RTS 96 HW com aumento da Diversidade Eólica.....	109
Tabela 4.9 – Sistema de Geração Português (SGP): Avaliação da Reserva Operativa.....	115

## LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

CA - Corrente Alternada

CC - Corrente Contínua

COPT - *Capacity Outage Probability Table* (tabela de probabilidade da capacidade indisponível)

EENS - *Expected Energy Not Supplied* (energia esperada não suprida)

FOR - *Forced Outage Rate* (taxa de saída forçada)

LOLD - *Loss of Load Duration* (duração da perda de carga)

LOLE - *Loss of Load Expectation* (perda de carga esperada)

LOLF - *Loss of Load Frequency* (frequência de perda de carga)

LOLP - *Loss of Load Probability* (probabilidade de perda de carga)

NH0 - Nível Hierárquico Zero

NH1 - Nível Hierárquico Um

NH2 - Nível Hierárquico Dois

NH3 - Nível Hierárquico Três

NREL - *National Renewable Energy Laboratory* (Laboratório Nacional de Energia Renovável)

ORR - *Outage Replacement Rate* (Taxa de reposição)

PJM - *Pennsylvania - New Jersey - Maryland*

SMCS - Simulação de Monte Carlo Sequencial

VOLL - *Value Of Loss of Load* (valor da perda de carga)

$\beta$  - Coeficiente de Variação

$\lambda$  - Taxa de Falha

G - Capacidade de Geração

$\Delta G$  - Desvio/Variação de Geração

$G_{SYNC}$  - Geração Alocada/Sincronizada

L - Carga do Sistema

$\Delta L$  - Desvio/Variação de Carga do Sistema

$L_f$  - Carga Prevista (*forecasted*)

$P_{down}$  - Probabilidade de Falha

$P_{ALOCADA}$  - Capacidade de Geração Alocada

$R_{ESTÁTICA}$  - Reserva Estática

$R_{OPERATIVA}$  - Reserva Operativa

$R_P$  - Reserva Operativa Primária

$R_S$  - Reserva Operativa Secundária

$R_T$  - Reserva Operativa Terciária

$T$  - Período de Tempo

$T_{up}$  - Tempo de Permanência no Estado de Operação

$T_{dw}$  - Tempo de Permanência no Estado de Falha

$\Delta W_S$  - Desvio/Variação de Geração Eólica do Sistema

## CAPÍTULO 1

**INTRODUÇÃO****1.1 Considerações Iniciais**

Após as crises mundiais do petróleo ocorridas no século passado, o mundo despertou sobre a necessidade de adotar fontes renováveis de energia em detrimento das fontes fósseis de modo a garantir o suprimento e a redução da dependência energética do petróleo e de seus derivados.

Atualmente a variável ambiental vem ganhando espaço nas discussões sobre o tema, dados os debates sobre o aquecimento global, causado pelas emissões de gases de efeito estufa provenientes da queima de combustíveis fósseis, e sobre o atendimento do Protocolo de Kyoto que estabeleceu metas de redução das referidas emissões e mecanismos adicionais de implementação para que estas metas sejam atingidas.

A energia eólica é considerada de baixo impacto ambiental, renovável, de baixo custo operacional, de rápida implantação, que tem sido utilizada há milênios, principalmente para a geração de força motriz. Em geral, sua principal função é produzir eletricidade em escala comercial, cumprindo um papel importante no sentido de reduzir as emissões globais de gases de efeito estufa (GEE), e também de reduzir a dependência da geração elétrica a partir de combustíveis fósseis, uma vez que estes são não renováveis e poluentes (NOGUEIRA, 2011).

Diversos países, por meio de programas de incentivos, políticas governamentais e preocupações ambientais, têm feito da energia eólica uma realidade cada vez mais presente ao redor do mundo (CASTRO *et al.*, 2010).

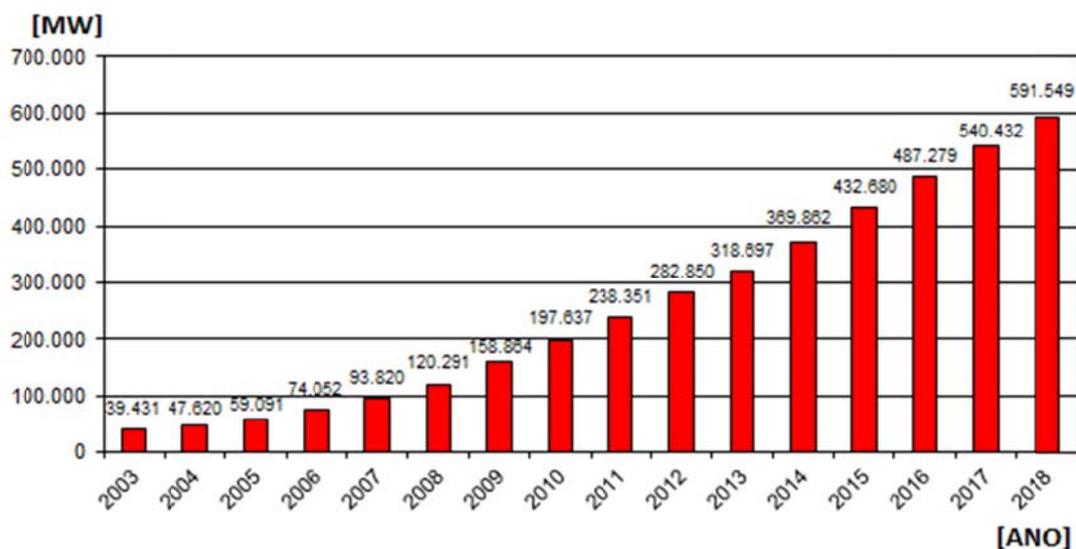
A maturidade tecnológica alcançada pelos sistemas eólicos faz surgir grandes centrais geradoras, conhecidas como parques ou fazendas eólicas, com capacidades de até centenas de megawatts.

**1.2 Energia Eólica no Mundo**

Vários países utilizam aerogeradores para suprir determinadas parcelas de cargas, juntamente com os sistemas de geração tradicionais, contribuindo dessa forma para a diminuição da demanda de energia produzida pelas fontes convencionais.

A capacidade eólica global instalada acumulada aumentou 1.400,2 % entre 2003 e 2018 (15 anos), passando de 39,43 GW em 2003 para 591,55 GW em 2018, conforme dados do (GWEC, 2018), e ilustrado por meio da figura 1.1 abaixo.

**Figura 1.1 – Capacidade Eólica Global Instalada Acumulada entre os Anos de 2003 e 2018.**



Fonte: (GWEC, 2018).

Segundo dados do (GWEC, 2018), entre 2017 e 2018 foram instalados 51,3 GW de geração eólica em todo o mundo, sendo 46,8 GW em terra firme (*onshore*) e 4,5 GW no mar (*offshore*), elevando a capacidade eólica global instalada em 9,4 %, ou seja, para 591,55 GW, com parques eólicos em mais de 80 países.

China, Estados Unidos, Alemanha, Índia, Espanha, Reino Unido, França, Brasil, Canadá e Itália se destacam entre o primeiro e o décimo lugar, respectivamente, como aqueles com maior capacidade eólica instalada em 2018, e que juntos concentravam 84,5 % da capacidade eólica instalada total conforme a tabela 1.1.

Na Alemanha, os parques eólicos construídos, em 2018, elevaram a capacidade eólica instalada acumulada para 59,5 GW. A Índia elevou sua capacidade eólica instalada acumulada para pouco mais de 35 GW. O Brasil ocupa o 8º lugar em capacidade eólica instalada acumulada com 14,7 GW, que representam 2,5 % da capacidade eólica global instalada acumulada em 2018.

A China consolidou o seu papel de liderança no mercado global, instalando 23 GW e atingindo uma capacidade eólica instalada acumulada de 211,39 GW.

O setor de energia eólica norte-americano está novamente em ascensão, com a instalação de mais de 7,5 GW, conforme é apresentado na tabela 1.2.

**Tabela 1.1 – Os 10 Países com Maior Capacidade Eólica Instalada Acumulada em 2018.**

PAÍS	MW			% em relação ao total
	Onshore	Offshore	Total	
China	206.804	4.588	211.392	35,7
E.U.A.	96.635	30	96.665	16,3
Alemanha	53.180	6.380	59.560	10,1
Índia	35.129	-	35.129	5,94
Espanha	23.500	-	23.500	4,0
Reino Unido	13.001	7.963	20.964	3,54
França	15.307	-	15.307	2,6
Brasil	14.707	-	14.707	2,5
Canadá	12.816	-	12.816	2,17
Itália	10.000	-	10.000	1,7
Resto do Mundo	87.330	4.179	91.509	15,45
Total dos 10 maiores	481.079	18.961	500.040	84,5
Total Mundial	568.409	23.140	591.549	100,0

Fonte: (GWEC, 2018).

**Tabela 1.2 – Os 10 Países com Maior Capacidade Eólica Instalada em 2018.**

PAÍS	MW			% em relação ao total
	Onshore	Offshore	Total	
China	21.200	1.800	23.000	44,8
E.U.A.	7.588	-	7.588	14,8
Alemanha	2.402	969	3.371	6,6
Índia	2.191	-	2.191	4,3
Brasil	1.939	-	1.939	3,8
Reino Unido	589	1.312	1.901	3,7
França	1.563	2	1.565	3,0
México	929	-	929	1,8
Suécia	717	-	717	1,4
Itália	452	-	452	0,9
Resto do Mundo	7.250	413	7.663	14,9
Total dos 10 maiores	39.570	4.083	43.653	85,1
Total Mundial	46.820	4.496	51.316	100,0

Fonte: (GWEC, 2018).

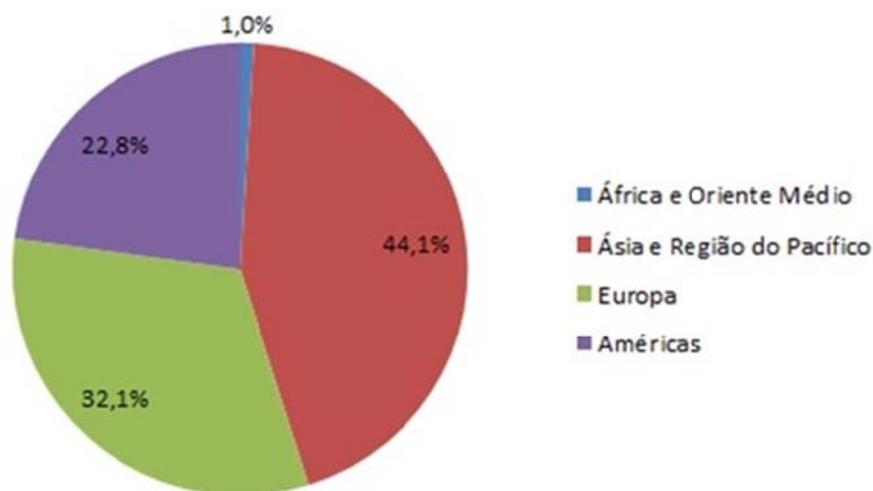
O Reino Unido é o líder do mercado eólico *offshore* global, com 1.312 MW instalados em 2018, e atingindo uma capacidade eólica *offshore* instalada acumulada de 7.963 MW.

Pelo segundo ano consecutivo, a maioria das novas instalações eólicas estavam fora da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e essa tendência

prossegirá. Os novos mercados na América Latina, África e Ásia estão impulsionando o crescimento do setor.

A figura 1.2 apresenta a distribuição da capacidade eólica global instalada acumulada por continente em 2018, com destaque para o continente asiático e região do pacífico que possui 44,1 % da capacidade eólica global instalada acumulada, ou seja, 260,9 GW.

**Figura 1.2 – Capacidade Eólica Global Instalada Acumulada por Continente em 2018.**



**Fonte: (GWEC, 2018).**

As Américas instalaram mais de 134,8 GW em 2018, sendo que o Brasil foi responsável por 14,7 GW.

Vários países alcançaram níveis relativamente mais altos de penetração de energia eólica, em relação a sua capacidade instalada, com 41 % na Dinamarca, 28 % na Irlanda, 24 % em Portugal, 21 % na Alemanha, 19 % na Espanha e 18 % no Reino Unido em 2018 (WINDEUROPE, 2018).

Enquanto a capacidade instalada de geração eólica é pequena em relação à carga local e ao parque produtor, a sua integração pode ser administrada facilmente. Contudo, à medida que o percentual de penetração eólica aumenta, surgem complexidades em relação ao estabelecimento do pré-despacho das usinas convencionais, em função das flutuações de potência inerentes às fontes renováveis. É difícil prever a potência a ser gerada pelos aerogeradores, mesmo para um curto horizonte de tempo, dependendo do regime dos ventos. Identifica-se a necessidade de haver reserva de geração para compensar súbitas e rápidas quedas na geração eólica e evitar o seu desperdício quando a produção eólica elevada não é esperada durante a gestão do sistema. Em sistemas em que a variação de carga é grande e a variação da velocidade do vento é significativa, será necessária uma reserva operativa

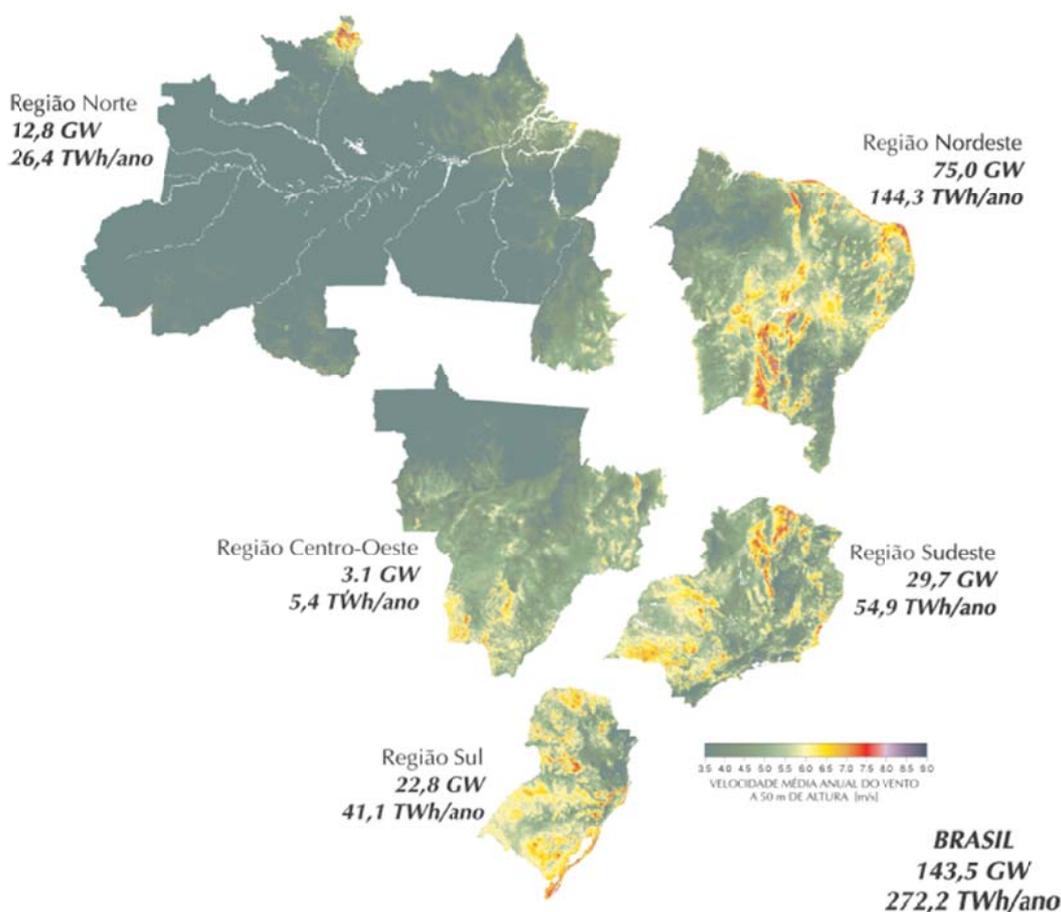
compatível nas unidades convencionais. A produção eólica em grandes volumes traz complicações à gestão do sistema elétrico.

### 1.3 Energia Eólica no Brasil

Em 2001, o primeiro atlas eólico brasileiro foi publicado com estimativas do potencial eólico em torno de 143,47 GW para velocidades iguais ou maiores que 7 m/s. Esse valor é superior à potência real instalada total no país, de 118,1 GW em maio de 2012.

O potencial eólico considerado na época de sua elaboração foi estimado de acordo com a curva de desempenho da tecnologia de turbina existente até então e a altura média de torre de 50 metros.

**Figura 1.3 – Potencial Eólico Brasileiro, resolução 1km X 1km.**



Fonte: (CEPEL, 2001).

O potencial estimado pelo atlas, conforme observado na figura 1.3, é bastante concentrado na Região Nordeste do país, principalmente no litoral (75 GW); Sudeste, particularmente no Vale do Jequitinhonha (29,7 GW); e Sul (22,8 GW).

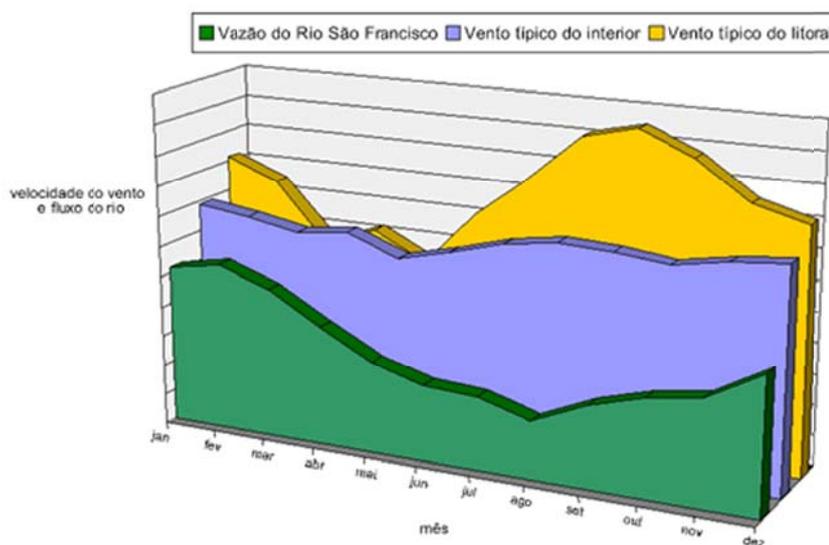
Em 2008 e 2009, novas medições realizadas em vários estados, a 80-100 metros de altura, indicaram que o verdadeiro potencial é maior em mais de 350 GW (GWEC, 2011).

O Brasil ocupa uma posição privilegiada na lista dos países com maior potencial de produção de energia elétrica a partir da energia eólica, devido à sua excelente fonte de recursos naturais, às grandes áreas despovoadas e uma costa com 9.650 km.

A análise dos dados de vento de vários locais confirmou as características dos ventos alíseos (*trade-winds*) existentes: velocidades médias de vento altas, pouca variação nas direções do vento e pouca turbulência durante todo o ano, o que dá maior previsibilidade ao volume a ser produzido.

Observando o gráfico da figura 1.4, percebe-se que as maiores velocidades de vento no nordeste do Brasil ocorrem justamente quando o fluxo de água do Rio São Francisco é mínimo. Logo, as futuras centrais eólicas instaladas no nordeste podem ter um papel importante por meio da coordenação hidro-eólica envolvendo o rio São Francisco.

**Figura 1.4 – Comparação entre o Fluxo de Água do Rio São Francisco e o Regime de Vento do Nordeste do Brasil.**



**Fonte: (CBEE, 2004).**

Vale observar também que a possibilidade de gerar energia de fontes alternativas no período de baixa afluência pode ocorrer também nas regiões Centro-oeste e Sudeste, em que a complementaridade com a hidroeletricidade existe não com a fonte eólica, mas com a geração a partir do bagaço de cana. A safra sucroenergética ocorre entre os meses de abril e novembro, coincidindo com o período seco nas referidas regiões (NOGUEIRA, 2010; CASTRO *et al.*, 2010a).

A diversificação da matriz elétrica por meio da adoção de fontes alternativas renováveis que compensem a variabilidade da geração hidrelétrica é capaz de preservar os níveis dos reservatórios em períodos secos, evitando o esgotamento destes e, ainda, em períodos de excesso de vento, torna-se possível usar o reservatório hídrico para armazenamento, evitando-se o desperdício de vento. Assim, provoca-se um aumento virtual da capacidade de armazenamento de energia e aumenta-se a segurança de suprimento do país (NOGUEIRA, 2011).

Um exemplo típico de armazenamento de energia é a associação de usinas eólicas com usinas hidroelétricas reversíveis, onde as variações da potência eólica podem ser niveladas usando o vento para bombear água ao reservatório superior, e gerando eletricidade por meio das turbinas elétricas (BELUCO, 2012).

Conforme dados do (ANEEL - BIG, 2019), o Brasil possui 164 GW de capacidade instalada de geração elétrica, sendo 74,2 % proveniente de fontes renováveis e 9,14 % proveniente especificamente de projetos eólicos, conforme é indicado na tabela 1.3.

Muitas das usinas eólicas em operação são participantes do PROINFA, que foi o primeiro programa que de fato desencadeou a instalação de projetos de fontes alternativas de energia no país.

Em pouco menos de oito anos, o Brasil aumentou sua capacidade eólica instalada de cerca de 1.509 MW, em 2011, para 14.988,4 MW instalados em 2019.

**Tabela 1.3 – Capacidade de Geração do Brasil - Empreendimentos em Operação.**

<b>Tipo</b>	<b>Quant.</b>	<b>% do Total</b>	<b>Potência Instalada (kW)<sup>1/</sup></b>	<b>% do Total</b>
Usina Hidrelétrica de Energia	217	2,92	98.698.211	60,17
Pequena Central Hidrelétrica	425	5,72	5.179.256	3,16
Central Geradora Hidrelétrica <sup>2/</sup>	699	9,41	710.854	0,43
Usina Termelétrica de Energia	3.006	40,46	40.401.760	24,63
Usina Termonuclear	2	0,03	1.990.000	1,21
Central Geradora Eolielétrica	611	8,22	14.988.360	9,14
Central Gerad. Solar Fotovoltaica	2.469	33,23	2.074.002	1,26
Central Geradora Undi-Elétrica	1	0,01	50	0,00
<b>Total</b>	<b>7.430</b>	<b>100</b>	<b>164.042.493</b>	<b>100</b>

1/ Sujeita à fiscalização da ANEEL (Dados de Abril/2019).

2/ Potência instalada igual ou inferior a 1 MW

BIG – Banco de Informações de Geração (ANEEL)

**Fonte: (ANEEL - BIG, 2019).**

Hoje, existem 611 parques eólicos em operação no país, totalizando 14.988,4 MW de potência instalada. A maior parte dos empreendimentos se encontra na Região Nordeste, em especial no Ceará, apesar de haver usinas também na Região Sul e Sudeste, conforme indica a tabela 1.4.

Entretanto, existem 209 projetos eólicos previstos para operação, sendo 54 empreendimentos em construção e outros 155 outorgados, totalizando 5.214,47 MW a serem instalados, conforme dados do (ANEEL - BIG, 2019), apresentados na tabela 1.5.

**Tabela 1.4 – Usinas Eólicas em Operação por Estado (ANEEL - BIG, 2019)**

<b>Estado</b>	<b>N ° de Usinas.</b>	<b>% do Total</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>% do Total</b>
Rio Grande do Norte	152	24,88	4.046,05	27,0
Baía	153	25,04	3.852,49	25,7
Ceará	81	13,26	2.054,95	13,71
Rio Grande do Sul	81	13,26	1.813,26	12,1
Piauí	60	9,82	1.638,10	10,93
Pernambuco	35	5,73	783,98	5,23
Maranhão	13	2,13	329,12	2,19
Santa Catarina	16	2,62	245,5	1,64
Paraíba	15	2,45	157,2	1,05
Sergipe	1	0,16	34,5	0,23
Outros (RJ,PR,MG e SP)	4	0,65	33,21	0,22
<b>Total</b>	<b>611</b>	<b>100</b>	<b>14.988,36</b>	<b>100</b>

**Fonte: (ANEEL - BIG, 2019).**

**Tabela 1.5 – Usinas Eólicas em Construção ou Outorgadas por Estado (ANEEL - BIG, 2019)**

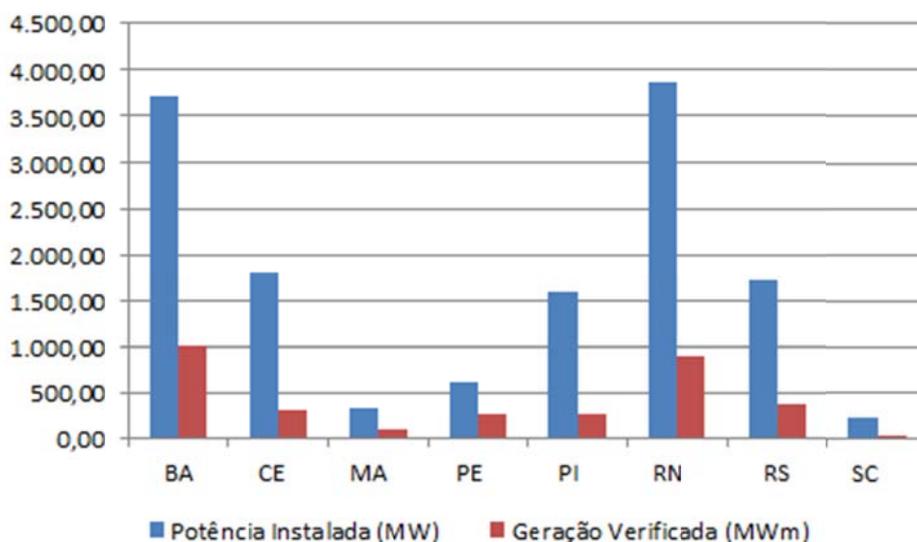
<b>Estado</b>	<b>Usinas em Construção</b>	<b>Usinas Outorgadas</b>	<b>Total</b>	<b>% do Total</b>	<b>Potência Total (MW)</b>	<b>% do Total</b>
BA	41	47	88	39,82	1.588,66	30,47
PI	7	20	27	12,22	890,06	17,07
RS	3	0	15	6,79	52,5	1,01
RN	2	55	57	25,79	1.697,95	32,56
CE	1	12	13	5,88	334,20	6,41
PE	0	3	3	1,36	82,0	1,57
PB	0	15	15	6,79	471,9	9,05
MA	0	3	3	1,36	97,2	1,86
<b>Total</b>	<b>54</b>	<b>155</b>	<b>221</b>	<b>100</b>	<b>5.214,47</b>	<b>100</b>

Inclui usinas de serviço público, de produção independente, de autoprodução e de registro.

**Fonte: (ANEEL - BIG, 2019).**

Os dados consolidados do (ONS, 2019), referentes à geração eólica média por estado, ilustrados por meio da figura 1.5, confirmam a Bahia na liderança nacional, com 1.012,3 MW médios de potência entregues no período de referência. Na sequência surge o Rio Grande do Norte com 901,27 MW médios produzidos e o Rio Grande do Sul com 374,27 MW médios, seguidos pelo Ceará com 311,15 MW médios, o Piauí com 279,98 MW médios, e Pernambuco, que ficou com 262,23 MW médios.

**Figura 1.5 – Geração Eólica Média por Estado.**



**Fonte: (ONS, 2019).**

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a energia eólica já é a segunda fonte renovável mais competitiva no país, perdendo somente para a energia hídrica.

Dentre os mecanismos adotados por diversos países para incentivar a geração de energia a partir de fontes renováveis, destacam-se os seguintes: tarifa *feedin* (tarifa mais vantajosa), quotas de energia, *net metering* (sistema de medição líquida da energia injetada), certificados de energia renovável, investimento público/financiamentos, e leilões públicos de energia. O Brasil optou pelo investimento público/financiamentos, e pelos leilões públicos de energia.

Desde 2009, quando as primeiras usinas eólicas foram aprovadas nos leilões realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, o preço por megawatt-hora para energia eólica vem apresentando tendência de queda. O preço médio do MWh dos projetos eólicos aprovados nos leilões reduziu cerca de 64 % entre 2009 e 2018, contribuindo para elevar a competitividade dessa fonte energética no Brasil.

No primeiro leilão de comercialização de energia voltado exclusivamente para fonte eólica, em 2009, teve um preço médio de venda de R\$ 148,39/MWh (EPE, 2009). Já no leilão de fontes alternativas realizado em julho de 2010, o preço médio para eólica foi de R\$ 130,86/MWh (EPE, 2010). No leilão realizado em dezembro do mesmo ano, o preço médio foi de R\$ 134,10/MWh (ANEEL, 2010). Nos leilões de 2017 e 2018, conseguiu-se preços médios de venda de R\$ 98,58/MWh e R\$ 90,45/MWh, respectivamente (EPE, 2019).

#### **1.4 A Previsão Eólica frente ao Problema de Gestão do Sistema**

A utilização de aerogeradores para a obtenção de energia elétrica operando individualmente, ou formando conjuntos denominados parques eólicos, constitui uma tecnologia já bastante pesquisada e utilizada em várias regiões do mundo.

A integração de aerogeradores fornecendo quantidades relativamente pequenas de potência em um sistema elétrico convencional, normalmente não apresenta maiores problemas em relação ao gerenciamento da operação da rede elétrica. No entanto, à medida que o parque eólico começa a fornecer níveis maiores de energia elétrica ao sistema, ou seja, à medida que o nível de penetração dos aerogeradores cresce, problemas operacionais significantes podem surgir no sistema elétrico.

Em geral, o senso comum dos operadores de sistemas de energia elétrica é o de preservar ações conservadoras no gerenciamento da operação. Dessa forma, quando se considera sistemas com grande integração de geração eólica, quanto maior o percentual de utilização dessa fonte renovável, maior será a dificuldade de estabelecimento do pré-despacho e do despacho econômico das unidades de geração convencionais, em função das flutuações da potência elétrica gerada.

A capacidade de gerenciar a integração de geração eólica no sistema elétrico depende essencialmente da previsão da potência eólica, e do potencial integrado, sendo assim necessária a existência de um sistema de previsão apropriado.

A incerteza associada ao vento, em termos percentuais, é de muito maior amplitude do que a incerteza tradicionalmente associada a previsões da demanda ou às aflúncias hídricas, pelo que um modelo de pré-despacho e de despacho econômico, em cenário de elevada penetração eólica, tem de incorporar uma avaliação de risco e restrições de segurança que não são habituais em modelos onde a geração eólica está ausente.

Em virtude dos recursos energéticos de sistemas de energia elétrica serem variáveis ao longo do tempo (característica dinâmica) e limitados, faz-se necessário o planejamento de sua

operação, o qual tem como objetivo definir uma estratégia de operação por subsistema. Este planejamento deve ser dimensionado de forma a:

- 1) considerar as variações sazonais destes recursos;
- 2) atender à demanda de carga com critérios de garantia adequados;
- 3) atender aos vários propósitos destes recursos;
- 4) considerar as restrições operacionais dos sistemas de geração e de transmissão;

Trata-se de um problema complexo devido às incertezas de (1) e (2), à característica multiobjetivo de (3) e à quantidade de restrições operacionais de (4).

O planejamento da operação é dividido em etapas, segundo seu horizonte de estudo: planejamento de longo prazo, planejamento de médio prazo e planejamento de curto prazo, também chamado de programação da operação, as quais formam a Cadeia de Planejamento.

A programação da operação pode ser definida como a determinação de uma estratégia de operação, cujo objetivo é indicar dentre todas as unidades geradoras existentes em um sistema de energia elétrica quais devem ser colocadas em operação e suas respectivas potências horárias de saída, de modo a atender a demanda de energia, satisfazendo as restrições operacionais e funcionais do sistema.

O problema da programação diária da operação pode ser dividido em dois sub-problemas:

- a) “*Unit Commitment*”, Alocação de unidades geradoras ou Pré-despacho: considerando a presença de  $N$  unidades aptas a gerarem energia, deve-se determinar a combinação ótima horária, definindo o estado de cada unidade (ligada/desligada) que atenda as restrições do sistema de energia elétrica;
- b) Despacho econômico: diante do plano de programação obtido em (a), determinar a potência de saída de cada unidade geradora que minimize os custos associados à geração.

A diferença entre os subproblemas é a questão relacionada à variação da demanda ao longo do tempo.

O problema do despacho econômico visa determinar unicamente a potência de saída de cada unidade de geração, portanto, não decide sobre quais unidades devem estar em operação e quando isso deve ocorrer (pré-despacho). A variação da curva de carga ao longo

do tempo enseja o acionamento e/ou desligamento de determinadas unidades geradoras, o que envolve novos custos e restrições aumentando a complexidade do problema. Quanto às escalas de tempo envolvidas, a programação diária cobre o escopo das decisões de operação do sistema de potência a cada hora, dentro do horizonte de um dia a duas semanas (SILVA JÚNIOR, 2008).

O modelo de pré-despacho e de despacho econômico a ser utilizado pelo operador, além de incluir as incertezas oriundas das afluições hídricas e dos erros associados à previsão da demanda, necessita interagir com modelos de previsão de vento e as margens de incerteza que lhe estarão associadas.

Intuitivamente, de uma forma direta, a potência eólica é incluída no modelo do problema de pré-despacho e despacho econômico por meio das previsões efetuadas. Em alguns modelos, o valor previsto para a potência eólica disponível em determinado período é compensado diretamente na potência da carga e o pré-despacho das máquinas térmicas é realizado em função desse novo valor, podendo-se afirmar que a potência eólica funciona como uma carga negativa (CUNHA, 2011). Neste tipo de modelo, à incerteza da carga é acrescida a incerteza do vento.

Considerando um sistema de energia elétrica em que não é possível mobilizar geradores suplentes, torna-se necessário garantir que as máquinas térmicas escaladas possuam capacidade máxima suficiente para compensar um valor de potência eólica inferior ao previsto, evitando situações de corte de carga. Por outro lado, as máquinas térmicas uma vez ligadas possuem valores mínimos de geração que, conciliado com uma potência eólica superior à prevista poderá originar situações em que haja excedente de geração, levando ao desperdício de energia eólica. A solução ótima é aquela que não apresente qualquer corte de carga, não proporcione excessos de geração face ao consumo e minimize os encargos econômicos de operação (MEIRINHOS, 2010). Os níveis atuais de erros de previsão eólica não permitem esta teorização em busca do ótimo.

A representação da incerteza na geração eólica e a sua integração nos sistemas tem sido motivo de vários estudos que visam avaliar e minimizar o seu impacto. Por exemplo, (MATOS e BESSA, 2009) avaliaram a margem de reserva operacional de um sistema considerando dois tipos de incerteza na potência eólica. A primeira diz respeito à impossibilidade de antever com exatidão a energia eólica disponível e foi quantificada por meio de um modelo probabilístico de previsão. A segunda fonte de incerteza está relacionada com a eventual possibilidade de turbinas eólicas ficarem fora de serviço, embora o impacto desta incerteza seja diminuto em sistemas de grande dimensão. Em (CHAKRABORTY *et al.*,

2011), a incerteza na potência eólica é modelada com lógica difusa, por meio de uma função de previsão da velocidade do vento, e incluída posteriormente no modelo de pré-despacho, enquanto que em (WANG *et al.*, 2009) o problema é abordado utilizando cenários estocásticos de previsão.

Em (WANG *et al.*, 2009), a constituição de previsões, sob a forma de cenários, parte das distribuições de incerteza da energia eólica, constituindo uma representação estocástica de valores de potência. Os cenários de geração eólica são estabelecidos com base na distribuição bidimensional discreta de probabilidades associada a cada transição entre intervalos de tempo sucessivos. Cada cenário tem uma probabilidade de ocorrência que deriva do produto de probabilidades ao longo das transições entre os períodos e é relativa ao total de cenários que são constituídos.

A variabilidade de geração eólica é também uma questão de programação da geração. Estes problemas estão relacionados com a seleção ótima das unidades de geração a serem colocadas em funcionamento (pré-despacho), e com os níveis de geração ótima das unidades despachadas (despacho econômico). Assim, estes procedimentos para a geração convencional precisam ser revistos (UMMELS *et al.*, 2007).

(TUOHY *et al.*, 2009), em continuação dos estudos (TUOHY *et al.*, 2007) e (TUOHY *et al.*, 2008), avalia os efeitos da geração eólica estocástica no pré-despacho e no despacho econômico em tempo real no mercado. Utiliza um modelo designado em (WILMAR, 2010), que é essencialmente um modelo de planejamento, baseando-se numa árvore de cenários e nos pressupostos necessários para as horas seguintes e onde identifica os benefícios de uma otimização estocástica em relação à determinística para abordar a incerteza da geração eólica.

(UMMELS *et al.*, 2007), analisa o impacto da geração eólica no pré-despacho e no despacho econômico de unidades térmicas no sistema holandês, onde mostra que a geração de energia eólica reduz o custo de operação do sistema e a emissão de gases para a atmosfera. Conclui ainda que níveis altos de reserva são fundamentais para equilibrar a variabilidade da geração eólica e da carga em cada período de tempo.

É também analisada por vários autores a segurança, que pode ser colocada em questão devido à variabilidade de geração eólica (BOUFFARD e GALIANA, 2008) e (WANG e SHAHIDEHPOUR, 2008). A segurança está por vezes relacionada com o cumprimento dos mínimos técnicos de geração em unidades térmicas que pode surgir numa situação em que a carga é baixa e a produção eólica é alta. E em situação contrária onde há rápida queda na geração eólica, que exige uma rápida subida das unidades térmicas, o que nem sempre é

possível. Estas situações geram a necessidade de pesquisas relacionadas à flexibilidade de um sistema de geração para acomodar geração variável.

A maior parte dos estudos, onde se considera a incerteza de geração eólica, são feitos para um dia de antecedência na operação do sistema, e para a combinação das várias formas de geração de energia, térmica, nuclear e hídrica, por exemplo, em (PAPALA *et al.*, 2008).

Pode-se dizer que o principal problema associado à temática apresentada, está relacionado com a regulação da reserva girante de energia limitada, tipicamente associada à volatilidade da geração eólica. Para um sistema de geração com base térmica, onde existem unidades com limites mínimos de geração, pode haver desperdício de geração eólica em quantidades cada vez maiores à medida que cresce a potência eólica instalada. Assim, a reserva necessária para compensar variações da potência eólica deve ser preservada para garantir a confiabilidade operacional e minimizar os custos que possam estar relacionados com as variações de geração eólica (MEIRINHOS, 2010).

## **1.5 A Previsão Eólica e a Reserva Operativa**

A quantidade de energia produzida por um parque eólico é inteiramente dependente do comportamento do vento, o qual por sua vez, é fortemente influenciado por condições climáticas e pela disposição geográfica dos aerogeradores. Um fator imperativo no processo de gerenciamento de sistemas de energia elétrica é conhecer com alguma profundidade o comportamento do vento e o desempenho dos aerogeradores na geração de energia elétrica ao longo de uma ou várias regiões. O conhecimento antecipado (previsão) dos padrões de comportamento do recurso eólico permite quantificar as variações bruscas de potência eólica (rampas) para um determinado período e identificar os principais fatores que influenciam nos erros de previsão (incertezas). Esta informação pode então ser utilizada pelo operador para diminuir o nível de incertezas e, conseqüentemente, aumentar a confiabilidade do sistema.

Durante a operação de sistemas de energia elétrica, o montante de geração programado para o atendimento da demanda deve ser tal que esse sistema possua uma reserva operativa suficiente para suportar a perda de capacidade de geração ou aumentos súbitos na demanda, sem haver necessidade de cortar carga (SALES, 2009). O projeto de sistemas de geração com elevada penetração de energias renováveis é mais complexo devido à flutuação de capacidade dessas fontes, o que aumenta o nível de incerteza da alocação de unidades tornando um desafio a tarefa de definir os níveis de reserva operativa.

Os métodos probabilísticos para avaliação de reserva (ANSTINE *et al.*, 1963; BILLINTON e ALAN, 1996) foram propostos para permitir uma avaliação da reserva considerando a incerteza dos requisitos dos sistemas de energia elétrica. Esses métodos baseiam-se na probabilidade (índice de risco) de a capacidade sincronizada de geração não ser suficiente para satisfazer à demanda para um dado período de tempo. Neste sentido, a modelagem estocástica dos componentes do sistema elétrico permite, de forma adequada, a inclusão de incertezas no problema.

Na avaliação da reserva operativa de curto prazo, tradicionalmente utiliza-se o método PJM que calcula o risco de não atendimento da demanda condicionado a um curto período de tempo, ou seja, algumas poucas horas. Além do mais, o operador sabe *a priori* quais unidades geradoras estão disponíveis, por exemplo, para atender à máxima demanda.

No caso da avaliação da reserva operativa de longo prazo, o operador não sabe exatamente quais unidades estarão disponíveis a cada ano específico do futuro, mas se preocupa em assegurar configurações de geração mais robustas e flexíveis. Portanto, a avaliação de risco deve levar em conta a evolução cronológica do sistema.

A natureza variável e volátil do recurso eólico leva a inconstância da geração eólica, o que não garante um montante fixo de energia ao sistema de energia elétrica.

Com o intuito de contornar a aleatoriedade da geração eólica, o operador do sistema de energia elétrica deve manter uma capacidade de reserva na programação do pré-despacho e despacho econômico de forma a garantir o equilíbrio entre a carga e a geração de energia. Para reduzir a capacidade e os custos com a reserva da geração o operador necessita do conhecimento antecipado (previsão) do padrão de comportamento do recurso eólico e sua conversão em geração de energia elétrica. Quanto maior o número de dados coletados de séries temporais do recurso eólico, sobre um determinado sítio, mais óbvias serão as características do vento, com o reconhecimento de seus ciclos/padrões predominantes de comportamento, fazendo com que a previsão de potência eólica seja mais confiável.

## 1.6 Objetivo do Trabalho

O principal objetivo desta tese é demonstrar que a distribuição/dispersão geográfica de parques eólicos, e a compensação de potência eólica associada, tem impacto na reserva operativa de curto e longo prazo.

Numa primeira fase, é feito um estudo estatístico do relacionamento entre as diversas potências geradas por parques eólicos existentes em uma mesma região (aspectos regionais) e

ao longo de várias regiões (aspectos multirregionais). Em função dos padrões de comportamento de potência gerada constatados no referido estudo, é realizada uma representação do comportamento regional e multirregional do recurso eólico, de forma a captar toda a dispersão geográfica e a compensação de potência eólica entre os parques avaliados.

Finalmente, tendo definido o modelo que represente o comportamento da geração eólica existente, fez-se uma análise de como esse processo disperso impacta na reserva operativa de curto e de longo prazo, e na confiabilidade do sistema de energia elétrica. Nesta fase, os estudos são realizados na configuração modificada do sistema teste IEEE-RTS 96 e na configuração de planejamento do sistema de geração português (SGP).

## 1.7 Organização do Trabalho

O desenvolvimento desta tese é dividido em 5 capítulos, encerrando com a apresentação das conclusões, das sugestões de trabalhos futuros, e a relação das referências bibliográficas consultadas.

Neste capítulo 1, estão apresentadas as considerações iniciais, uma breve descrição dos principais dados de potencial eólico instalado no mundo e no Brasil, a importância da previsão eólica frente ao problema de gestão do sistema de geração, além do objetivo do trabalho e a organização do mesmo.

No capítulo 2, apresenta-se, por meio do estado da arte ou revisão de algumas das mais importantes referências bibliográficas, o desenvolvimento das técnicas e métodos de avaliação da confiabilidade de sistemas de energia elétrica e de solução do problema das reservas de curto e longo prazo. Ressalta-se o predomínio da abordagem probabilística em relação à determinística, os aspectos das análises da adequação e segurança do sistema, a classificação do sistema de energia elétrica em zonas funcionais e níveis hierárquicos, e finalmente, a avaliação da adequação da capacidade de reserva de geração nas fases de planejamento e operação.

O capítulo 3 apresenta inicialmente a contextualização da engenharia eólica por meio de diferentes pontos de vista. Em seguida são caracterizadas as atuais tecnologias de sistemas eólicos de exploração *onshore* e *offshore* com seus respectivos componentes e avanços tecnológicos. Também é feita a caracterização dos padrões de comportamento do vento e da produção de potência eólica por meio da análise estatística de dados de séries temporais sintéticas de velocidade de vento e potência eólica, em escala regional e multirregional, nas

diversas regiões dos EUA. Por fim, com o conhecimento antecipado (previsão) dos padrões de variação da potência eólica (rampas) e dos possíveis impactos, apresentam-se as opções de fontes de flexibilidade para a gestão eficaz dos sistemas de energia elétrica com grande penetração de energia eólica.

O capítulo 4 avalia os benefícios da dispersão geográfica de parques eólicos nas necessidades de reserva operativa, a partir da perspectiva de curto e longo prazo, considerando alto grau de penetração de energia eólica. Primeiramente são apresentados os conceitos de avaliação da reserva operativa nas fases de operação e de planejamento. Em seguida é apresentada a modelagem e avaliação das incertezas da geração, da carga e das saídas de unidades geradoras, segundo as abordagens analítica e estatística, bem como uma representação regional da energia eólica, além da relação entre todas essas variáveis. Além disso, faz-se uma análise do efeito da dispersão geográfica da produção de energia eólica sobre os aspectos de distribuição dos requisitos de reserva associados, a fim de identificar o impacto das referidas incertezas na avaliação da capacidade de reserva operativa, as quais representam as principais barreiras operacionais associadas com o desempenho da reserva operativa e a avaliação do risco da alocação de unidades. Finalmente, a avaliação proposta é aplicada a três configurações modificadas baseadas no sistema IEEE-RTS 96 e uma configuração de planejamento do Sistema de Geração Português (SGP) para o horizonte de 2020, quando são analisados os diferentes efeitos dos erros de previsão sobre o equilíbrio do sistema em que o montante de geração eólica é significativo em relação à geração total

No capítulo 5, apresentam-se as conclusões deste trabalho e as principais contribuições referentes ao mesmo. Adicionalmente, mostram-se as sugestões de trabalhos futuros, e o artigo publicado em revista científica internacional.

Finalmente, apresentam-se as referências bibliográficas que embasaram o desenvolvimento do trabalho.

## CAPÍTULO 2

**ESTADO DA ARTE****2.1 Introdução**

A confiabilidade de sistemas de energia elétrica, historicamente, tem sido avaliada utilizando duas abordagens diferentes: as abordagens determinística e probabilística (BILLINTON e ALAN, 1996). Em termos básicos, a abordagem determinística consiste na utilização de simples regras básicas ou heurísticas para inferir quantitativamente quão confiável é o sistema. Essas regras determinísticas são inspiradas na experiência passada de empresas de energia elétrica, na sua organização interna e nas características do sistema que elas operam. Algumas dessas regras podem ser encontradas na literatura especializada ou nos manuais, sendo a capacidade da maior unidade de geração e o critério de segurança "N-1" (BILLINTON e ALAN, 1996; ORTEGA-VAZQUEZ e KIRSCHEN, 2007) as mais conhecidas.

Por outro lado, a abordagem probabilística é baseada na modelagem matemática do comportamento estocástico dos componentes do sistema elétrico (por exemplo, saídas forçadas das unidades geradoras), e a maneira como o sistema é operado. Os métodos que pertencem à abordagem probabilística adotam uma representação mais completa e, portanto, mais complexa do sistema do que a abordagem determinística.

Uma vez que o esforço computacional necessário para avaliar a confiabilidade do sistema depende da complexidade da representação utilizada, os métodos probabilísticos são, em geral, computacionalmente mais dispendiosos do que os determinísticos. Apesar dessa desvantagem, a abordagem probabilística é a única que pode avaliar o risco das interrupções do suprimento de carga e as suas consequências econômicas fundamentais de uma maneira sólida e eficaz (BILLINTON e ALAN, 1996). Por conseguinte, é natural que a maioria das pesquisas relatadas na vasta literatura de avaliação da confiabilidade de sistemas de energia elétrica se refira à abordagem probabilística.

**2.2 Adequação versus Segurança de um Sistema de Energia**

A confiabilidade é normalmente definida como a capacidade de um sistema para realizar a sua função planejada, em condições normais de funcionamento, durante um

determinado período de tempo. Em sistemas de energia, a avaliação da confiabilidade é tradicionalmente dividida em dois conceitos fundamentais: adequação e segurança (BILLINTON e ALLAN, 1996; BILLINTON e LI, 1994; WU *et al.*, 1988; REI *et al.*, 2000).

A adequação do sistema está preocupada com a existência de recursos suficientes para atender a demanda do cliente e os requisitos operacionais. Esses recursos incluem os equipamentos de geração, distribuição e transmissão necessários para levar a energia elétrica aos consumidores. A avaliação da adequação está associada com as condições estáticas e não leva em consideração a dinâmica do sistema e sua resposta às perturbações transitórias. Um estado do sistema é considerado “sucesso” se, após a avaliação, todos os requisitos operacionais sejam cumpridos, incluindo a cobertura da carga, as tensões nas barras, e os limites de carregamento dos circuitos de transmissão e das unidades geradoras. Se qualquer uma dessas restrições for violada, ações corretivas são tomadas. Essas ações incluem o redespacho de unidades de geração, o ajuste de potência reativa ou pontos de ajuste de tensão de barra, e outros. O corte de carga pode ocorrer como uma consequência da aplicação dos requisitos operacionais: somente neste caso, o estado do sistema é denominado “fracasso”.

A capacidade do sistema de energia elétrica de retornar às condições de operação estável após uma perturbação transitória é o escopo dos estudos de avaliação da segurança. Assim, a avaliação da segurança está preocupada com a capacidade do sistema contra prováveis perturbações que podem levar a transitórios, instabilidades de tensão ou frequência, ou mesmo a uma falha em cascata de equipamentos. Estudos completos de avaliação de segurança, que incluem representações detalhadas para os sistemas de proteção, ações de controle e processos de restauração considerando o comportamento dinâmico do sistema, podem envolver a utilização de métodos numéricos, como o método de *Runge-Kutta* (PRESS *et al.*, 2007), para resolver as equações diferenciais no domínio do tempo. Considerando a natureza altamente complexa dos estudos de avaliação da segurança, esses geralmente são feitos para um número predeterminado de cenários aceitáveis e/ou extremos de operação e de perturbações. Ao mesmo tempo, os parâmetros que influenciam estes estudos têm um comportamento estocástico intrínseco que só pode ser modelado com precisão sob uma abordagem probabilística.

A avaliação probabilística da segurança tem sido vista como um problema desafiador devido principalmente ao elevado nível de detalhe exigido para os modelos dos componentes de modo que a sequência aleatória de eventos após uma perturbação seja reproduzida com precisão (REI *et al.*, 2000). Além disso, a enorme sobrecarga computacional requerida pelas simulações desses detalhes é uma barreira para uma análise probabilística minuciosa da

segurança. Técnicas de reconhecimento de padrões (BISHOP, 2006), que ajudam a detectar, de forma rápida, se os estados do sistema são seguros ou inseguros para um dado problema de segurança (VASCONCELOS e PEÇAS LOPES, 2006; KALYANI e SWARUP, 2011), têm sido propostas para reduzir o esforço computacional. Esta tese diz respeito apenas à avaliação da adequação dos sistemas de energia elétrica.

### **2.3 Zonas Funcionais e Níveis Hierárquicos**

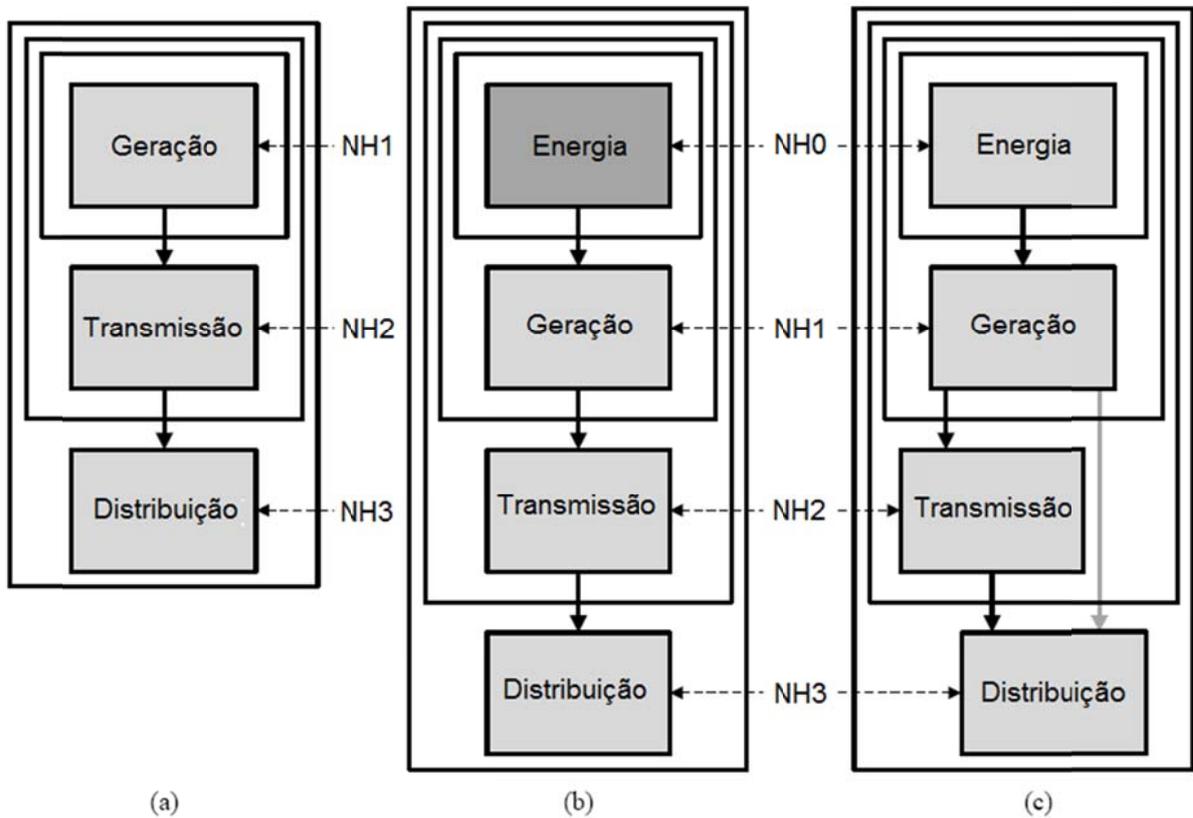
Sistemas de energia elétrica modernos são consideravelmente grandes e extremamente complexos. Dependendo do nível de detalhe exigido para a representação desses sistemas e da capacidade computacional disponível, os estudos de avaliação da adequação adotam modelos diferentes para os componentes do sistema e técnicas matemáticas e/ou simulação para resolver esses modelos. Essa multiplicidade de modelos e técnicas tem exigido uma classificação do sistema de energia elétrica em zonas funcionais. Apesar de simplista, essa divisão é vista como adequada, pois a maioria das concessionárias de eletricidade separa suas atividades de acordo com estas zonas, devido aos propósitos de organização, ou por ser exclusivamente responsável por uma dessas zonas.

A primeira classificação dos estudos de avaliação da adequação (BILLINTON e ALAN, 1996) propôs uma separação dos sistemas de energia em três zonas funcionais, como mostrado na figura 2.1 (a): Geração, Transmissão e Distribuição. Mais recentemente, uma nova zona funcional (LEITE DA SILVA *et al.*, 2002), que está relacionada aos recursos energéticos (ver figura 2.1 (b)), foi adicionada à classificação proposta inicialmente. Esta nova zona responde pela variabilidade intrínseca ou intermitência dos recursos energéticos primários (mais especificamente, os renováveis), sendo destinada a obter uma representação mais precisa da capacidade de geração disponível em cada período de tempo.

As zonas funcionais são combinadas para formar os níveis hierárquicos. Os estudos de adequação pertencentes ao nível hierárquico um (NH1) referem-se às instalações de geração e sua capacidade de suprir a carga do sistema. As avaliações do nível hierárquico dois (NH2) incluem modelos para os componentes da geração e transmissão e tem como objetivo determinar a capacidade do sistema para suprir os pontos de consumo. Finalmente, o nível hierárquico três (NH3) envolve todas as zonas funcionais e está preocupado com a capacidade do sistema como um todo, para garantir um fornecimento contínuo a cada um dos consumidores. Os estudos referentes ao nível NH3 são normalmente feitos assumindo modelos aproximados para os componentes das zonas de Energia, Geração e Transmissão

(LEITE DA SILVA *et al.*, 2002), uma vez que a representação detalhada de todos os equipamentos nessas zonas tornaria a dimensão do problema extremamente grande tornando a avaliação da adequação computacionalmente impraticável.

Figura 2.1 – Zonas Funcionais e Níveis Hierárquicos.



Fonte: (DA ROSA, 2010).

A recente reorganização dos sistemas de energia levou à separação, descentralização e privatização das atividades de geração, transmissão e distribuição. Além disso, a combinação da reorganização dos sistemas de energia com as inovações tecnológicas modernas renovou e intensificou o interesse na geração distribuída. Conseqüentemente, tem sido promovida uma integração maciça desse tipo de instalações de geração na rede de distribuição. De acordo com esses novos desenvolvimentos, o conceito tradicional de nível hierárquico, que foi desenvolvido sob um paradigma centralizado, tornou-se obsoleto e foi reformulado para possibilitar a inclusão da capacidade de geração distribuída na rede de distribuição (ver figura 2.1 (c)) (DA ROSA, 2010).

Os estudos de avaliação da adequação e as técnicas descritas nesta tese dizem respeito apenas ao nível NH1.

## 2.4 Avaliação da Adequação da Capacidade de Geração

A avaliação da adequação da capacidade de geração pertence ao tipo de estudos NH1 (BILLINTON e ALAN, 1996). Apenas as zonas funcionais de Energia e Geração são consideradas nestes estudos. Por isso, é hipoteticamente assumido que todas as unidades geradoras e as cargas do sistema são conectadas a uma única barra. Os estudos de avaliação da adequação da capacidade de geração podem ser divididos de acordo com o período de tempo em análise: as fases de planejamento e de operação.

Sempre que o termo avaliação da adequação da capacidade de geração é utilizado nesta tese, refere-se a um estudo de planejamento específico: a adequação da reserva estática ou da reserva operativa.

### 2.4.1 Fase de Planejamento

A avaliação da adequação de longo prazo da capacidade de geração pode ser visualizada de acordo com duas perspectivas diferentes: reserva estática (BILLINTON e ALAN, 1996) e reserva operativa (MATOS *et al.*, 2009; LEITE DA SILVA *et al.*, 2010). Estudos de reserva estática visam definir para um determinado nível de risco a capacidade necessária para atender à demanda esperada. A incerteza associada à reserva estática, que é uma variável estocástica, é causada pela intermitência dos recursos energéticos primários, pelas interrupções planejadas e forçadas das unidades geradoras e pela aleatoriedade da carga do sistema.

Os eventos de reserva estática ( $R_{ESTÁTICA}$ ) insuficiente ocorrem quando a capacidade de geração é menor do que a carga, de acordo com a equação (2.1).

$$R_{ESTÁTICA} = G - L < 0 \quad (2.1)$$

onde  $G$  representa a capacidade de geração e  $L$  a carga do sistema.

Por outro lado, os estudos de reserva operativa estão preocupados com a análise de longo prazo da flexibilidade do sistema de geração para lidar com as variações de curto prazo que podem ocorrer durante a operação do sistema (MATOS *et al.*, 2009; LEITE DA SILVA *et al.*, 2010; DENHOLM *et al.*, 2010; HOLTINEN *et al.*, 2011; XIE *et al.*, 2011; CRITZ *et al.*, 2013). A capacidade de geração disponível em cada período de operação é afetada pelas interrupções planejadas e forçadas e pelas flutuações de curto prazo dos recursos energéticos

primários. Além disso, essa capacidade deve ser capaz de não só alimentar a carga, mas também acomodar a diferença entre as previsões de curto prazo e as previsões atuais das variáveis estocásticas respeitando simultaneamente as regras operacionais estabelecidas pelas concessionárias, tais como, níveis mínimos de reserva primária e secundária e prioridades de alocação de unidades. Se as regras operacionais estão disponíveis para diferentes cenários de operação, sendo um cenário possível a combinação probabilística de uma condição eólica bem como uma condição hidrológica, é possível avaliar a adequação da reserva operativa sob a perspectiva do planejamento.

Tendo em mente essas suposições, a identificação dos eventos de reserva operativa ( $R_{OPERATIVA}$ ) insuficiente, é feita de acordo com a equação (2.2).

$$R_{OPERATIVA} = R_S + R_T < \Delta L + \Delta W_S + \Delta G \quad (2.2)$$

onde  $R_S$  é a reserva secundária,  $R_T$  é a reserva terciária,  $\Delta L$  e  $\Delta W_S$  são, respectivamente, os desvios das previsões da carga e da produção de energia eólica do sistema a partir das respectivas previsões de curto prazo, e  $\Delta G$  é a variação da capacidade de geração devido a interrupções forçadas durante o período de operação (MATOS *et al.*, 2009; LEITE DA SILVA *et al.*, 2010). Com o objetivo de permitir a representação aproximada da operação deve-se realizar a alocação das unidades geradoras disponíveis de forma a calcular a  $R_{OPERATIVA}$ . A alocação das unidades de geração segue um processo iterativo que obedece a prioridades predefinidas. As prioridades podem variar de acordo com a disponibilidade das fontes de energia primária, isto é, com os cenários de exploração anuais. Este processo é interrompido quando a equação (2.3) é satisfeita.

$$P_{ALOCADA} \geq L + R_P + R_S \quad (2.3)$$

onde  $P_{ALOCADA}$  é a capacidade de geração alocada e  $R_P$  é a reserva primária.  $R_P$  e  $R_S$  são variáveis determinísticas e podem assumir valores diferentes de acordo com o cenário de operação. A variável  $R_T$  é a capacidade total disponível que não foi alocada e pode ser mobilizada até ao final do período de operação. Assume-se que as unidades mobilizadas não falham durante a partida/arranque. Finalmente, a equação (2.4) do valor da  $R_{OPERATIVA}$  é:

$$R_{OPERATIVA} = P_{ALOCADA} + R_T - (L + R_P) \quad (2.4)$$

Empresas do setor elétrico europeu têm conduzido estudos com o intuito de avaliar o impacto da penetração de energias renováveis na reserva de potência operativa dos sistemas de geração, tendo em mente um horizonte de longo prazo (PEÇAS LOPES *et al.*, 2008; MATOS *et al.*, 2009). O método de simulação Monte Carlo cronológico foi utilizado nos referidos estudos, juntamente com modelos adequados para representar a variação das capacidades das fontes renováveis (por exemplo: hidráulica, eólica, solar, entre outras). Foram ainda empregadas algumas simplificações na representação das unidades geradoras e nas regras que representam as estratégias de operação.

A primeira simplificação é referente à modelagem dos tempos de partida das unidades geradoras, e a segunda simplificação é relativa à programação da geração. O tempo de partida das unidades não é representado explicitamente. As unidades de geração são selecionadas de acordo com a variação da carga, a cada hora, seguindo uma lista de ordem de mérito pré-determinada, no intuito de satisfazer a carga e atender ao critério de reserva girante especificado.

Nesse modelo simplificado de avaliação da reserva operativa de longo prazo, considera-se que todas as unidades disponíveis podem ser ligadas ou desligadas sem qualquer restrição. A única limitação com relação ao tempo de partida é considerada quando ocorre a avaria de alguma unidade geradora. Neste caso, após novas unidades serem selecionadas para recompor a geração sincronizada (ou seja, satisfazer a carga mais o nível especificado de reserva girante), desconta-se do montante de geração sincronizada (incluindo as novas unidades), independentemente de sua tecnologia, uma quantidade equivalente à capacidade da(s) unidade(s) avariada(s) no instante  $t$ , durante um período de uma hora.

As configurações de expansão dos sistemas de geração de Portugal e Espanha, previstas para o período de 2005 a 2025, foram avaliadas utilizando o referido modelo simplificado.

Melhorias para a avaliação de adequação da reserva operativa a longo prazo foram propostas para incluir os padrões de mobilidade de veículos elétricos (VEs), e várias estratégias de tarifação sob diferentes cenários de penetração (DA ROSA *et al.*, 2012; BREMERMAN *et al.*, 2012).

## 2.4.2 Fase de Operação

A adequação da capacidade de geração relativa à fase de operação está preocupada principalmente com a avaliação do risco de alocação de unidades, isto é, quais unidades geradoras devem ser utilizadas no próximo período de operação para garantir que a probabilidade de perda de carga seja inferior a um limite/limiar aceitável (BILLINTON e ALAN, 1996; MATOS e BESSA, 2011). Este limite pode ser definido com base nos requisitos econômicos ou nos métodos de apoio à decisão (MATOS e BESSA, 2011).

Historicamente, a quantidade adequada de reserva operativa no sistema tem sido definida por concessionárias utilizando critérios determinísticos. Por exemplo, algumas concessionárias estabelecem que a reserva operativa deve ser maior ou igual à capacidade da maior unidade alocada no sistema (BILLINTON e ALAN, 1996).

Na década de 60, um grupo de engenheiros responsáveis pelo sistema interligado *Pennsylvania - New Jersey - Maryland*, propôs um dos primeiros trabalhos a utilizar técnicas probabilísticas para dimensionar a reserva girante (ANSTINE *et al.*, 1963). Por meio desse método, denominado PJM, o montante de geração sincronizada é programado em função de um limite de risco pré-estabelecido, o qual deve ser mantido constante ao longo da operação do sistema. O risco calculado refere-se à capacidade do montante de geração sincronizada não ser suficiente para suprir a demanda durante um período no qual não é possível iniciar uma nova unidade ou executar reparos naquela que tenha se tornado indisponível.

Uma variação do método PJM é proposta em (BILLINTON e CHOWDHURY, 1988) para a determinação dos montantes de reserva girante em sistemas interligados multiáreas. Nessa metodologia, ao invés de um único índice de risco, são utilizados dois índices de risco para o dimensionamento da reserva girante: um índice de risco para o sistema independente (*SSR - Single System Risk*) e o outro para o sistema interligado (*ISR - Interconnected System Risk*). Portanto, primeiramente as unidades de cada sistema são sincronizadas até que o critério de risco *SSR* seja alcançado para cada sistema. Uma vez que as unidades sincronizadas em cada sistema satisfaçam ao critério *SSR*, consideram-se as contribuições das interligações e obtém-se o índice de risco do sistema interligado (*ISR*). Para aquele sistema, cujo *ISR* esteja mais distante do valor desejado, uma nova unidade geradora é sincronizada. Caso todos os sistemas apresentem um *ISR* elevado, as próximas unidades, seguindo a ordem de mérito de cada um dos sistemas, devem ser sincronizadas. Esse procedimento prossegue até que todos os sistemas sejam capazes de satisfazer o critério de risco interligado. Os efeitos da utilização das unidades de partida rápida e da reserva quente são também explorados em

(BILLINTON e CHOWDHURY, 1988). O termo reserva quente é utilizado para designar as unidades geradoras térmicas nas quais o turbo gerador é desligado, mas a caldeira permanece aquecida. Sendo assim, o tempo de partida das unidades em reserva quente é bem menor que o necessário para iniciar as máquinas térmicas que foram completamente desligadas.

Em (KHAN e BILLINTON, 1995) é proposta a avaliação dos requisitos de reserva girante em sistemas interligados multiáreas levando em consideração as restrições de capacidade e as falhas do sistema de transmissão. Nessa metodologia, os conceitos de estados operativos sugeridos em (BILLINTON e KHAN, 1992) são utilizados para identificar a probabilidade do sistema na operação em cada um dos estados: normal, alerta, emergência e extrema emergência. Os conceitos apresentados em (BILLINTON e CHOWDHURY, 1988) referentes à utilização de dois índices de risco para avaliar o montante de reserva girante é também empregado em (KHAN e BILLINTON, 1995). Além disso, nessa referência são mostrados os efeitos da utilização da reserva quente e das unidades de partida rápida.

O conceito do emprego de dois índices de risco para o dimensionamento da reserva girante em sistemas multiáreas, combinado com uma ampliação do método PJM, proposto em (BILLINTON e CHOWDHURY, 1988), é também apresentada em (MARANGON e LEITE DA SILVA, 1996) e (MARANGON e LEITE DA SILVA, 1997). Nesses trabalhos, além da avaliação dos montantes de reserva de cada área, bem como do sistema interligado, são avaliadas também as contribuições entre as áreas.

O efeito da incerteza da previsão de carga de curto prazo e os estados da potência de saída (reduzida ou parcial) das unidades geradoras também podem ser incluídos no método PJM (BILLINTON e ALAN, 1996). Infelizmente, a primeira versão deste método não inclui a possibilidade de modelar unidades de partida rápida durante o período de operação que está sendo avaliado. Essas unidades devem ser modeladas de maneira diferente daquelas que foram alocadas já que podem falhar, não só quando elas são devidamente sincronizadas, mas também durante o processo de arranque/partida. Além disso, esses modelos devem considerar o fato de que o tempo necessário para a sincronização das unidades depende do seu estado no início do período de operação, isto é, se elas estão em estado quente ou frio. Para superar essa limitação foi proposta uma versão revisada do método PJM (BILLINTON e ALAN, 1996).

Uma estrutura simplificada de divisão dos estados operativos do sistema foi proposta em (BILLINTON e FOTUHI-FIRUZABAD, 1994), a qual deriva do modelo apresentado em (BILLINTON e KHAN, 1992). A referida estrutura propõe a divisão dos estados operativos do sistema em três grupos: saudáveis, marginais e de falha. O conceito de divisão dos estados

operativos é incorporado no método PJM por meio dessa metodologia. Assim, em cada estado de capacidade em análise aplica-se um critério determinístico, por exemplo, a perda da maior máquina sincronizada. Desse modo, se o montante de geração sincronizada menos a maior máquina for maior que a carga, o sistema encontra-se na região saudável. Caso a geração sincronizada seja maior que a carga, mas não o suficiente para suportar a perda da maior máquina, o sistema opera na região marginal. Por fim, a insuficiência de geração caracteriza um estado de falha. (BILLINTON e FOTUHI-FIRUZABAD, 1994) propõem, então, que o montante de geração sincronizada seja programado de forma que o risco de falha e a probabilidade de residência na região saudável satisfaçam aos valores limites estabelecidos.

Uma metodologia para avaliar a capacidade de resposta da reserva girante é proposta em (FOTUHI-FIRUZABAD, BILLINTON e ABORESHAID, 1996). Um índice de risco denominado estado de risco do tempo de resposta da geração (*GSRSR - Generating System Response State Risk*) é utilizado para determinar como o montante de reserva girante deve ser distribuído entre as unidades sincronizadas. Os conceitos da divisão dos estados operacionais propostos em (BILLINTON e FOTUHI-FIRUZABAD, 1994) são também aplicados em (FOTUHI-FIRUZABAD, BILLINTON e ABORESHAID, 1996) para classificar a capacidade de resposta da reserva girante em saudável, marginal ou em risco. A definição das regiões de operação é semelhante àquela descrita anteriormente. A reserva girante é considerada em situação saudável, quando esse montante de reserva, mesmo na ausência de uma das máquinas sincronizadas, é ainda capaz de responder em tempo hábil a um distúrbio, sem que haja necessidade de cortar carga ou sincronizar uma nova unidade. Na condição marginal, embora exista capacidade em reserva com tempo de resposta dentro do limite de tempo especificado, esse montante não é suficiente para suportar a perda de uma das máquinas sincronizadas. Finalmente, na condição de risco, na hipótese da ocorrência de uma contingência, haverá corte de carga antes que uma medida corretiva seja tomada. Neste caso, o montante de reserva girante é menor ou igual à quantidade de reserva destinada à reserva de regulação.

Essa metodologia propõe que, após ter sido determinado o número de unidades que serão sincronizadas, o montante de reserva girante deve ser alocado entre as unidades de modo a satisfazer o critério de tempo de resposta. Esse critério pode ser um valor pré-definido de risco de não haver margem de reserva com tempo de resposta adequado (*GSRSR*), uma probabilidade de residência na região saudável ou uma combinação de ambos.

O efeito do erro na previsão de demanda na determinação dos requisitos de reserva é abordado em (GOOI *et al.*, 1999; WU *et al.*, 2007). O erro na previsão de demanda foi modelado por meio de uma distribuição normal discretizada em sete impulsos (BILLINTON e

ALAN, 1996). No entanto, aspectos como a utilização de unidades de partida rápida e reserva quente não foram considerados nos estudos realizados. Além disso, o custo de interrupção utilizado foi uma aproximação dada pelo produto da energia não suprida pelo valor da perda de carga (*VOLL - Value of Loss of Load*).

Em (ORTEGA-VAZQUEZ e KIRSCHEN, 2007) é proposta também uma metodologia para determinar o montante de reserva girante com base na análise dos custos necessários para manter as máquinas sincronizadas e o custo associado ao não atendimento da demanda. Considerando o alto custo computacional necessário para realizar a programação das unidades, incluindo as restrições de confiabilidade, essa metodologia sugere a realização de uma pré-otimização dos requisitos de reserva antes de ser executado o algoritmo de programação das unidades.

Além da avaliação de risco de alocação de unidades, existe o problema operacional de alocação da reserva girante entre as unidades geradoras alocadas/sincronizadas, de uma forma otimizada, para que o risco de resposta a mudanças bruscas durante um tempo de resposta pré-definido (por exemplo, picos de carga, flutuações de energia eólica ou diminuição da capacidade devido a interrupções forçadas) seja mantido sob um limite aceitável (BILLINTON e ALAN, 1996). Na realidade, a eficácia do sistema para responder a essas mudanças depende do tipo de unidades geradoras utilizadas como reserva girante. A avaliação do risco de resposta inclui a taxa de resposta das unidades mantidas como reserva, que se encontra normalmente em MW/minuto, e a sua probabilidade de falha durante o tempo de resposta desejado. O risco de resposta pode ser determinado também para tempos de resposta diferentes, dependendo dos requisitos definidos para a implantação da reserva girante (BILLINTON e ALAN, 1996).

## **2.5 Conclusão**

Este capítulo apresentou o estado da arte da avaliação da confiabilidade de sistemas de energia elétrica. Por meio da revisão de algumas das mais importantes referências bibliográficas, foi abordado o desenvolvimento das técnicas e métodos de avaliação da confiabilidade de sistemas de energia elétrica e de solução do problema das reservas de curto e longo prazo.

Destaca-se o predomínio da abordagem probabilística em relação à determinística para avaliar a confiabilidade de sistemas de energia elétrica.

Apresentaram-se os aspectos das análises da adequação e segurança, sendo que esta tese aborda apenas à avaliação da adequação dos sistemas de energia elétrica. A adequação do sistema está preocupada com a existência de recursos suficientes para atender a demanda do cliente e os requisitos operacionais.

Ademais, foi apresentada a classificação do sistema de energia elétrica em zonas funcionais e níveis hierárquicos, ressaltando-se que os estudos de avaliação da adequação e as técnicas descritas nesta tese dizem respeito apenas ao nível NH1.

Por fim, o presente capítulo mostra a avaliação da adequação da capacidade de reserva de geração nas fases de planejamento (longo prazo) e operação (curto prazo).

No que tange à avaliação da adequação de longo prazo da capacidade de geração, mostrou-se que os estudos podem ser realizados de duas perspectivas diferentes: reserva estática e reserva operativa. Os estudos de reserva estática visam definir, para um determinado nível de risco, a capacidade necessária para atender à demanda esperada. Já os estudos de reserva operativa estão preocupados com a análise de longo prazo da flexibilidade do sistema de geração para lidar com as variações de curto prazo que podem ocorrer durante a operação do sistema. O método de simulação Monte Carlo cronológico foi utilizado nos referidos estudos.

Por outro lado, a avaliação da adequação de curto prazo da capacidade de geração está preocupada principalmente com a avaliação do risco de alocação de unidades, isto é, quais unidades geradoras devem ser utilizadas no próximo período de operação para garantir que a probabilidade de perda de carga seja inferior a um limite aceitável. Tradicionalmente, variações do método PJM são aplicadas nos estudos de curto prazo.

## UMA PERSPECTIVA GERAL DA ENGENHARIA EÓLICA

### 3.1 Engenharia Eólica

Desde meados dos anos 80 até os dias de hoje, a tecnologia eólica tem avançado com o objetivo de criar condições para uma grande participação deste tipo de produção de eletricidade com baixo impacto ambiental na matriz energética mundial. Neste período, a potência dos aerogeradores apresentou um crescimento muito significativo, evoluindo de pequenos aerogeradores com cerca de 500 kW até os atuais 9,5 MW, com seus rotores atingindo diâmetros de 164 m. A potência média dos aerogeradores conectados a rede de média e alta tensão é de cerca de 2,32 MW (WISER e BOLINGER, 2018), enquanto a maioria dos novos empreendimentos utilizam aerogeradores entre 2 MW e 3 MW. Modelos ainda maiores estão disponíveis e sendo utilizados, como, por exemplo, o aerogerador de 7,5 MW da ENERCON que existe no mercado há onze anos, e o aerogerador de 9.5 MW da Vestas, há cinco anos.

Do ponto de vista do recurso eólico, este é abundante, em várias partes do mundo, tendo áreas com altas velocidades médias de vento. Praticamente todas as regiões têm um recurso eólico considerável, embora este normalmente não seja distribuído uniformemente e não seja sempre localizado próximo dos centros de carga (IRENA, 2012).

A avaliação técnica do potencial eólico exige um conhecimento detalhado do comportamento dos ventos e o mapeamento preciso desse recurso. Os esforços para melhorar o mapeamento do recurso eólico mundial estão em andamento e mais trabalho será necessário para refinar as previsões desse recurso. Existe uma falta de informações (dados), especialmente nos países em desenvolvimento e em alturas superiores a 80 m (IEA Wind, 2009).

Segundo os meteorologistas, é necessário um período mínimo de cinco anos de dados de vento para se obter médias anuais confiáveis. De fato, quanto mais dados anuais sobre um determinado sítio ou localidade forem coletados, as características do vento se tornam mais óbvias, fazendo com que a previsão do comportamento desse recurso seja mais precisa, contribuindo para o seu aproveitamento ótimo como fonte de energia (NASCIMENTO, 2005).

Do ponto de vista da captação da energia eólica, os sistemas de controle do aerogerador, tanto aerodinâmicos (controle da potência mecânica) quanto conversores de potência (controle da potência elétrica), permitem extrair o máximo de energia em função da variação do vento. A totalidade dos atuais aerogeradores de grande porte possui velocidade variável, são interligados à rede elétrica por meio de conversores de potência, e utilizam controle por passo (ZHAOQIANG ZHANG *et al.*, 2011).

Com o objetivo de maximizar o aproveitamento de bons ventos e concentrar geograficamente o impacto visual dos aerogeradores, existe uma tendência de agrupar os mesmos em estruturas denominadas de parques ou fazendas eólicas. Dessa forma, os parques eólicos com dezenas ou centenas de aerogeradores tem-se tornado empreendimentos atrativos a investidores em todo o mundo, causando um aumento substancial da geração eólica em muitos países por todos os continentes.

Do ponto de vista do desenvolvimento da engenharia desses sistemas, as tecnologias dos sistemas de conversão de energia eólica surgem numa variedade de tamanhos e estilos, e geralmente podem ser classificadas quanto à orientação do eixo do rotor, em aerogeradores de eixo horizontal e de eixo vertical, e quanto ao local de instalação dos aerogeradores: em sistemas instalados em terra firme, conhecidos como sistemas *onshore*; e sistemas instalados no mar, conhecidos como sistemas *offshore*.

A confiabilidade de parques eólicos é um assunto de interesse da indústria e da academia (TAZI *et al.*, 2017; HOSSAIN *et al.*, 2018; ZHAO *et al.*, 2017; YANG *et al.*, 2018). A disponibilidade de vento como recurso ao lado da confiabilidade dos geradores eólicos pode afetar significativamente a confiabilidade do sistema de energia elétrica (TEH, 2018; TÓMASSON e SÖDER, 2018; TOMCZEWSKI e KASPRZYK, 2018; LI *et al.*, 2017; CHANG *et al.*, 2016; LEITE DA SILVA *et al.*, 2018; SULAEMAN *et al.*, 2017; CHEN *et al.*, 2019). Como conceito geral, a diversificação da energia eólica significa que diferentes parques eólicos podem se complementar, levando a uma produção global de energia mais suave (DEGEILH e SINGH, 2011; MOGHADDAM, 2019; CARALIS *et al.*, 2008); DRAKE e HUBACEK, 2007).

### **3.1.1 Tecnologias de Sistemas Eólicos *Onshore***

A geração de energia por meio de aerogeradores é determinada pela sua capacidade, pela velocidade do vento, pela altura do cubo e pelo diâmetro dos rotores.

Os aerogeradores de grande porte mais modernos são de eixo horizontal (eixo de acionamento da transmissão mecânica). Essa configuração representa quase todos os aerogeradores de grande porte que se encontra em sistemas *onshore*. Existem ainda, aerogeradores de eixo vertical, mas são teoricamente menos eficientes aerodinamicamente do que os aerogeradores de eixo horizontal, emitem maior nível de ruído, e não têm uma quota de mercado significativa.

Aerogeradores de eixo horizontal podem ser classificados quanto as suas características técnicas, tais como:

- posicionamento do rotor (na frente da torre - montante, ou atrás da torre - jusante);
- número de pás;
- sistema de regulação da potência mecânica de saída para o gerador (controle de passo e controle por estol);
- conexão do cubo para o rotor (rígida ou articulada, a chamada oscilação do cubo);
- projeto da caixa de engrenagens (caixa de engrenagens de único ou múltiplos estágios com o gerador de alta velocidade, ou sem caixa de engrenagens - acionamento direto com gerador síncrono multipólos de baixa velocidade);
- velocidade de rotação do rotor para manter uma frequência constante (fixa ou variável, controlada por conversores de potência), e
- capacidade da turbina eólica.

Várias concepções diferentes de aerogeradores de eixo horizontal estão em uso em sistemas *onshore*. O mais comum é o de três pás, controle de potência mecânica por estol (*stall*) ou por passo (*pitch*), operando com velocidade de rotação fixa (interligado diretamente a rede elétrica). No entanto, outros conceitos para geração em sistemas *onshore* estão sendo utilizados, como exemplo, podem-se citar os aerogeradores sem caixa de engrenagens (acionamento direto) com gerador de velocidade variável (interligado à rede elétrica por meio de conversor de potência), os quais têm uma quota de mercado significativa.

As fazendas ou parques eólicos *onshore* são instalados em locais onde a velocidade média anual do vento encontra-se entre 7 e 8 m/s. Os melhores locais em terra para instalação de parques eólicos, com prováveis índices de altas velocidades de vento, estão nas altas planícies ou planaltos, nos cumes de montanhas e nas regiões costeiras com relevo e vegetação pouco acentuados. Os custos de instalação, construção e manutenção são mais elevados nos parques eólicos situados nos cumes de montanhas, sobretudo pelas dificuldades

técnicas de construção de linhas elétricas de interligação entre os aerogeradores e a rede elétrica, além das estradas de acesso para o transporte das peças de grande dimensão.

Parques eólicos *onshore* instalados em montanhas ou zonas de serras são comumente encontrados em países europeus como Espanha, Portugal, Alemanha, entre outros, devido os mesmos apresentarem predomínio da característica de relevo mais acidentado. Por outro lado, em países como Brasil e EUA, as planícies são mais exploradas, possibilitando outro tipo de agrupamento de aerogeradores mais simétrico e visualmente mais organizado. As figuras 3.1 e 3.2 ilustram parques eólicos *onshore* típicos: europeu e americano, respectivamente.

**Figura 3.1 – Parque Eólico *Onshore* Típico Europeu.**



**Fonte: (GOSSELIN, 2012).**

**Figura 3.2 – Parque Eólico *Onshore* Típico Americano.**



**Fonte: (PLANKON, 2012).**

A configuração (*layout*) de um parque eólico *onshore* é definida com o objetivo principal de obter o maior rendimento energético possível do sistema durante a sua vida útil, e em geral não obedece a nenhum critério geométrico. O posicionamento ótimo dos aerogeradores no interior de um parque eólico é efetuado de modo criterioso, levando em consideração o aproveitamento ótimo do potencial eólico do local, a área disponível, o tipo de relevo, os obstáculos, as distâncias de interligação entre os aerogeradores e entre estes e a rede elétrica, o impacto visual e o efeito de esteira (turbulência na parte posterior do aerogerador). A densidade de potência em parques eólicos *onshore* é geralmente de 13 MW/km<sup>2</sup> (OLIVEIRA FILHO, 2011). Para evitar a turbulência ao redor dos aerogeradores é habitual contar com um espaçamento entre os mesmos de uma distância entre 5 e 9 diâmetros na direção preferencial do vento e entre 3 e 5 diâmetros na direção perpendicular (WAGNER e MATHUR, 2009).

Do ponto de vista construtivo, os parques eólicos *onshore* são constituídos por aerogeradores, rede de média tensão subterrânea em corrente alternada (CA), interligando os mesmos, sistemas de controle e comando, obras de construção civil, as quais incluem estradas de acesso a cada aerogerador e a edifícios com subestações elevadoras, bem como ao ponto de interligação com a rede elétrica pública, para escoamento da energia elétrica produzida na instalação.

Do ponto de vista dos tipos de tecnologia empregados, um aerogerador moderno típico de sistemas *onshore* pode ser dividido em suas partes principais, que são:

- Pás: Aerogeradores modernos costumam usar três pás, embora outras configurações sejam possíveis. As pás das turbinas são tipicamente fabricadas a partir de resina de poliéster reforçado com fibra de vidro ou resina epóxi. No entanto, novos materiais, tais como fibra de carbono, estão sendo introduzidos para proporcionar uma elevada relação resistência mecânica/peso necessária para as pás cada vez maiores dos aerogeradores em desenvolvimento.
- Carcaça (*Nacelle*): Esta é a estrutura principal da turbina, construída em fibra de vidro, onde estão alojados os principais componentes.
- Cubo do rotor: O conjunto rotor da turbina e cubo giram a uma velocidade entre 20 e 150 rotações por minuto (rpm) dependendo do tamanho da turbina e modelo (velocidade fixa ou velocidade variável). O cubo é geralmente ligado a um eixo de baixa velocidade conectado à caixa de engrenagens da turbina. Aerogeradores modernos possuem um sistema de controle do ângulo de passo (*pitch*) para melhor

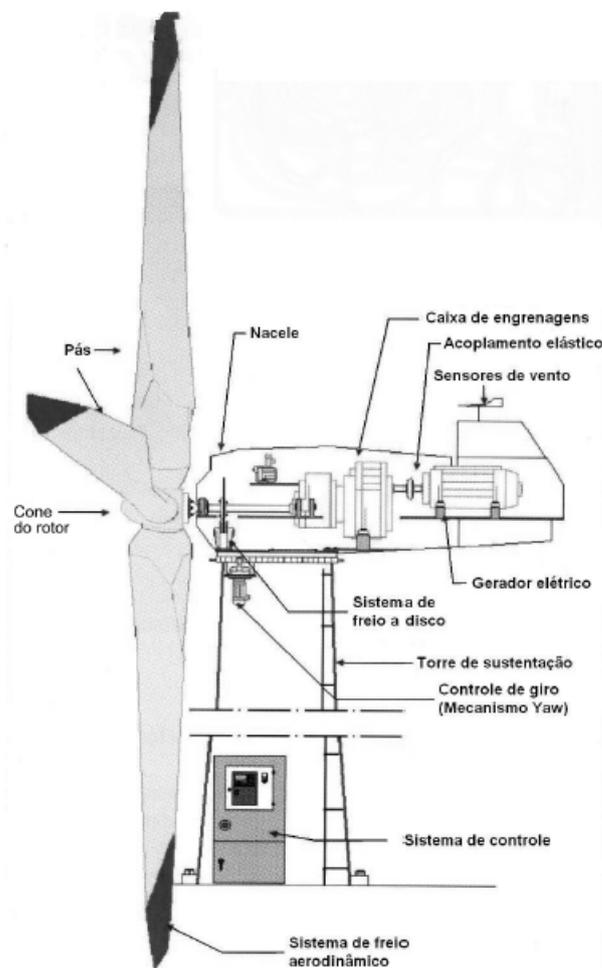
ajustar o ângulo das pás, obtido por meio da rotação de um rolamento na base de cada pá. Isto permite que o número de rotações por minuto (rpm) do rotor possa ser controlado, evitando danos em condições de altas velocidades de vento.

- Caixa de engrenagens: Esta é alojada na *nacelle*, embora estejam disponíveis no mercado aerogeradores de acionamento direto, sem a necessidade das mesmas. A caixa de engrenagens converte a baixa velocidade de rotação e elevado torque do rotor, em altas velocidades de rotação (1.200 a 1.800 rpm) com torque reduzido de entrada para o gerador.
- Gerador: O gerador é alojado na *nacelle* e converte a energia mecânica a partir do rotor em energia elétrica. Tipicamente, os geradores são trifásicos, em corrente alternada, síncronos (tipo bobinado ou de ímãs permanentes) ou assíncronos (tipo gaiola de esquilo ou de rotor bobinado duplamente excitado), e operam entre 400 e 690 volts (para potências entre 1 MW ou menores), ou ainda em 2.400 volts (potências superiores a 1 MW). A transferência de eletricidade do aerogerador de velocidade fixa é feita por meio de acoplamento direto com a rede elétrica (assíncrono tipo gaiola de esquilo), enquanto que, no caso do aerogerador de velocidade variável (assíncrono duplamente excitado, e síncrono bobinado e de ímãs permanentes), a referida transferência é feita por meio da inclusão de conversores de potência no acoplamento com a rede elétrica, melhorando o rendimento na conversão da energia.
- Mecanismos de Controle: o controlador eletrônico monitora e controla a turbina e coleta os dados operacionais. Um mecanismo de orientação (*yaw*) tem o objetivo de manter o rotor na perpendicular com a direção do vento permitindo assim, um maior aproveitamento da energia cinética do vento. A implementação efetiva de sistemas de controle cada vez mais sofisticados pode ter um impacto significativo sobre a geração de energia e os esforços sobre o aerogerador. Os sistemas de controle monitoram, controlam ou gravam um grande número de parâmetros de velocidades de rotação e de temperaturas do sistema hidráulico, por meio dos ângulos de passo das pás e do sistema de orientação da *nacelle* de acordo com a velocidade do vento. O operador do parque eólico tem, portanto, a capacidade de ter a informação completa e o controle dos aerogeradores a partir de um local remoto.

- Torres: são comumente do tipo cônico tubular em aço, ou ainda de concreto armado, sustentada por base de concreto com seção superior em aço. A altura das torres tende a ser muito específica, dependendo do diâmetro do rotor e das condições da velocidade de vento no local. Nos atuais aerogerados gigantes, escadas e frequentemente elevadores, localizados no interior das torres, permitem o acesso do pessoal de serviço até a *nacelle*. À medida que a altura da torre aumenta, também aumenta o diâmetro da base.
- Transformador: é muitas vezes alojado no interior da torre do aerogerador. A saída de média tensão a partir do gerador é intensificada por um transformador entre 13,8 kV e 34,5 kV, dependendo dos requisitos da rede elétrica local.

Na figura 3.3 ilustra-se o aerogerador típico utilizado em parques eólicos *onshore*, que representa a experiência adquirida ao longo dos anos, e em contínuo desenvolvimento para aplicações em terra e no mar.

**Figura 3.3 – Aerogerador Típico utilizado em Parques Eólicos *Onshore*.**



Fonte: (PEREIRA, 2004).

### 3.1.2 Tecnologias de Sistemas Eólicos *Offshore*

Parques eólicos *offshore* estão no início de sua fase de implantação comercial. Eles têm maiores custos de capital do que os parques eólicos em terra, mas isso é compensado, de certa maneira, pelos maiores fatores de capacidade. Em última análise, espera-se que parques eólicos *offshore* permitam um maior aproveitamento do vento a longo prazo. As razões para os maiores fatores de capacidade e maior potencial de implantação são que os aerogeradores *offshore* podem ser:

- mais altos e com pás mais longas, o que resulta numa maior área varrida e, portanto, uma maior produção de eletricidade;
- situados em locais com velocidades médias de vento mais altas e com baixa turbulência;
- agrupados em parques eólicos muito grandes;
- menos restritos por várias das questões de localização em terra. No entanto, existem outras restrições que também podem ser problemáticas e precisam ser adequadamente consideradas (por exemplo, rotas de navegação, impacto visual, infraestrutura adequada no mar e em terra, etc).

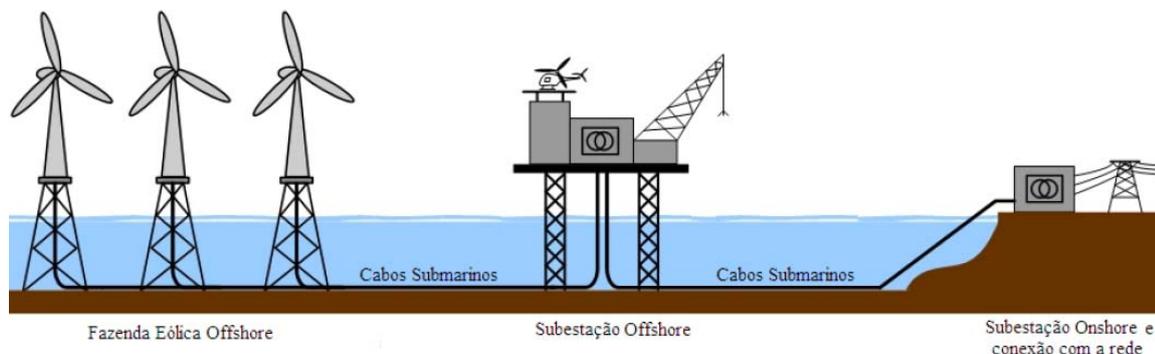
O aerogerador típico *offshore* é o de eixo horizontal, com três pás, controle de potência mecânica por passo (*pitch*), com caixa de engrenagens, operando com velocidade de rotação variável (gerador assíncrono duplamente excitado ou síncrono de ímãs permanentes), e interligado a rede elétrica por meio de conversor de potência (ZHAOQIANG ZHANG *et al.*, 2011).

Os sistemas *offshore* devem ser vistos como complemento e não concorrente dos *onshore*. Além de preservar o espaço em terra para outras atividades econômicas diferentes da geração de energia, a implantação de aerogeradores no mar, considerando a imensa área disponível, permite uma menor densidade de potência de 6 MW/km<sup>2</sup>. Isso diminui o efeito esteira entre os aerogeradores *offshore*, elevando a eficiência do sistema, esperando-se fatores de capacidade acima dos 50 % (NASCIMENTO, 2005).

Do ponto de vista construtivo, os parques eólicos *offshore* são constituídos por aerogeradores, rede de média tensão com cabos elétricos submarinos (sistema coletor) interligando os aerogeradores, sistemas de controle e comando, obras de construção civil, as quais incluem fundações para os aerogeradores e plataforma para a subestação *offshore*, cabos

elétricos submarinos de transmissão (CA ou CC) para a costa, subestação elevadora *onshore*, bem como o ponto de interligação com a rede elétrica pública, para escoamento da energia elétrica produzida na instalação. Na figura 3.4 ilustra-se a constituição física típica de um parque eólico *offshore*.

**Figura 3.4 – Constituição Física Típica de um Parque Eólico *Offshore*.**



**Fonte: (TRAPP, 2009).**

O tempo de inatividade no mar, devido às condições meteorológicas adversas, é um dos maiores fatores de custo envolvidos com a engenharia *offshore*. O tempo de construção pode até ser dobrado, e como a maioria dos equipamentos é alugada, o aumento do custo é significativo. Uma maneira de tratar este problema é construir o máximo possível em terra, incluindo as fundações, para limitar o tempo de construção no mar. As instalações são geralmente realizadas em duas fases: primeiro são instaladas as fundações e, em seguida, os aerogeradores.

Embora o sistema eólico instalado no mar permaneça duas vezes mais oneroso do que o eólico em terra, suas perspectivas de longo prazo são boas. Como exemplo, é esperado que os sistemas eólicos *offshore* possam produzir 50 % de eletricidade a mais do que os parques eólicos equivalentes em terra, devido às velocidades de vento mais elevadas e constantes que existem no mar (IEA Wind, 2010).

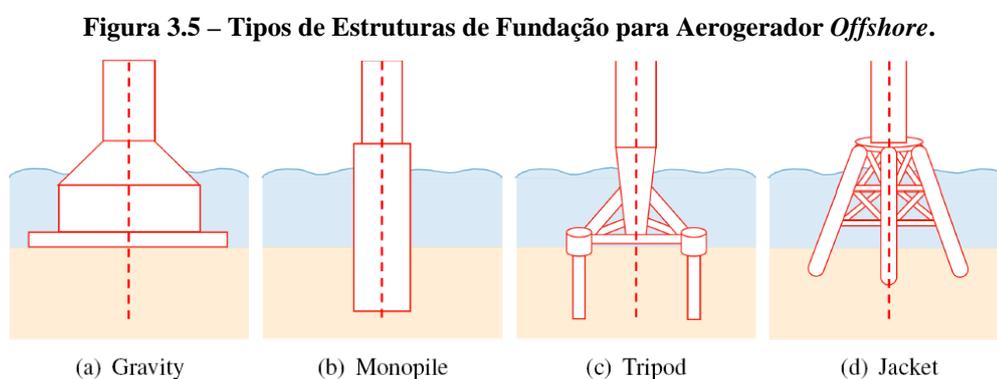
As tecnologias dos sistemas eólicos *offshore* foram inicialmente baseadas nos sistemas eólicos *onshore* e na experiência da indústria *offshore* de extração de petróleo e gás, esta última especificamente no que se refere às fundações e plataformas. Os desafios e exigências do processo de instalação de sistemas eólicos no mar são, contudo, muito diferentes dos sistemas eólicos em terra, devido às dificuldades das operações no mar. A complexidade logística dessas instalações e os custos envolvidos, em termos da construção, impõem grandes limitações a essa indústria. Entretanto, estão surgindo projetos específicos para o mar. Os projetistas e fabricantes de aerogeradores têm agora experiência acumulada de mais de dez

anos no desenvolvimento da energia eólica no mar. O conhecimento sobre as condições especiais de operação no mar se encontra em constante expansão, fazendo com que os equipamentos e peças usadas neste tipo de ambiente sejam cada vez mais eficientes. No entanto, a redução do custo do desenvolvimento de energia eólica *offshore* ainda é um grande desafio.

Os aerogeradores *offshore* são projetados para resistir ao desafio do maior regime dos ventos no mar, e exigem proteção adicional contra corrosão e outras medidas para resistir ao ambiente marinho severo. Os custos de capital elevados são resultado dos maiores custos de instalação para as fundações, as torres e as turbinas, bem como os requisitos adicionais para proteger a instalação no ambiente marítimo.

De uma forma geral, a principal diferença, e mais óbvia, entre os parques eólicos *onshore* e *offshore* são as fundações necessárias para o suporte dos aerogeradores *offshore*. Estas são estruturas mais complexas, e envolvem maiores desafios tecnológicos, e devem ser projetadas para sobreviver ao severo ambiente marinho e ao impacto de grandes ondas e tempestades. Todos esses fatores e, especialmente, os custos adicionais de instalação indicam que os sistemas eólicos no mar custam significativamente mais do que os sistemas eólicos em terra.

Os parques eólicos *offshore* em operação utilizam quatro tipos de fundação: base de gravidade (*gravity*), monopilar (*monopile*), tripé (*tripod*) e jaqueta (*jacket*), conforme é ilustrado na figura 3.5. Além dessas técnicas, estruturas de apoio flutuantes também estão sendo investigadas, estando às mesmas em fase de projeto piloto. A escolha de qual tipo de fundação a ser utilizada depende das características geológicas do fundo do mar, profundidade da água e os custos estimados. A questão das cargas das ondas e das correntes em águas profundas deve ser considerada, pois significam flexão e fadiga do material envolvido.



**Fonte: (MADARIAGA *et al.*, 2011).**

A maioria dos aerogeradores *offshore* instalados em todo o mundo têm utilizado as fundações do tipo monopilar e do tipo base de gravidade, estando às mesmas em águas rasas, normalmente não superiores a 30 m de profundidade. As fundações do tipo tripé e jaqueta, menos utilizadas, estão em águas profundas, que variam entre 30 e 50 m de profundidade (MADARIAGA *et al.*, 2011). O tipo de fundação mais utilizado é o de estrutura monopilar, que envolve a inserção de tubos de aço com um diâmetro de 3 a 5 m no fundo do mar, por meio de perfuração, a uma profundidade de 15 a 30 m. A vantagem desta fundação é que não é necessária uma base no fundo do mar e sua fabricação é relativamente simples, entretanto, a instalação pode ser difícil.

A interligação dos parques eólicos *offshore* à rede elétrica é efetuada por meio de uma subestação elevadora de tensão, normalmente instalada sobre uma fundação idêntica a dos próprios aerogeradores. A transmissão de energia, entre a subestação elevadora no mar e a central de amarração e recepção de energia elétrica em terra, é normalmente efetuada em corrente alternada (CA), para distâncias curtas, e em corrente contínua (CC) para distâncias mais elevadas, nas quais elevados efeitos capacitivos dos cabos elétricos submarinos, associado ao consumo de potência reativa pelas turbinas, pode exigir esta solução.

O futuro da energia eólica no mar provavelmente será baseado no desenvolvimento de projetos de maior dimensão, localizados em águas mais profundas, a fim de aumentar o fator de capacidade e ter espaço suficiente para que os aerogeradores “gigantes” operem de forma eficaz. No entanto, a distância para a costa leva ao aumento do comprimento do cabo submarino e das fundações em águas profundas, e os desafios de instalação aumentarão os custos do parque eólico no mar.

A capacidade média atual dos aerogeradores instalados em parques eólicos *offshore* é de 6,8 MW (WINDEUROPE, 2018a), 15 % maior que em 2017. Parques eólicos instalados recentemente têm normalmente utilizado aerogeradores de 6 MW, mas outros de 8 e 10 MW estão disponíveis e em desenvolvimento. A tendência em direção a aerogeradores com maior capacidade de geração é, portanto, provável que continue no futuro próximo.

### **3.2 Caracterização do Comportamento do Vento, da Produção de Potência Eólica e seus Impactos na Gestão do Sistema**

Nesta seção, apresenta-se inicialmente uma descrição dos dados de séries temporais sintéticas de velocidade de vento e potência eólica, a partir de gráficos temporais e histogramas. Estes são gerados em períodos diários, mensais e anuais, para diferentes regiões

geográficas dos EUA, de forma a caracterizar o comportamento do recurso eólico e permitir a discussão acerca do comportamento dos ventos. Salienta-se que o acesso a bases de dados de vento ainda é uma barreira para a pesquisa em estudos de utilização de energia eólica.

A partir destas informações são realizadas análises, em escala regional e multirregional, para caracterizar os padrões de comportamento do vento e o desempenho dos parques eólicos existentes nas diferentes regiões dos EUA. Esses ciclos/padrões permitem verificar e quantificar as variações de potência eólica previstas e os possíveis impactos das mesmas na gestão do sistema de energia elétrica.

Por fim, apresentam-se as opções de fontes de flexibilidade para a gestão eficaz dos sistemas de energia elétrica com grande penetração de energia eólica.

### **3.2.1 Dados para a Caracterização do Comportamento do Vento**

O laboratório americano NREL disponibiliza para a comunidade científica mundial um conjunto de dados criados para estudos de integração de energia eólica nos EUA. São dados modelados de séries temporais de velocidade do vento e de potência eólica, referentes ao período de 2004 a 2006, que permitem conhecer a distribuição da velocidade do vento e da potência eólica disponível em uma determinada região. Trata-se do mapeamento do recurso eólico norte americano, em diversas áreas distribuídas ao longo de diferentes regiões geográficas dos EUA, de forma a permitir analisar o comportamento dos parques eólicos inseridos nas mesmas.

O objetivo desta seção é fazer o estudo do regime dos ventos (estatística dos ventos) e caracterizar o seu comportamento variável em função da diversidade geográfica e das características das regiões que constituem o vasto território dos EUA.

Foram escolhidas sete regiões geográficas dos EUA, sendo que cada uma delas é composta por seis parques eólicos hipotéticos distribuídos ao longo das mesmas, num total de quarenta e dois parques analisados.

As regiões escolhidas para caracterizar o relevo do território americano, de leste para oeste, são: Atlântico *Offshore*, Montes Apalaches, Grandes Lagos *Onshore*, Grandes Lagos *Offshore*, Grandes Planícies, Montanhas Rochosas e Pacífico *Offshore*.

O Atlântico *Offshore* compreende a região do oceano situada em águas rasas (0 a 30 m), próxima à costa (5 a 10 km) leste do país. Essa região é caracterizada pelo relevo marítimo, com baixa rugosidade da superfície do oceano, e por ventos mais uniformes e com maiores velocidades.

Os Montes Apalaches estão localizados no interior leste do país, se estendendo de nordeste para sudoeste por 2.500 km, entre a fronteira canadense e o estado sulista do Alabama. A cadeia de montanhas dos Apalaches é caracterizada pelo relevo de planaltos e montanhas baixas (altura média de 900 m), de idade geológica antiga, e que sofreram diversos e longos processos erosivos. As velocidades de vento são maiores, sobre os picos das montanhas e os cumes das cristas montanhosas desta região. O inverno é a estação do ano com maior potencial eólico.

Os Grandes Lagos *Onshore* compreendem a região setentrional localizada a oeste dos Montes Apalaches. Essa região é caracterizada pelo relevo de planícies irrigadas por rios e lagos, além de penhascos de areia e pântanos. A primavera e o inverno são as estações do ano com maior potencial eólico.

Os Grandes Lagos *Offshore* compreendem a região meridional, localizada a oeste dos Montes Apalaches, formada por glaciações quaternárias. É uma região de lagos (Superior, Michigan, Huron, Erie e Ontario), situada em águas rasas (0 a 30 m), e próximas das margens. Essa região é caracterizada pelo relevo lacustre, com baixa rugosidade da superfície do lago, e ventos mais uniformes e com maiores velocidades.

As Grandes Planícies compreendem uma grande faixa de área localizada a leste das Montanhas Rochosas, se estendendo entre a fronteira canadense e o estado sulista do Texas. Essa região é caracterizada pelo relevo de planície vasta e aberta, com capim baixo (pradaria), embora gradualmente ganhem altitude ao se aproximarem do sopé das Montanhas Rochosas. A primavera é a estação do ano com maior potencial eólico.

As Montanhas Rochosas estão localizadas a oeste das Grandes Planícies, se estendendo de noroeste para sudeste por mais de 2.000 km, entre a fronteira canadense e o norte do estado sulista do Novo México. A cordilheira das Montanhas Rochosas é caracterizada pelo relevo de cadeias de montanhas elevadas e vales. Mais de 350 picos das Montanhas Rochosas superam quatro mil metros de altitude. O inverno é a estação do ano com maior potencial eólico. Entretanto, existem locais em que é impraticável a instalação de sistemas eólicos devido ao gelo extremo, ventos prejudiciais e inacessibilidade, especialmente durante o inverno.

O Pacífico *Offshore* compreende a região do oceano situada em águas rasas (0 a 30 m), próxima à costa (5 a 10 km) oeste do país. Essa região é caracterizada pelo relevo marítimo, com baixa rugosidade da superfície do oceano, e ventos mais uniformes e com maiores velocidades.

### 3.2.2 Caracterização da Conversão de Vento em Potência

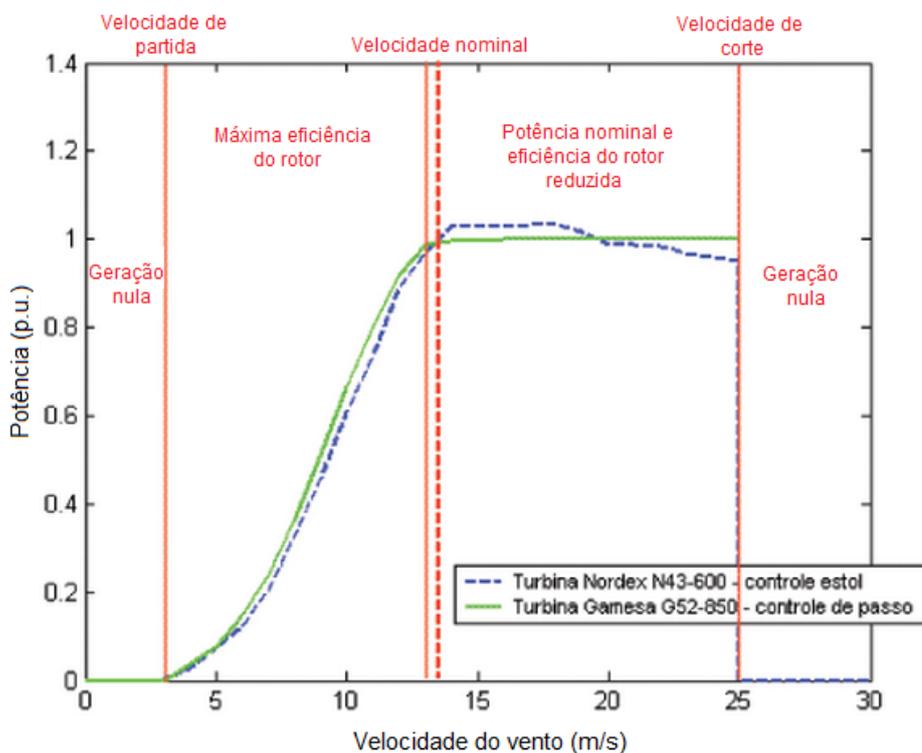
O vento é variável no tempo e no espaço. Diz-se variável no espaço por ser dependente das características do local (rugosidade do terreno, orografia, presença de obstáculos, efeito esteira, e outros). Para um dado local, diz-se variável no tempo por possuir alterações das suas grandezas (direção, sentido e intensidade) ao longo do período de tempo analisado. As variações que o vento pode apresentar são definidas como variações diárias, sazonais, anuais e de curta duração (NASCIMENTO, 2005).

Os valores de velocidade do vento aproveitáveis por um rotor eólico dependem da altura de instalação do aerogerador, das condições meteorológicas e da topografia do local de instalação.

Normalmente, são considerados quatro parâmetros de importância, referentes a velocidades de vento para conversão de energia eólica em eletricidade. Esses quatro parâmetros podem ser definidos por meio da análise das curvas de potência de dois tipos de aerogerador, figura 3.6, a qual indica a potência fornecida pelos mesmos em função da velocidade de vento disponível.

- $v_P$ : Velocidade de partida (*cut-in*) – velocidade de vento mínima (em torno de 3 a 5 m/s) para que o rotor saia de seu estado de repouso inicial, produzindo torque mecânico e iniciando o movimento das pás e a consequente geração de energia;
- $v_G$ : Velocidade mínima de geração – valor mínimo de velocidade de vento na qual a geração de energia ainda é possível, determinada pelas perdas na transmissão. É normalmente um valor de velocidade levemente inferior ao de partida;
- $v_N$ : Velocidade nominal – velocidade de vento na qual a potência nominal ( $P_N$ ) do aerogerador é extraída;
- $v_C$ : Velocidade de corte (*cut-out*) – valor de velocidade de vento (superior a cerca de 25 m/s) na qual a regulação atua para interromper o movimento do rotor eólico, protegendo-o contra cargas excessivamente altas e danos estruturais.

**Figura 3.6 – Curvas de Potência de dois tipos de Aerogerador.**



**Fonte: (LEITE, 2005).**

A potência de saída de um aerogerador varia com o cubo da velocidade de vento, tornando este o parâmetro mais significativo no processo de conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação. Estudos mostram que o valor máximo da potência mecânica que pode ser aproveitada por um rotor eólico corresponde a 59 % da potência total disponível. Somam-se a isso perdas mecânicas na turbina (geometria das pás, atrito, entre outros) que reduzem a potência máxima utilizável a, aproximadamente, 42 % da potência total disponível no vento (MARTINS, GUARNIERI e PEREIRA, 2008).

O aproveitamento eólico depende, principalmente, das características do aerogerador (curva de potência) e das características do local de instalação. O regime de ventos do local deve ser avaliado de forma a determinar o melhor posicionamento do sistema eólico, e garantir uma maior quantidade de potência a ser produzida.

A velocidade do vento possui um comportamento aleatório, mudando constantemente de valor. Dessa forma, para a correta determinação do regime dos ventos é necessário analisar dados coletados ao longo de alguns anos de observações.

Como estes registros de informações são feitos em intervalos de tempo pequenos, o volume de dados é muito grande, tornando difícil o manuseio. Por isso, é comum o

agrupamento dos dados em intervalos de tempo maiores (diário, mensal e anual), o que permite a aplicação de análises estatísticas de modo a visualizar corretamente os padrões de comportamento.

O regime dos ventos de um sítio pode ser representado por gráficos temporais e pelas funções de distribuição discretas e contínuas (funções densidade de probabilidade), obtidas a partir das medições de velocidade de vento. Os histogramas são funções de distribuição discreta.

Dentre as muitas funções densidade de probabilidade existentes, a função de Weibull é uma distribuição de probabilidade contínua que se aproxima da distribuição de probabilidade discreta representada nos histogramas. Essa distribuição de probabilidade é comumente usada para caracterizar a forma e a amplitude da distribuição de velocidades médias dos ventos.

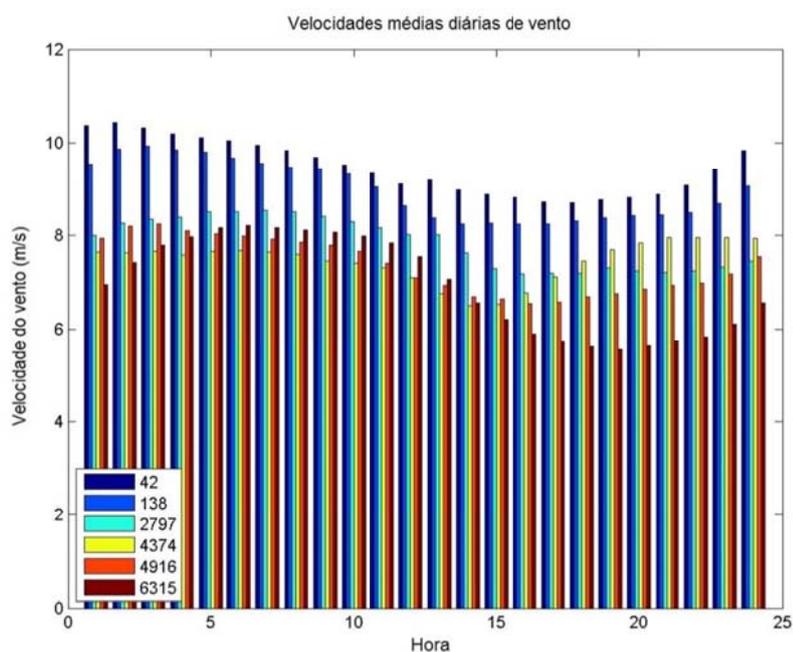
### **3.2.3 Análise Estatística Regional do Comportamento do Vento e da Conversão em Potência**

Por meio das séries temporais das velocidades médias de vento e das séries temporais das potências médias relativas a três anos (2004, 2005 e 2006), foram plotados os gráficos das distribuições de velocidade de vento e de potência (diária, mensal e anual) para a região dos Montes Apalaches, de forma a analisar os padrões de comportamento do recurso eólico e o desempenho dos parques eólicos 42, 138, 2797, 4374, 4916 e 6315 na conversão em potência eólica.

Na análise do gráfico da figura 3.7, que apresenta a distribuição de velocidade média diária do vento, observa-se que cada um dos seis parques se comporta de maneira diferente durante o dia, em intervalos horários, alternando períodos do dia e da noite, com maior ou menor média de velocidades de vento, de acordo com um padrão indefinido.

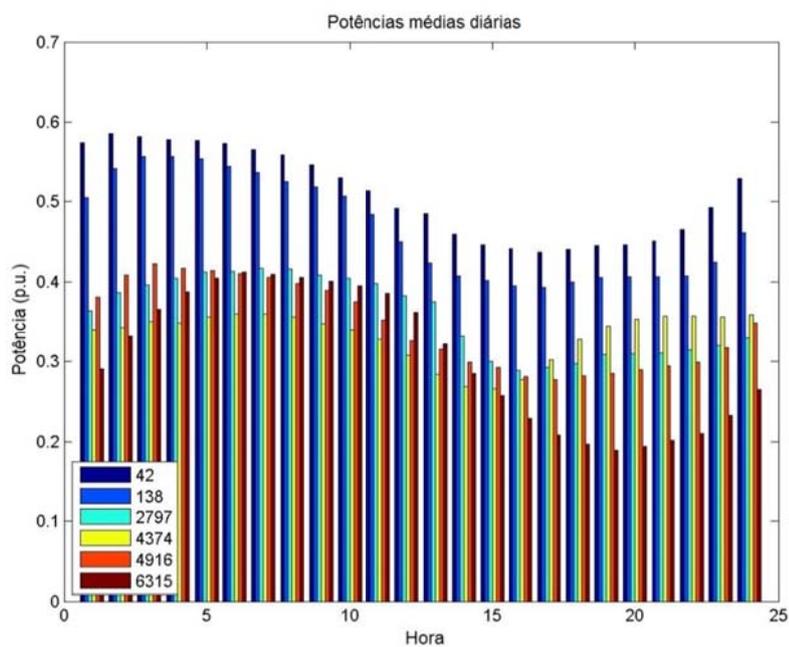
Na análise do comportamento da velocidade média do vento ao longo do dia observa-se que as velocidades médias de vento descrevem um gráfico de variações dividido em dois períodos. Na figura 3.7, verifica-se que no período entre 01:00 e 13:00 horas a velocidade de vento mínima é cerca de 6,8 m/s, e no período a seguir, entre 13:00 e 24:00 horas, a velocidade de vento mínima é cerca de 5,8 m/s, quando todos os parques eólicos estão submetidos a valores de velocidade de vento iguais ou superiores a esses mínimos nos referidos períodos. Pode-se observar ainda que a maior densidade das velocidades médias de ventos encontra-se no intervalo entre 5,8 m/s e 7,8 m/s.

**Figura 3.7 – Velocidades Médias Diárias de Vento.**



Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

**Figura 3.8 – Potências Médias Diárias.**



Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

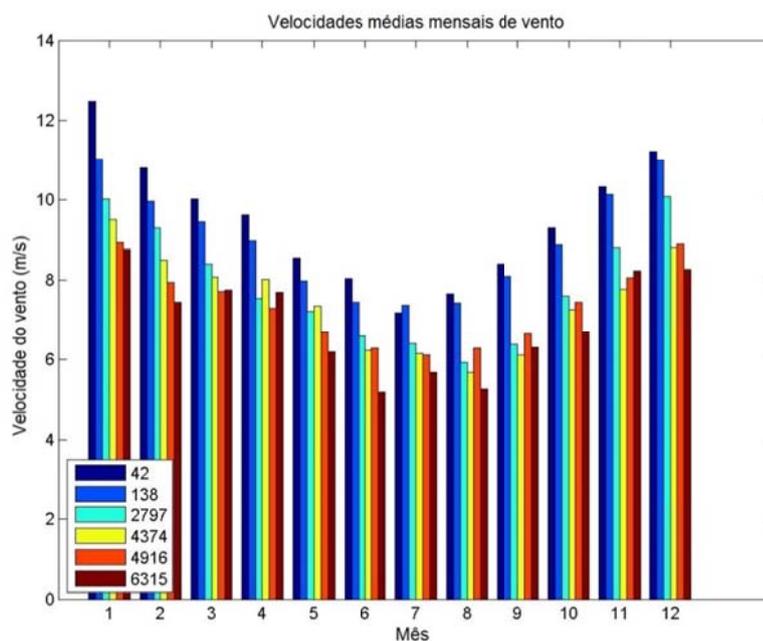
Analisando-se a figura 3.8, que apresenta o gráfico da distribuição de potência média diária, verifica-se que a conversão da velocidade dos ventos em potência não é feita uniformemente ao longo de todas as faixas de velocidade. Essa conversão em potência

depende do desempenho dos parques eólicos, associado às características de operação (curvas de potência), que limitam as potências dos mesmos ao intervalo entre a velocidade de partida e a velocidade de corte. Para valores fora desse intervalo, a potência gerada é nula.

Na figura 3.8, outra observação importante é a que caracteriza a potência mínima diária e a escala de variação diária, onde a potência gerada pode aumentar ou diminuir repentinamente. Pode-se constatar que a potência mínima gerada é cerca de 0,2 p.u., onde todos os parques eólicos estão produzindo igualmente ou acima desse valor. Observa-se que a potência segue um comportamento similar ao do vento, alternando períodos do dia e da noite, em intervalos horário, com maior ou menor média de produção, de acordo com um padrão indefinido. Porém, é possível estabelecer um patamar mínimo de produção diária em relação aos seis diferentes parques eólicos localizados na região dos Montes Apalaches. O intervalo de variação da potência gerada entre os parques analisados é da ordem de 0,4 p.u., sendo que a maior densidade de potência encontra-se entre 0,2 e 0,4 p.u.. A informação contida nesta avaliação, permite intuir que existe um comportamento complementar diário entre parques, onde a ausência de produção em um parque poderá ser compensada pela produção de outro parque em uma mesma região. Esse efeito poderá ser ainda maior quando em escala geográfica mais ampla, ou seja, em várias regiões (multirregional) com características topográficas diferentes, onde um conjunto de parques de uma determinada região poderá manter um patamar mínimo de produção em relação a outras regiões com parques eólicos deficitários. Este tema é abordado na seção 3.3.4.

Na análise dos gráficos das figuras 3.9 e 3.10, que apresentam as distribuições de velocidades médias mensais do vento e de potências médias mensais, respectivamente, observa-se que os valores das referidas grandezas aumentam e diminuem, ao longo de um período de doze meses, seguindo um padrão sazonal que acompanha as quatro estações do ano. Entretanto, verifica-se ainda um ciclo na variação dos valores da velocidade média do vento e da potência média, o qual pode ser dividido em duas fases. A primeira fase ilustra uma ordem decrescente dos valores de velocidade média do vento e potência média, com os maiores valores sendo verificados nos meses de inverno, valores intermediários na primavera, e os menores valores no verão. A segunda fase, a partir do verão, ilustra uma ordem crescente dos valores de potência média, com valores intermediários no outono, e voltando aos maiores valores no inverno.

**Figura 3.9 – Velocidades Médias Mensais de Vento.**

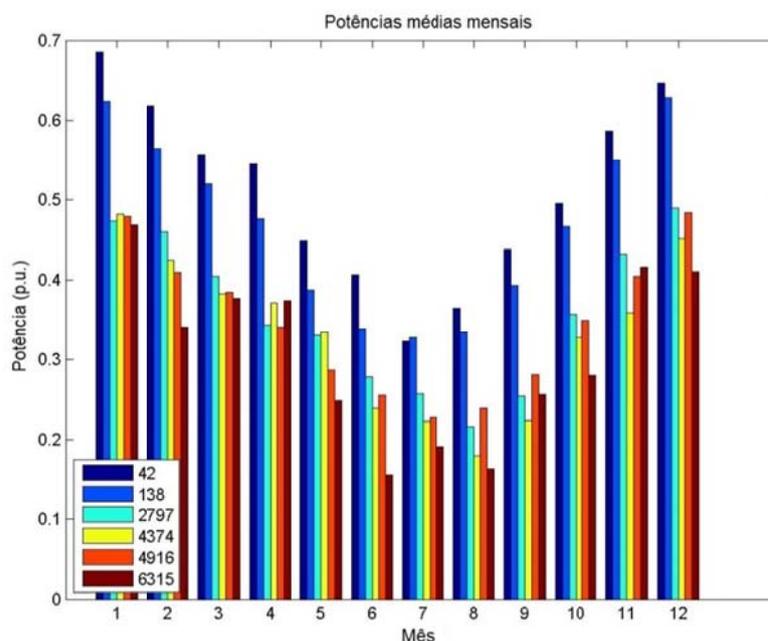


**Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).**

Na análise do gráfico da figura 3.9, observa-se que no inverno a velocidade média de vento mínima encontra-se entre 7,5 e 8,4 m/s, na primavera entre 6,4 e 7,3 m/s, no verão entre 5,2 e 5,4 m/s, e no outono entre 6,4 e 6,9 m/s, quando todos os parques eólicos estão submetidos a valores de velocidade média de vento iguais ou superiores a esses mínimos durante as referidas estações do ano.

Analisando a figura 3.10, que apresenta o gráfico da distribuição de potência média mensal, verifica-se que na primavera, a potência média mínima gerada pelos parques eólicos encontra-se entre 0,25 e 0,34 p.u., no verão entre 0,16 e 0,20 p.u., no outono entre 0,23 e 0,37 p.u., e no inverno entre 0,34 e 0,43 p.u., sendo que todos os parques eólicos estão produzindo igualmente ou acima desses valores. Nesta avaliação, também se pode intuir a existência de um comportamento complementar mensal entre parques, onde a ausência de produção em um parque, em um determinado mês, poderá ser compensada pela produção de outro parque em uma mesma região ou, em escala geográfica mais ampla (multirregional), por outros parques localizados em regiões de topografias diferentes.

Figura 3.10 – Potências Médias Mensais.



Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

As tabelas 3.1 e 3.2 resumem os dados de velocidades médias mensais de vento e potências médias respectivamente, com seus valores máximos e mínimos, referentes aos seis parques eólicos localizados nos Montes Apalaches. Os parques eólicos 42 e 138 são os que apresentam maiores valores de velocidades médias mensais e de potências médias mensais.

Tabela 3.1 – Velocidades Médias Mensais de Vento (m/s) Máximas e Mínimas dos Parques Eólicos Localizados nos Montes Apalaches

Velocidades Médias/Parque	42	138	2797	4374	4916	6315
Máximo	12,5	11,0	10,2	9,7	9,2	8,8
Mínimo	7,4	7,8	6,0	5,8	6,2	5,2

Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

Tabela 3.2 – Potências Médias Mensais (p.u.) Máximas e Mínimas dos Parques Eólicos Localizados nos Montes Apalaches

Potências Médias/Parque	42	138	2797	4374	4916	6315
Máximo	0,68	0,64	0,49	0,48	0,48	0,47
Mínimo	0,34	0,33	0,23	0,24	0,24	0,16

Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

As velocidades médias mensais de vento apresentadas na tabela 3.1 podem ser usadas para geração de energia elétrica, pois caracterizam velocidades médias acima da velocidade de corte (2,5 a 3,0 m/s). Porém, no verão, a geração de energia elétrica a partir destas velocidades médias mensais de vento esbarraria apenas no problema da viabilidade econômica (velocidades médias mínimas de 7 m/s), quando os parques eólicos 2797, 4374, 4916 e 6315 alcançam valores mínimos de velocidades médias mensais (abaixo do limite viável) de 6,0 m/s, 5,8 m/s, 6,2 m/s e 5,2 m/s, respectivamente.

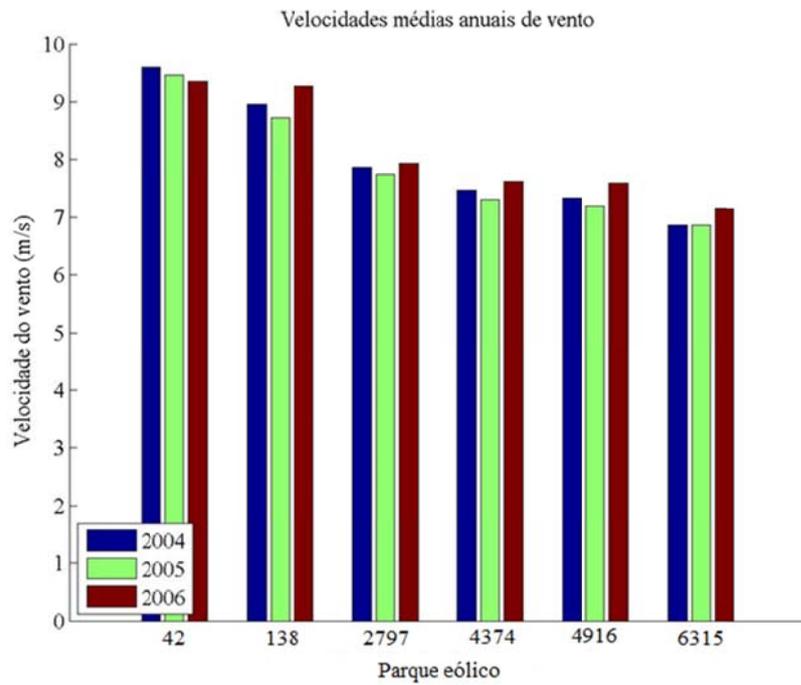
Considerando o valor máximo da potência que pode ser aproveitada do recurso eólico, correspondente ao valor aproximado de 42 % da potência total disponível, citado na seção 3.3.2, as potências médias mensais apresentadas na tabela 3.2 reproduzem o desempenho dos parques eólicos. No verão, seguindo o comportamento similar ao das velocidades médias mensais de vento, também os parques 2797, 4374, 4916 e 6315 alcançam valores mínimos de potências médias mensais (menor rendimento) na faixa de 0,23 p.u., 0,24 p.u., 0,24 p.u. e 0,16 p.u., respectivamente.

Nas figuras 3.11 e 3.12 apresentam-se as distribuições de velocidades médias anuais do vento e de potências médias anuais, respectivamente, para os parques eólicos 42, 138, 2797, 4374, 4916 e 6315, localizados nos Montes Apalaches, ao longo dos anos de 2004, 2005 e 2006. Na análise dos gráficos das referidas figuras, observa-se que, ao longo dos três anos, os valores das velocidades médias de vento e das potências médias variam em ordem decrescente em relação aos seis parques eólicos. Entretanto, ao longo desses anos, verifica-se também um comportamento semelhante entre os parques eólicos com maiores médias (42 e 138) e entre os com menores médias (2797, 4374, 4916 e 6315).

No gráfico da figura 3.11, referente à distribuição das velocidades médias anuais de vento, observa-se que, ao longo dos três anos, a velocidade média do vento alcança seus valores máximos no parque 42 e seus valores mínimos no parque 6315. Em 2004 esses valores estão entre 9,6 e 7,0 m/s, em 2005 entre 9,5 e 7,1 m/s, e em 2006 entre 9,4 e 7,4 m/s.

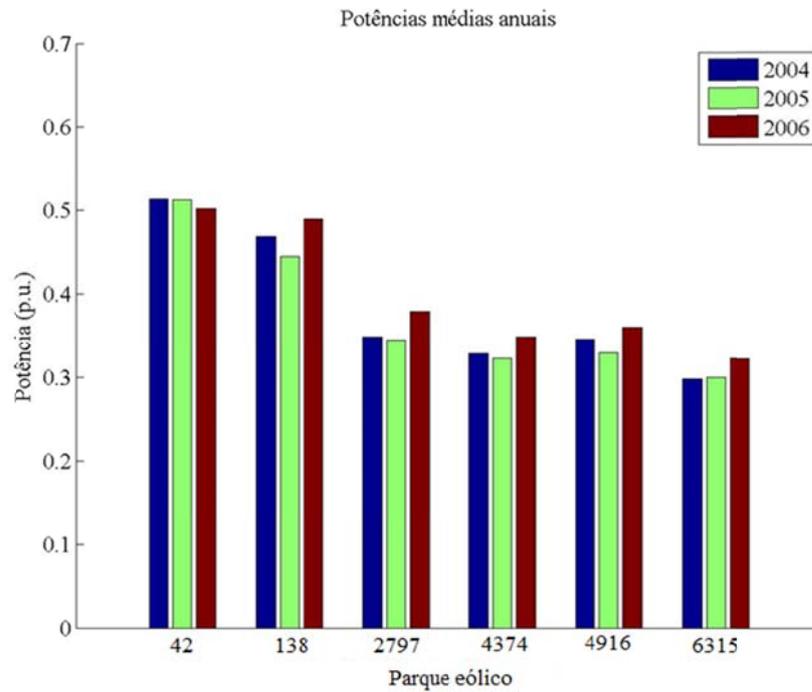
Na figura 3.12, as potências médias anuais seguem o comportamento similar ao das velocidades médias anuais de vento, alcançando seus valores máximos no parque 42 e seus valores mínimos no parque 6315. Em 2004, a potência média mínima gerada pelos parques eólicos encontra-se entre 0,30 e 0,52 p.u., em 2005 entre 0,31 e 0,51 p.u., e em 2006 entre 0,34 e 0,50 p.u., sendo que todos os parques eólicos estão produzindo igualmente ou acima desses valores.

**Figura 3.11 – Velocidades Médias Anuais de Vento.**



Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

**Figura 3.12 – Potências Médias Anuais.**



Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

Na análise dos gráficos das distribuições de velocidade de vento e de potência (diária, mensal e anual) para a região dos Montes Apalaches, onde estão localizados os parques

eólicos 42, 138, 2797, 4374, 4916 e 6315, observam-se padrões/ciclos de comportamento do recurso eólico e de sua conversão em potência eólica.

Considerando-se a análise do ponto de vista da operação do sistema de energia elétrica, no ciclo diário verifica-se a variabilidade horária do recurso eólico e da potência produzida pelos parques eólicos, no ciclo mensal observa-se a complementariedade da produção entre os parques, e no ciclo anual verifica-se a produtividade de potência entre os parques.

O conhecimento antecipado (previsão) desses ciclos pode ser usado pelo operador do sistema de energia elétrica para manter o balanço entre a geração e a demanda (carga) e para reduzir o nível de incerteza da geração eólica, aumentando a confiabilidade da operação.

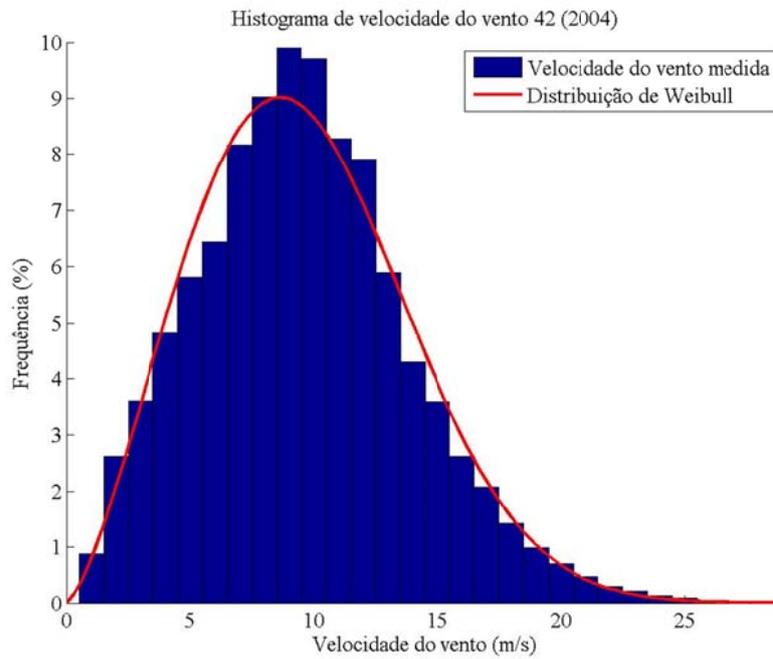
Em seguida, apresentam-se as distribuições de frequência de ocorrência (histogramas) das velocidades médias anuais de vento e das potências médias anuais, além das curvas de potência, para o parque eólico 42, ao longo dos anos de 2004, 2005 e 2006.

Na análise das figuras 3.13 (a), (b) e (c), que ilustram os histogramas das velocidades médias anuais de vento para o referido parque, verifica-se que, mesmo existindo variações nas funções de densidade de probabilidade discretas anuais (histogramas), essas velocidades médias de vento referentes a cada ano assumem uma distribuição de probabilidade contínua esperada, ou seja, próxima à distribuição de Weibull.

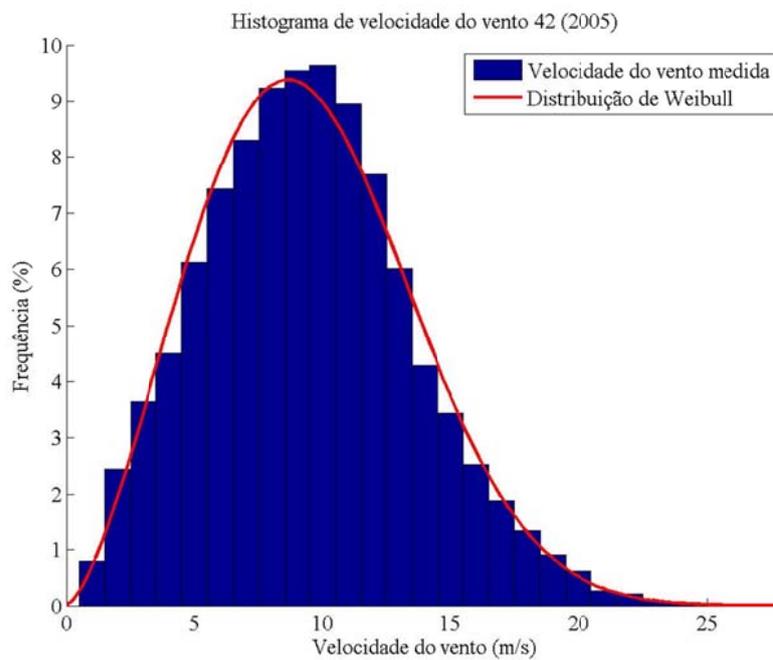
Na continuação da análise das referidas figuras, pode-se observar que essas distribuições apresentam valores de velocidade de vento variando de 0 a 25 m/s. Entretanto, a maior número de ocorrências se concentram no intervalo entre a velocidade de partida e a velocidade de corte, entre 2,5 e 23 m/s, respectivamente, o que caracteriza os controles das tecnologias do parque eólico com seus limites máximos e mínimos das velocidades de vento.

Os resultados mostram que no ano de 2004 há uma maior ocorrência para valores de velocidade média dos ventos próximos de 9,0 m/s, e nos anos de 2005 e 2006 uma maior ocorrência de valores de 9,5 m/s e 9,8 m/s, respectivamente.

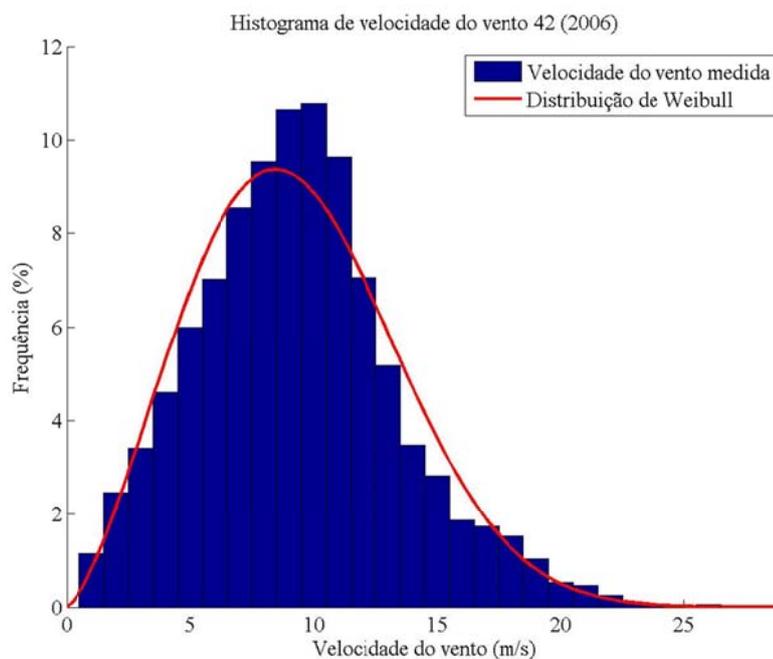
**Figura 3.13 – Distribuições de Frequência de Ocorrência (Histogramas) das Velocidades Médias Anuais de Vento para o Parque 42: 2004 (a), 2005 (b) e 2006 (c).**



(a)



(b)



(c)

**Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).**

As figuras 3.14 (a), (b) e (c) ilustram a dispersão da potência modelada (nuvem de pontos vermelhos) que formam as curvas de potência do parque eólico 42, referentes aos anos de 2004, 2005 e 2006, respectivamente. Estas curvas de potência caracterizam o desempenho do referido parque eólico ao longo desses anos.

Na análise das referidas curvas de potência anuais verificam-se semelhanças na parte quadrática da curva, e diferenças na parte linear da mesma onde se alcança o máximo de potência extraível, correspondente ao intervalo entre a velocidade nominal e a velocidade de corte.

Analisando a parte cúbica das curvas de potência, correspondente ao intervalo entre a velocidade de vento de partida e a velocidade nominal, nas figuras 3.14 (a), (b) e (c), observa-se, primeiramente, que a mesma tem um traçado bem definido no intervalo de velocidades de vento entre 2,5 e 11 m/s. E, posteriormente, apresenta certa dispersão no intervalo de velocidades de vento entre 11 e 15 m/s. É importante salientar, que esses valores de velocidade de vento correspondem à parte da curva de potência em que uma pequena variação no valor da velocidade de vento equivale a uma grande variação no valor da potência, em virtude da relação cúbica da velocidade do vento com a potência elétrica produzida.

Na análise da parte linear das curvas de potência, correspondente ao intervalo entre a velocidade nominal e a velocidade de corte, quando é atingido o máximo de potência aproveitada, a mesma apresenta graus de dispersão diferentes em cada ano.

Em 2004, figura 3.14 (a), observa-se que com o aumento da velocidade de vento após a velocidade nominal de aproximadamente 15 m/s, a potência atinge um valor máximo, com alguma dispersão, que é mantida até alcançar a velocidade de corte. Existem ainda vários pontos dispersos que indicam o intervalo da velocidade de corte entre 22 e 26 m/s, quando a potência começa a descer.

Em 2005, figura 3.14 (b), observa-se um pouco mais de dispersão nos pontos de potência máxima do que em 2004. O intervalo da velocidade de corte entre 22 e 27 m/s é indicado por uma menor quantidade de pontos dispersos.

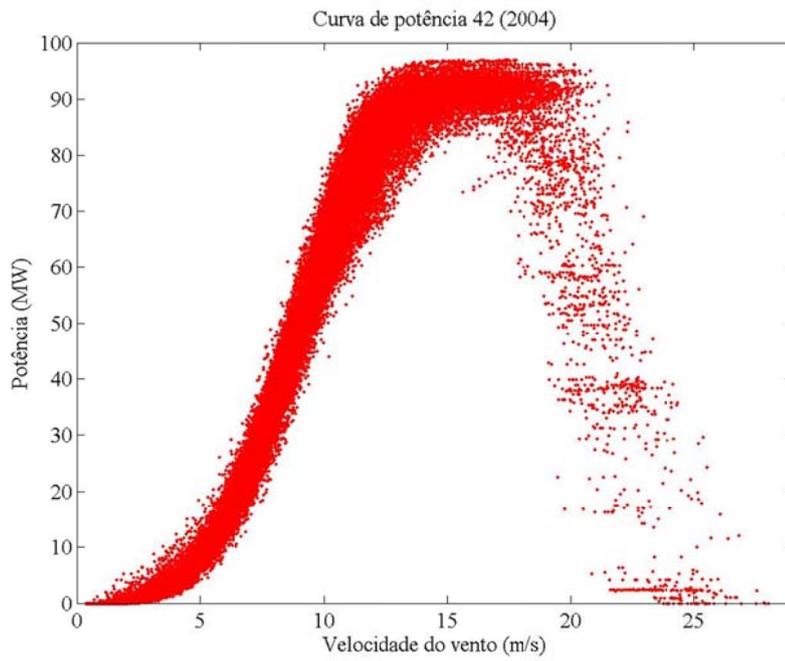
Em 2006, figura 3.14 (c), observa-se ainda mais dispersão nos pontos de potência máxima do que em 2005. A visualização do intervalo da velocidade de corte entre 22 e 28 m/s é ainda menos perceptível, sendo o ano com menor quantidade de pontos dispersos.

Os efeitos de dispersão encontrados ao longo das referidas curvas estão relacionados com as condições climáticas, a topologia do terreno e os tipos de tecnologias de aerogeradores utilizados (controles limitadores de potência, mecanismo de orientação do rotor em busca da direção do vento, e outros).

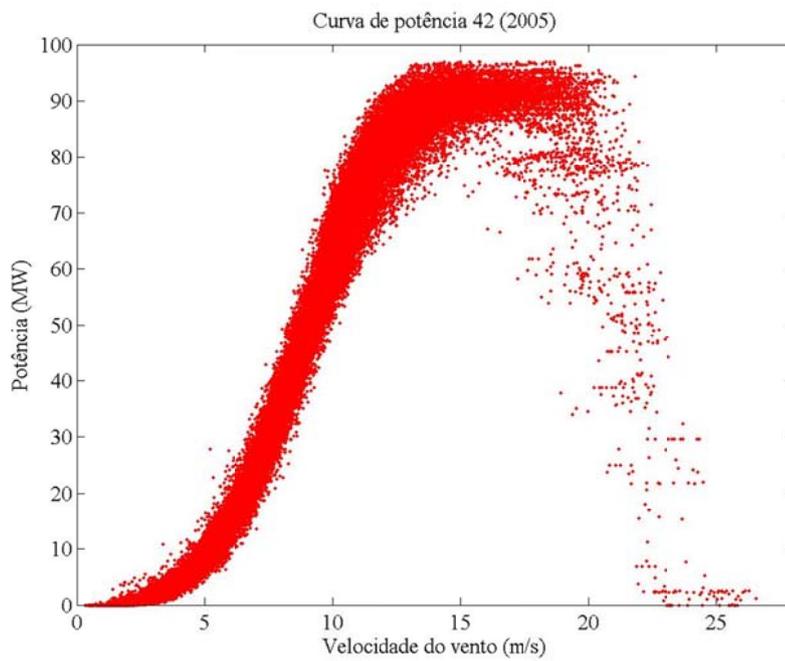
De acordo com as velocidades médias anuais analisadas anteriormente, 9,0 m/s (2004), 9,5 m/s (2005) e 9,8 m/s (2006), observa-se uma relação entre o aumento das médias de velocidades do vento e o conseqüente aumento das diferenças de dispersão ao longo dos anos analisados. Ou seja, à medida que se tem maiores valores de velocidades médias de vento as tecnologias dos aerogeradores empregados não conseguem extrair a potência proporcional a esse aumento (desempenho do parque eólico).

As diferenças de dispersão ocorridas entre os referidos anos se devem aos tipos de tecnologias de aerogeradores aplicados, as quais não são especificamente adequadas para converter o máximo de potência do recurso eólico encontrado em uma região montanhosa como os Montes Apalaches. Esta análise permite intuir que há espaço no desenvolvimento tecnológico de aerogeradores específicos para regiões que apresentam grande potencial eólico, tanto na exploração *onshore* quanto na *offshore*.

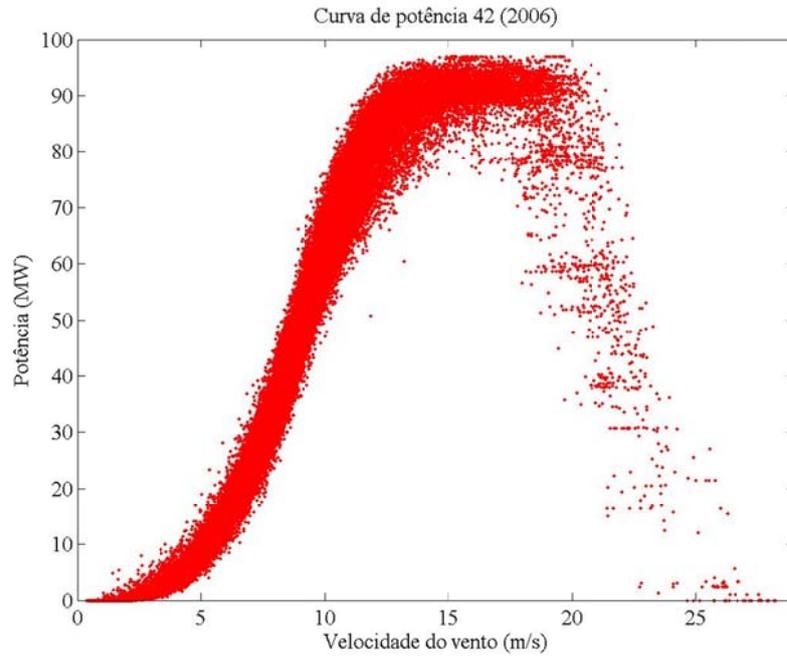
Figura 3.14 – Curvas de Potência do Parque Eólico 42 - 2004 (a), 2005 (b) e 2006 (c).



(a)



(b)

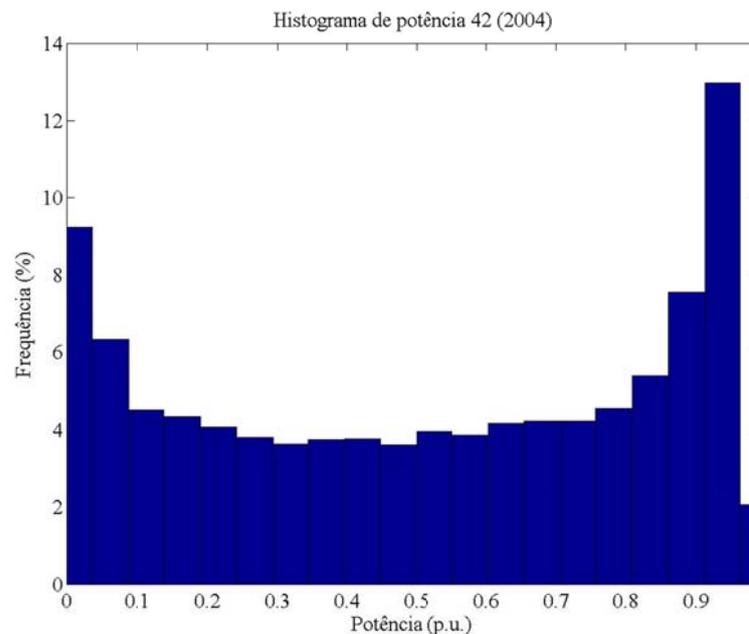


(c)

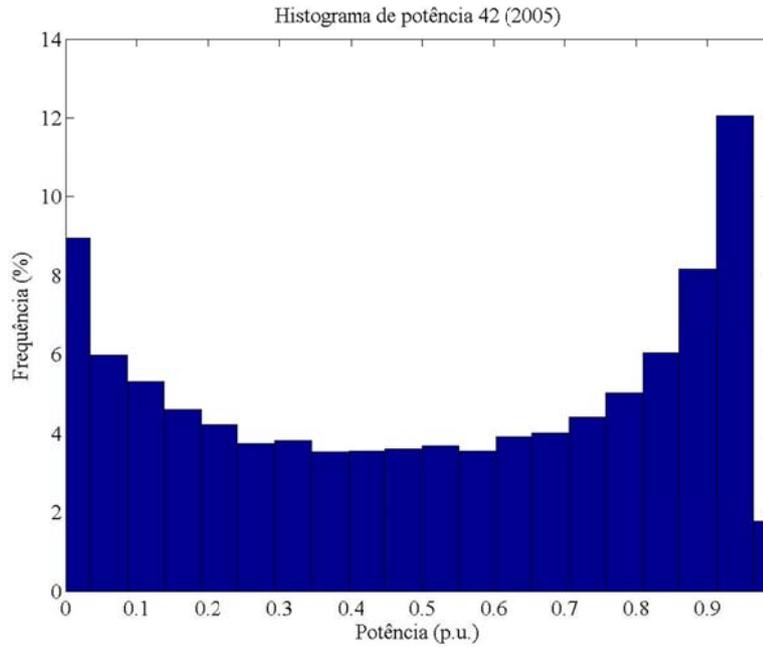
Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

Analisando as figuras 3.15 (a), (b) e (c), que apresentam as distribuições de frequências de ocorrência das potências médias anuais, para o parque eólico 42, verifica-se que essas distribuições apresentam valores de potência variando de 0,0 p.u. a 1,0 p.u..

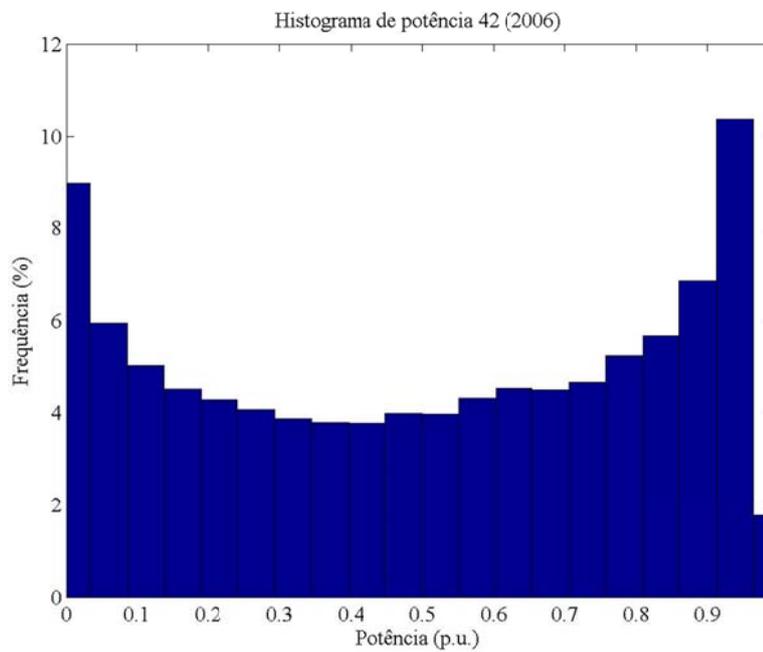
**Figura 3.15 – Distribuições de Frequência de Ocorrência (Histogramas) das Potências Médias Anuais para o Parque 42: 2004 (a), 2005 (b) e 2006 (c).**



(a)



(b)



(c)

Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

Os resultados mostram que em todos os anos existe um percentual de ocorrências maior para valores de potência média no intervalo entre 0,0 e 0,2 p.u (4,2 a 9,3 %) e no intervalo entre 0,7 e 1,0 p.u (4,2 a 13,0 %).

Entretanto, observa-se uma concentração de ocorrências de valores de potência média no intervalo de 0,3 p.u. a 0,7 p.u. (potência máxima extraível), a qual caracteriza o desempenho do parque eólico em função da curva de potência (limites máximo e mínimo de potência aproveitada do recurso eólico). Em 2004 e 2005 o percentual de ocorrências nesse intervalo foi de 4,0 %, e em 2006 aumentou para 4,3 %.

A análise regional das distribuições de frequência de ocorrência (histogramas) das médias anuais de velocidade de vento e de potência eólica permite visualizar o comportamento do recurso eólico e sua conversão em potência, e ainda avaliar e quantificar as variações de produção de vários parques eólicos ao longo de uma mesma região.

A curva de distribuição de probabilidade contínua de Weibull teve um bom ajuste aos histogramas das médias anuais de velocidade de vento, permitindo confirmar a maior ocorrência/concentração em torno das médias de velocidade predominantes.

A análise das curvas de potência anuais de um determinado parque eólico permite avaliar seu desempenho em função da influência das condições climáticas, da topologia do terreno e dos tipos de tecnologias de aerogeradores utilizados.

Os histogramas das médias anuais de potência eólica permitem visualizar a magnitude e a faixa de concentração das médias de potência com maior número de ocorrências. Nessa análise complementa-se a análise anterior, das curvas de potência, e verifica-se a influência das tecnologias reguladoras de potência (controles) que limitam a potência eólica dentro de uma faixa de valores que caracterizam o desempenho do referido parque eólico (curva de potência).

### **3.2.4 Análise Estatística Multirregional do Comportamento do Vento e da Conversão em Potência**

A partir das séries temporais das velocidades médias de vento e das séries temporais das potências médias relativas a três anos (2004, 2005 e 2006), foram plotados os gráficos das distribuições de velocidade de vento e de potência (diária, mensal e anual) para as regiões dos Montes Apalaches, Atlântico *Offshore*, Grandes Lagos *Offshore*, Grande Lagos *Onshore*, Grandes Planícies, Pacífico *Offshore* e Montanhas Rochosas, de forma a analisar os padrões de comportamento do recurso eólico e o desempenho de seus respectivos parques eólicos 42, 6181, 1906, 7176, 1120, 1108 e 23353 na conversão em potência eólica.

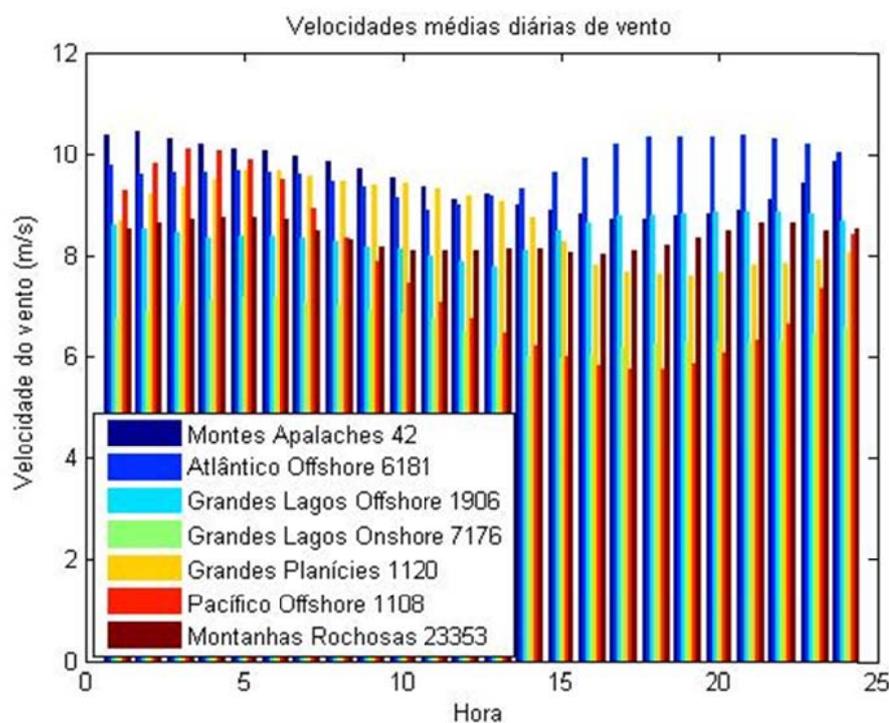
Diferentemente da seção 3.2.3 anterior, nesta análise enfatiza-se os efeitos da velocidade dos ventos e da produção de potência em várias regiões com características

significativamente distintas, buscando analisar o efeito multirregional que a produção eólica poderá oferecer em países com grandes dispersões regionais. Assim, confrontam-se regiões com diferentes topografias e, principalmente, as diferentes formas de exploração, *onshore* e *offshore*.

Na análise do gráfico da figura 3.16, que apresenta a distribuição de velocidade média diária do vento, observa-se que cada um dos sete parques, nas respectivas regiões, se comporta de maneira diferente durante o dia, alternando períodos do dia e da noite, com maior ou menor média de velocidades de vento, de acordo com um padrão indefinido.

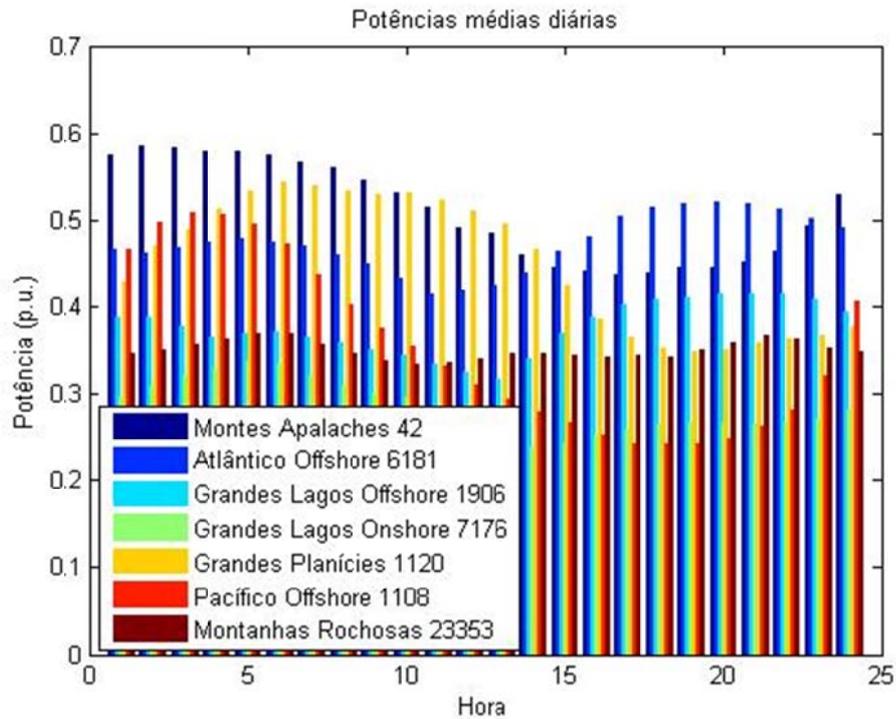
Analisando o comportamento da velocidade média do vento ao longo do dia verifica-se que as velocidades médias de vento descrevem um gráfico de variações divididas em dois períodos. Na figura 3.16, observa-se que no período entre 01:00 e 13:00 horas a velocidade de vento mínima é cerca de 6,3 m/s, e no período a seguir, entre 13:00 e 24:00 horas, a velocidade de vento mínima é cerca de 5,8 m/s, quando todos os parques eólicos estão submetidos a valores de velocidade de vento iguais ou superiores a esses mínimos nos referidos períodos.

**Figura 3.16 – Velocidades Médias Diárias de Vento.**



Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

**Figura 3.17 – Potências Médias Diárias.**



**Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).**

Na análise da figura 3.17, onde se apresenta o gráfico da distribuição de potência média diária, verifica-se que a conversão da velocidade dos ventos em potência não é feita uniformemente ao longo de todas as faixas de velocidade. Essa conversão em potência depende do desempenho dos parques eólicos, associado às características de operação (curvas de potência), que limitam as potências dos mesmos ao intervalo entre a velocidade de partida e a velocidade de corte, sendo que, para valores fora desse intervalo, a potência gerada é nula.

Na figura 3.17 pode-se observar ainda a potência mínima diária e o intervalo de variação diário, destacando que a potência gerada pode aumentar e diminuir repentinamente. A partir dessa análise verifica-se que a potência mínima gerada é cerca de 0,24 p.u., onde todos os parques eólicos estão produzindo igualmente e acima desse valor. Observa-se também que a potência segue um comportamento similar ao do vento, alternando períodos do dia e da noite, com maior ou menor média de produção, de acordo com um padrão indefinido. Porém, é possível estabelecer um patamar mínimo de produção diária em relação aos sete diferentes parques eólicos localizados em suas respectivas regiões. O intervalo de variação da potência gerada entre os parques analisados é da ordem de 0,45 p.u., sendo que podem ser verificadas duas faixas de densidade de potência. Uma primeira faixa de densidade de potência entre 0,24 e 0,34 p.u., e uma segunda faixa de densidade entre 0,34 e 0,45 p.u..

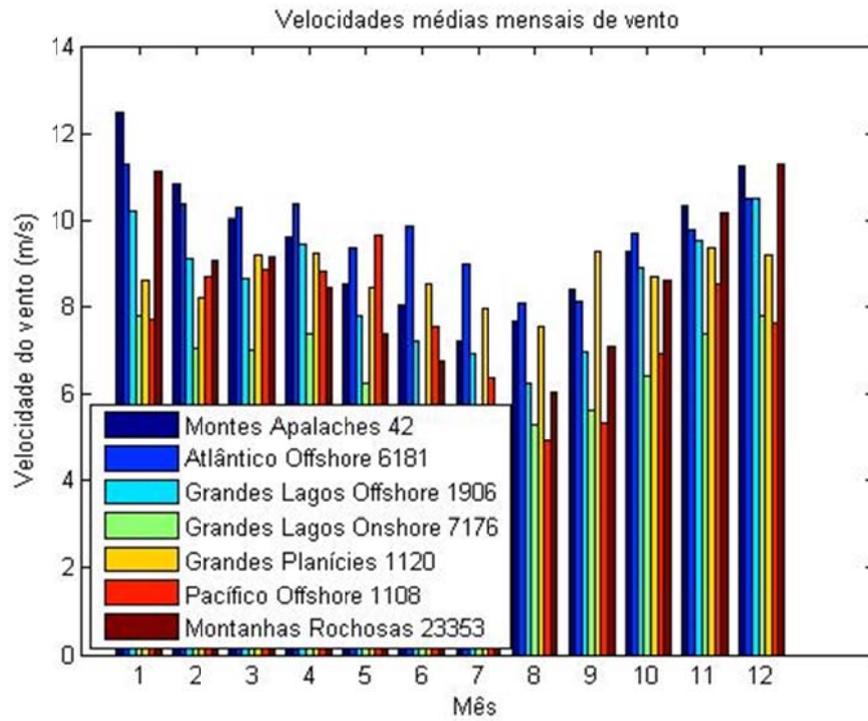
A primeira faixa de densidade de potência é aquela em que se encontram todos os parques eólicos mantendo um patamar mínimo de produção diária. A segunda faixa de densidade é aquela em que pelo menos quatro, dos sete parques eólicos, a partir de seus intervalos de variação diária distintos, se alterna mantendo um patamar mínimo de produção. Logo, a partir dessa análise, pode-se intuir que existe um comportamento complementar diário entre os parques, onde a ausência de produção de um parque localizado em uma determinada região é compensada pela produção de outros parques localizados em regiões com características topográficas diferentes. Ou seja, parques eólicos localizados em regiões geográficas diferentes podem manter um patamar mínimo de produção em relação a parques eólicos deficitários em outras regiões.

Na análise dos gráficos das figuras 3.18 e 3.19, onde se apresentam as distribuições de velocidades médias mensais do vento e de potências médias mensais, respectivamente, observa-se que os valores das referidas grandezas aumentam ou diminuem, ao longo de um período de doze meses, seguindo um padrão sazonal que acompanha as quatro estações do ano. Entretanto, verifica-se ainda um ciclo na variação dos valores da velocidade média do vento e da potência média, o qual pode ser dividido em duas fases. A primeira fase ilustra uma ordem decrescente dos valores de velocidade média do vento e potência média, com os maiores valores sendo verificados nos meses de inverno, valores intermediários na primavera, e os menores valores no verão. A segunda fase, a partir do verão, ilustra uma ordem crescente dos valores de potência média, com valores intermediários no outono, e voltando aos maiores valores no inverno.

Na análise do gráfico da figura 3.18, observa-se que no inverno a velocidade média de vento mínima encontra-se entre 7,0 e 7,7 m/s, na primavera entre 6,3 e 7,3 m/s, no verão entre 5,0 e 5,9 m/s, e no outono entre 5,4 e 7,5 m/s, quando todos os parques eólicos estão submetidos a valores de velocidade média de vento iguais ou superiores a esses mínimos durante as referidas estações do ano.

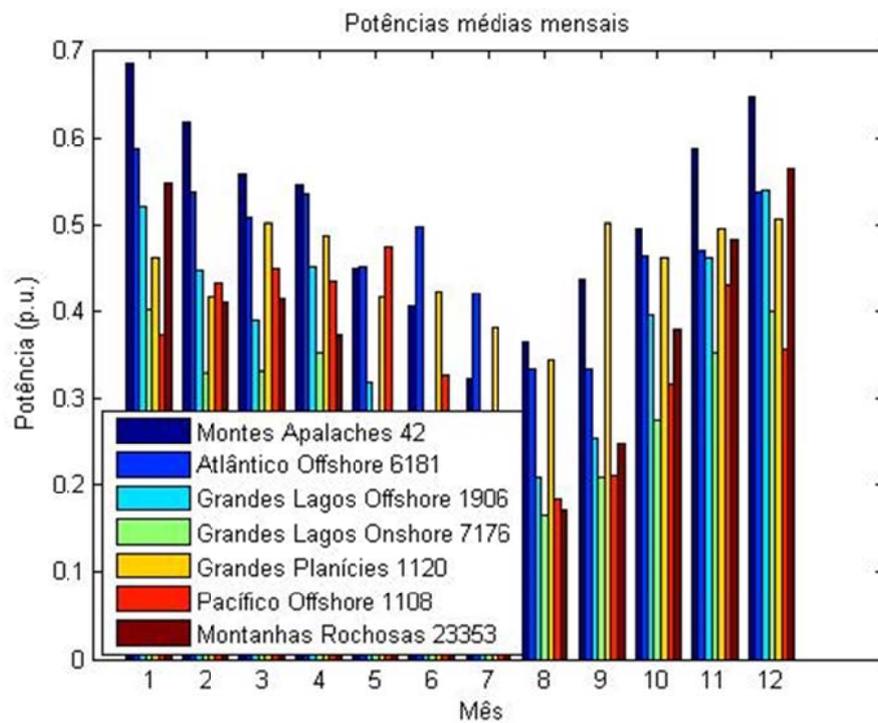
Analisando a figura 3.19, que apresenta o gráfico da distribuição de potência média mensal, verifica-se que na primavera, a potência média mínima gerada pelos parques eólicos encontra-se entre 0,24 e 0,36 p.u., no verão entre 0,15 e 0,18 p.u., no outono entre 0,22 e 0,37 p.u., e no inverno entre 0,35 e 0,37 p.u., sendo que todos os parques eólicos estão produzindo igualmente e acima desses valores. Nesta avaliação, também se pode intuir a existência de um comportamento complementar mensal entre os parques, onde a ausência de produção de um parque localizado em uma determinada região é compensada pela produção de outros parques localizados em regiões com características topográficas diferentes.

**Figura 3.18 – Velocidades Médias Mensais de Vento.**



Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

**Figura 3.19 – Potências Médias Mensais.**



Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

As tabelas 3.3 e 3.4 resumem os dados de velocidades médias mensais de vento e potências médias respectivamente, com seus valores máximos e mínimos, referentes aos parques eólicos 42, 6181, 1906, 7176, 1120, 1108, e 23353 localizados nas suas respectivas regiões dos Montes Apalaches (MA), Atlântico *Offshore* (AOff), Grandes Lagos *Offshore* (GLOff), Grande Lagos *Onshore* (GLOn), Grandes Planícies (GP), Pacífico *Offshore* (POff) e Montanhas Rochosas (MR). Os parques eólicos 42 e 6181 são os que apresentam maiores valores de velocidades médias mensais e potências médias mensais.

**Tabela 3.3 – Velocidades Médias Mensais de Vento (m/s) Máximas e Mínimas dos Parques Eólicos localizados nas respectivas Regiões dos MA, AOff, GLOff, GLOn, GP, POff e MR**

<b>Velocidades Médias/Parque</b>	<b>42</b>	<b>6181</b>	<b>1906</b>	<b>7176</b>	<b>1120</b>	<b>1108</b>	<b>23353</b>
Máximo	12,5	11,2	11,4	7,8	9,7	9,8	11,5
Mínimo	7,4	8,4	6,5	5,3	7,7	5,1	5,8

**Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).**

**Tabela 3.4 – Potências Médias Mensais (p.u.) Máximas e Mínimas dos Parques Eólicos localizados nas respectivas Regiões dos MA, AOff, GLOff, GLOn, GP, POff e MR**

<b>Potências Médias/Parque</b>	<b>42</b>	<b>6181</b>	<b>1906</b>	<b>7176</b>	<b>1120</b>	<b>1108</b>	<b>23353</b>
Máximo	0,68	0,58	0,55	0,42	0,51	0,48	0,58
Mínimo	0,34	0,34	0,21	0,16	0,36	0,18	0,14

**Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).**

As velocidades médias mensais de vento apresentadas na tabela 3.3 podem ser usadas para geração de energia elétrica, pois possuem velocidades médias acima das velocidades de corte (2,5 a 3,0 m/s). Porém, no verão, a geração de energia elétrica a partir destas velocidades médias mensais de vento esbarraria apenas no problema da viabilidade econômica (velocidades médias mínimas de 7 m/s), quando os parques eólicos 1906, 7176, 1108 e 23353 alcançam valores mínimos de velocidades médias mensais (abaixo do limite viável) de 6,5 m/s, 5,3 m/s, 5,1 m/s e 5,8 m/s, respectivamente.

Considerando-se o valor máximo da potência que pode ser aproveitada do recurso eólico, correspondente ao valor aproximado de 42 % da potência total disponível, citado na seção 3.2.2, as potências médias mensais apresentadas na tabela 3.4 reproduzem o desempenho dos parques eólicos. No verão, seguindo o comportamento análogo ao das velocidades médias mensais de vento, também os parques 1906, 7176, 1108 e 23353

alcançam valores mínimos de potências médias mensais (menor rendimento) na faixa de 0,21 p.u., 0,16 p.u., 0,18 p.u. e 0,14 p.u., respectivamente.

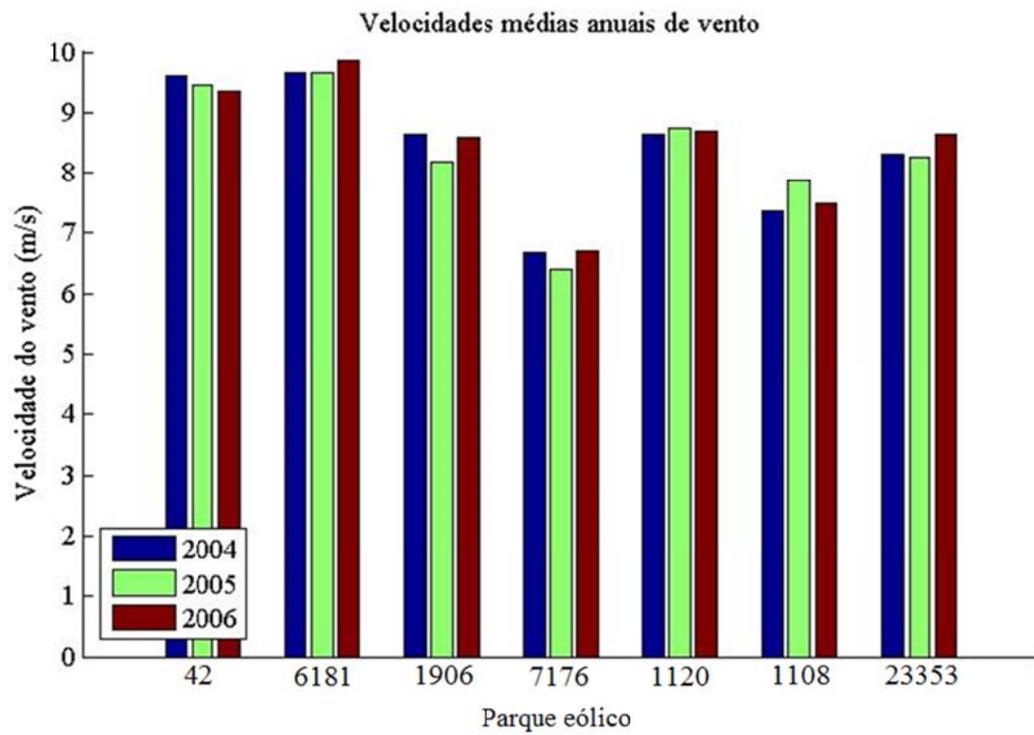
Por meio desta análise, e conforme já comentado anteriormente, observa-se a necessidade de desenvolvimento tecnológico de aerogeradores específicos para os níveis de velocidade do vento de cada região de modo que se possa extrair o máximo de potência deste recurso.

As figuras 3.20 e 3.21 apresentam as distribuições de velocidades médias anuais do vento e de potências médias anuais, respectivamente, para os parques eólicos 42, 6181, 1906, 7176, 1120, 1108 e 23353 localizados nas respectivas regiões dos Montes Apalaches, Atlântico *Offshore*, Grandes Lagos *Offshore*, Grande Lagos *Onshore*, Grandes Planícies, Pacífico *Offshore* e Montanhas Rochosas, ao longo dos anos de 2004, 2005 e 2006.

Na análise do gráfico da figura 3.20 observa-se o comportamento semelhante do recurso eólico entre os parques eólicos com maiores médias anuais de velocidade do vento (42, 6181 e 1120) e entre aqueles com menores médias anuais (1906, 7176, 1108 e 23353). A região dos Grandes Lagos *Onshore*, referente ao parque eólico 7176, diferencia-se das demais regiões com as menores velocidades médias anuais de vento. Na continuação da análise da mesma figura, verifica-se ainda que, ao longo dos três anos, a velocidade média do vento alcança seus valores máximos na região do Atlântico *Offshore* (parque 6181) e seus valores mínimos na região dos Grandes Lagos *Onshore* (parque 7176). Em 2004 esses valores máximos e mínimos encontram-se entre 9,7 e 6,7 m/s, em 2005 entre 9,6 e 6,5 m/s, e em 2006 entre 9,8 e 6,8 m/s.

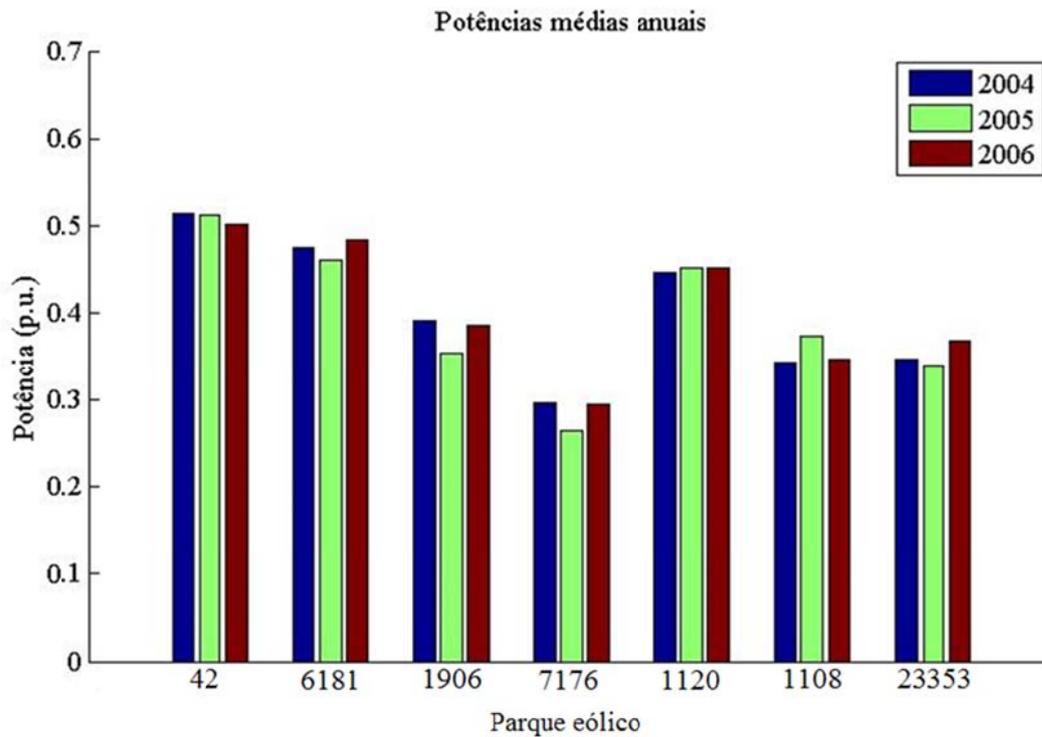
Analisando o gráfico da figura 3.21 pode-se observar o desempenho semelhante entre os parques eólicos com maiores médias anuais de potência (42, 6181 e 1120) e entre aqueles com menores médias anuais (1906, 7176, 1108 e 23353). Seguindo o comportamento análogo ao das velocidades médias anuais de vento, a região dos Grandes Lagos *Onshore*, referente ao parque eólico 7176, apresenta-se diferenciada das demais regiões com as menores potências médias anuais geradas (menor desempenho). Verifica-se também que as potências médias anuais alcançam seus valores máximos na região do Atlântico *Offshore* (parque 6181) e seus valores mínimos na região dos Grandes Lagos *Onshore* (parque 7176). Em 2004, esses valores máximos e mínimos de potência média gerada encontram-se entre 0,52 e 0,31 p.u., em 2005 entre 0,52 e 0,27 p.u., e em 2006 entre 0,50 e 0,30 p.u..

Figura 3.20 – Velocidades Médias Anuais de Vento.



Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

Figura 3.21 – Potências Médias Anuais.



Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

Considerando a análise da exploração *onshore* de parques eólicos, pode-se observar o desempenho em ordem decrescente de valores entre as regiões dos Montes Apalaches (parque 42), Grandes Planícies (parque 1120) e Montanhas Rochosas (parque 23353), com as maiores médias anuais de potência. A região dos Grandes Lagos *Onshore*, referente ao parque eólico 7176, diferencia-se das outras com as menores potências médias anuais geradas. Verifica-se ainda que os diferentes tipos de relevo, rugosidade do terreno, obstáculos e condições climáticas, características de cada região, tem grande influência na variação dos valores das potências médias anuais em função do tipo de região.

Na análise da exploração *offshore* de parques eólicos, verifica-se que a região do Atlântico *Offshore* (parque 6181) é a que se destaca com as maiores médias anuais de potência. Entretanto, as regiões dos Grandes Lagos *Offshore* (parque 1906) e Pacífico *Offshore* (parque 1108) apresentam médias anuais de potência um pouco menores e com desempenhos semelhantes entre as mesmas. Observa-se também que, em virtude da semelhança dos relevos marítimo e lacustre, ambos com baixa rugosidade da superfície, sem grandes obstáculos, as potências médias anuais apresentam-se mais uniformes, com menor taxa de variação.

Comparando o desempenho da exploração *onshore* em relação à *offshore* observa-se, respectivamente, as maiores médias anuais de potência das regiões dos Montes Apalaches (parque 42) e do Atlântico *Offshore* (parque 6181), e as menores médias anuais de potência das regiões dos Grandes Lagos *Onshore* (parque 7176) e do Pacífico *Offshore* (parque 1108). Em 2004, os maiores e menores valores de potência médias do *onshore* e do *offshore*, respectivamente, encontram-se entre 0,51 e 0,29 p.u. (*onshore*) e 0,47 e 0,34 p.u. (*offshore*); em 2005 entre 0,51 e 0,26 p.u. (*onshore*) e 0,46 e 0,37 p.u. (*offshore*); e em 2006 entre 0,50 e 0,29 p.u. (*onshore*) e 0,48 e 0,34 p.u. (*offshore*). Por meio da análise destes valores de potências médias anuais verifica-se que a exploração *offshore* possui menor variação e maior densidade de potência entre os referidos parques eólicos.

Na análise dos gráficos das distribuições de velocidade de vento e de potência (diária, mensal e anual) para as regiões dos Montes Apalaches, Atlântico *Offshore*, Grandes Lagos *Offshore*, Grande Lagos *Onshore*, Grandes Planícies, Pacífico *Offshore* e Montanhas Rochosas, e seus respectivos parques eólicos 42, 6181, 1906, 7176, 1120, 1108 e 23353, verifica-se que a distribuição geográfica dos parques eólicos em regiões de topografias diferentes reduz a variabilidade e aumenta a previsibilidade do recurso eólico e da potência convertida. A média geográfica é um poderoso fator que suaviza as variações na potência de saída dos parques eólicos em toda escala de tempo (diária, mensal e anual).

Portanto, a potência produzida a partir de parques eólicos localizados em regiões com características de relevo diferentes variará relativamente menos do que a potência produzida por parques eólicos em uma única região, devido ao efeito da diversidade do comportamento do vento em cada região.

Do ponto de vista da operação do sistema de energia elétrica, é a variabilidade global da potência de saída de todos os parques eólicos que é relevante. Ou seja, a questão operacional é: que variabilidade precisa ser planejada e em quais escalas de tempo.

O conhecimento antecipado (previsão) dos valores das médias de potência eólica gerada contribui para a obtenção de uma gestão mais econômica do sistema de energia elétrica, permitindo reduzir os custos de produção devido aos altos níveis de reserva girante convencional, além de maximizar a penetração de produção eólica no sistema.

### **3.2.5 Os Impactos da Geração Eólica na Gestão do Sistema de Energia Elétrica**

Considerando a natureza variável e imprevisível do recurso eólico, a integração adequada de grandes volumes de energia eólica em um sistema de energia elétrica é um desafio.

As duas principais características da energia eólica que desafiam a sua integração na operação do sistema de energia elétrica são:

- **Incertezas:** o vento sopra de forma aleatória. A produção de potência de um aerogerador pode variar desde zero até a um valor máximo num período de tempo relativamente curto. A programação de um sistema de energia com geração eólica depende da previsão de cenários futuros. Nos últimos anos, embora tenham sido efetuados avanços na precisão da previsão de geração eólica, incertezas significativas ainda são inevitáveis. Por razões de segurança, um sistema de energia sempre deve dispor de reserva girante suficiente para lidar com essas incertezas.
- **Variabilidade:** a geração eólica varia frequentemente em diferentes escalas de tempo (minutos, horas, dias, meses e anos). Uma variação extrema de potência eólica, de zero para um valor máximo, pode acontecer em uma escala temporal muito pequena, a qual poderá estar contida em alguns minutos ou em algumas horas dentro de um único dia, o que aumenta significativamente as dificuldades na operação do sistema. A situação se agrava quando as variações de potência eólica e

de carga acontecem em sentidos opostos (resultando em situações de desperdício de geração eólica ou corte de carga), o que aumenta o total de variabilidade de potência que precisa ser atendida pela geração convencional.

A análise dos dados das séries temporais de produção dos parques eólicos localizados em escala regional e multirregional, tratados nas seções 3.2.3 e 3.2.4, respectivamente, permite verificar e quantificar as variações da potência eólica previstas para um determinado período (diário, mensal e anual).

É necessário prever a ocorrência dessas variações de potência eólica com vistas a atender as necessidades de flexibilidade do sistema de energia elétrica como um todo.

As variações entre os valores previstos para a produção eólica e o nível momentâneo dessa geração afetam significativamente a operação do sistema. Para o operador, as variações em si, não representam um grande problema, mas sim o grau de exatidão das previsões.

Entretanto, existem variações de potência eólica que, dependendo do valor, podem não ser controláveis pelo operador do sistema de energia elétrica. Essas variações bruscas de produção eólica, denominadas de rampas de variação de potência eólica a subir e a descer, que ocorrem durante um curto período de tempo, e causam quedas bruscas ou elevações/saltos de produção, podem ocasionar problemas na operação do sistema ou, pelo contrário e para sua prevenção, a definição de valores de reserva girante com prudência excessiva os quais aumentam os custos de operação.

As tabelas 3.5 e 3.6 apresentam uma análise do número de ocorrências de rampas de potência eólica a subir e a descer, respectivamente, entre 0,0 p.u. e 1,0 p.u. de potência eólica produzida, em intervalos de 0,1 p.u., ao longo do período de uma hora. Estas análises são referentes às séries do ano de 2004, e relacionados aos parques eólicos 42, 584, 2797, 3501, 4916 e 6315 localizados na região dos Montes Apalaches.

Nas tabelas 3.5 e 3.6 faz-se a observação horária do número de ocorrências de rampas de variação de potência eólica a subir e a descer, respectivamente, considerando valores de potência pré-estabelecidos (intervalos de 0,1 p.u.). O número de ocorrências de rampas de potência eólica é contabilizado por meio dos referidos valores de potência pré-estabelecidos, denominados de taxas de rampa.

Nesta análise, a taxa de rampa reflete a margem de variação das rampas de potência eólica a subir e a descer no período de uma hora. Ou seja, a taxa de rampa representa essencialmente a velocidade das variações de potência eólica a subir (*ramp-up*) e a descer (*ramp-down*) observadas durante um período de produção de um parque eólico.

Analisando as tabelas 3.5 e 3.6 observa-se que a medida que se incrementa os valores de taxa de rampa, em intervalos de 0,1 p.u., observa-se uma redução do número de ocorrências dessas rampas.

Na análise das tabelas 3.5 e 3.6 verifica-se que as ocorrências de rampas de potência se concentram em três faixas de valores de taxa de rampa. O maior número de ocorrências de rampas de potência eólica está concentrado na faixa de valores de taxa de rampa entre 0,1 e 0,3 p.u., o número intermediário de ocorrências está na faixa entre 0,4 e 0,5 p.u., e o menor número de ocorrências na faixa entre 0,6 e 0,8 p.u. Estas faixas foram destacadas nas cores verde, amarela e vermelha, respectivamente, no intuito de caracterizar o nível de dificuldade de gestão da operação do sistema de energia elétrica frente aos eventos de rampas de potência eólica. A cor verde indica valores de rampas de potência eólica que podem ser geridos normalmente pelo sistema, a amarela indica estado de alerta para valores de rampa que requerem uma maior atenção e flexibilidade do sistema, e a vermelha é um alerta da existência de valores de rampa difíceis ou mesmo impossíveis de serem geridos, podendo levar ao colapso ou ao corte de carga do sistema.

Analisando as tabelas 3.5 e 3.6 verifica-se que, em média, 94 % do número de ocorrências de rampas de potência eólica a subir e a descer concentram-se na faixa verde, com valores de taxa de rampa entre 0,1 e 0,3 p.u..

**Tabela 3.5 – Número de Ocorrências de Rampas de Potência Eólica a Subir, em intervalos de 0,1 p.u., ao longo do período de uma hora – ano de 2004.**

<b>Rampas de Potência Eólica a Subir (1 hora) - 2004</b>						
<b>id/p.u.</b>	<b>42</b>	<b>584</b>	<b>2797</b>	<b>3501</b>	<b>4916</b>	<b>6315</b>
0,1	769	776	747	643	674	521
0,2	331	329	391	229	252	200
0,3	124	134	206	73	92	89
0,4	49	50	101	23	47	41
0,5	21	16	45	7	18	22
0,6	7	2	20	3	7	12
0,7	1	0	8	1	1	4
0,8	0	0	2	0	0	0
0,9	0	0	0	0	0	0
1,0	0	0	0	0	0	0

**Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).**

Na análise da tabela 3.5 observa-se que o parque eólico 584 se destaca apresentando 776 ocorrências de rampas de potência eólica a subir. Na sequência, os parques 42, 2797,

3501, 4916 e 6315 alcançam números de ocorrências de rampas de potência eólica a subir de 769, 747, 643, 674 e 521, respectivamente. O número total de ocorrências de rampas de potência eólica a subir é de 4.130.

Tomando-se como exemplo o parque eólico 2797, aquele com o segundo maior número de ocorrências de rampas a subir, verifica-se o valor de 747 ocorrências para uma taxa de rampa de 0,1 p.u.. Aumentando-se a referida taxa para 0,2 p.u., o valor correspondente ao número de ocorrências diminui para 391, sendo que este último se refere à diferença entre o número total de ocorrências (747) e aquelas ocorrências referentes a taxa de rampa de 0,1 p.u. (356), e assim sucessivamente. Quando o valor da taxa de rampa é de 0,8 p.u. (máximo de potência extraível) tem-se o número mínimo de 2 ocorrências de rampas a subir, sendo esta última considerada como impossível de ser gerida, dependendo da magnitude da potência eólica instalada no sistema.

O parque eólico 6315, aquele com menor número de ocorrências de rampas a subir, também apresenta 5 ocorrências na faixa vermelha, sendo 1 com valor de taxa de rampa de 0,7 p.u.

**Tabela 3.6 – Número de Ocorrências de Rampas de Potência Eólica a Descer, em intervalos de 0,1 p.u., ao longo do período de uma hora – ano de 2004.**

<b>Rampas de Potência Eólica a Descer (1 hora) - 2004</b>						
<b>id/p.u.</b>	<b>42</b>	<b>584</b>	<b>2797</b>	<b>3501</b>	<b>4916</b>	<b>6315</b>
0,1	795	783	785	673	664	566
0,2	344	337	378	265	281	249
0,3	129	143	182	89	108	101
0,4	48	48	77	28	41	41
0,5	16	12	34	10	14	10
0,6	4	1	10	1	5	4
0,7	0	0	6	1	0	1
0,8	0	0	0	0	0	0
0,9	0	0	0	0	0	0
1,0	0	0	0	0	0	0

**Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).**

Na análise da tabela 3.6 verifica-se que o parque eólico 42 se destaca apresentando 795 ocorrências de rampas de potência eólica a descer. Na mesma sequência, os parques 584, 2797, 3501, 4916, e 6315 alcançam números de ocorrências de rampas de potência eólica a descer de 783, 785, 673, 664 e 566, respectivamente. O número total de ocorrências de rampas de potência eólica a descer é de 4.266.

Comparando-se o número total de ocorrências de rampas de potência eólica nas tabelas 3.5 e 3.6, observa-se que o número de ocorrências de rampas a descer é 3,3 % maior que o número de ocorrências de rampas a subir.

No intuito de complementar a análise anterior, das tabelas 3.5 e 3.6, propõe-se uma análise gráfica espacial do número de ocorrências de rampas de potência eólica a subir e a descer. Para isso, além das taxas de rampa e do número de ocorrências de rampas consideradas anteriormente, acrescenta-se ainda, à análise, a potência eólica instalada.

Os gráficos das figuras 3.22 e 3.23, referentes ao número de ocorrências de rampas de potência eólica a subir e a descer, respectivamente, possuem três eixos de coordenadas cartesianas que representam suas respectivas variáveis consideradas: número de ocorrências de rampas (de 0 a 3.500 unidades), potência eólica instalada (100 MW), e taxas de rampa de potência eólica (de 1 a 10 MW/h).

Na análise dos gráficos das figuras 3.22 e 3.23, mantendo-se a mesma potência instalada proveniente dos referidos seis parques eólicos dos Montes Apalaches, observa-se que ao aumentar os valores de taxa de rampa de potência eólica tem-se a contabilização de um menor número de ocorrências de rampas de potência eólica a subir e/ou a descer.

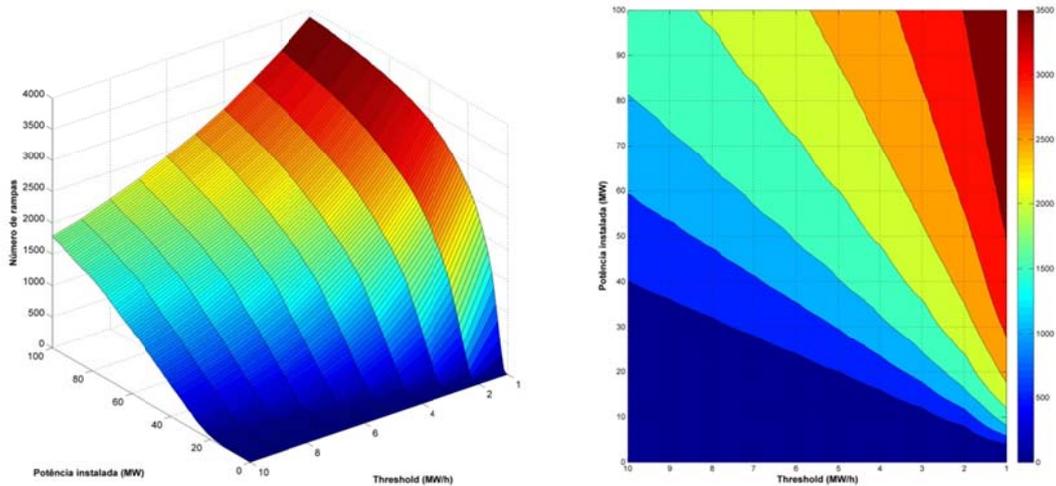
Como exemplo, na figura 3.22, considerando que a potência eólica total instalada seja de 100 MW, verifica-se que para o valor mínimo de taxa de rampa de potência de 1 MW/h tem-se o número máximo de 3.500 ocorrências de rampas de potência eólica a subir. Por outro lado, para o valor máximo de taxa de rampa de potência eólica de 10 MW/h tem-se o número mínimo de nenhuma ocorrência de rampas de potência eólica a subir.

Analizando-se os gráficos das figuras 3.22 e 3.23, a partir de uma mesma taxa de rampa de potência eólica, observa-se que ao aumentar a potência eólica instalada tem-se a contabilização de um maior número de ocorrências de rampas de potência eólica a subir e/ou a descer.

Neste caso, tomando-se como exemplo o gráfico da figura 3.23, considerando, aleatoriamente, uma mesma taxa de rampa de potência eólica de 6 MW/h, verifica-se que para valores mínimos de potência eólica instalada de 0 a 25 MW (azul escuro) tem-se o número mínimo de nenhuma ocorrência de rampas de potência eólica a descer. Por outro lado, para valores máximos de potência eólica instalada de 70 a 100 MW (amarelo) tem-se o número máximo de 2.130 ocorrências de rampas de potência eólica a descer.

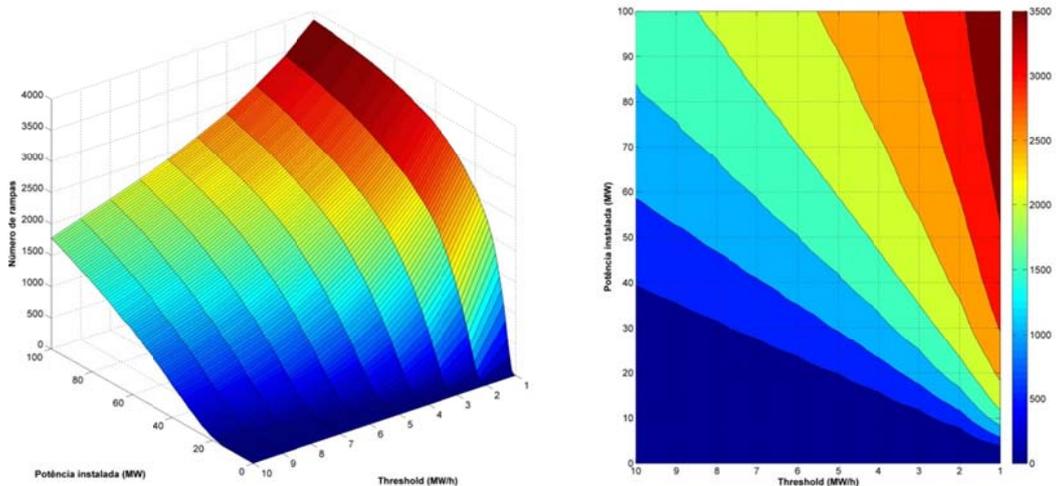
Por meio desta análise verifica-se que ao serem acrescentados mais parques eólicos a um sistema de energia elétrica, ou seja, aumentando-se a potência eólica instalada, maior será o número de ocorrências de rampas de potência eólica a subir e a descer.

**Figura 3.22 – Número de Ocorrências de Rampas de Potência Eólica a Subir.**



**Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).**

**Figura 3.23 – Número de Ocorrências de Rampas de Potência Eólica a Descer.**



**Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).**

Entretanto, conforme já comentado anteriormente nas análises regionais e multirregionais, tratadas nas seções 3.2.3 e 3.2.4, respectivamente, essas ocorrências de rampas de potência eólica a subir e/ou a descer podem ser suavizadas à medida que exista uma maior distribuição de parques eólicos ao longo de regiões de topografias diferentes - efeito regional (média geográfica).

Do ponto de vista da operação do sistema, durante a rampa de potência eólica a descer, o operador tem que compensar a perda de geração, quer aumentando/incrementando a geração

de outra unidade em operação, ou partindo uma unidade que está fora de operação. Por outro lado, a rampa de potência eólica a subir deve ser compensada pela diminuição da geração das unidades em operação, desligando as mesmas, ou em alguns casos, reduzindo/limitando a alta produção eólica. As diferentes estratégias são altamente dependentes da velocidade (isto é, taxa de rampa), duração, intensidade e instante da rampa. É também dependente da antecedência com que a rampa é prevista. Unidades geradoras têm características diferentes: tempos de arranque; taxas de rampa; tempos mínimos de partida e parada, e em alguns casos, limitações de potência. Dessa forma, prever o evento de rampa com antecedência pode ser muito vantajoso. Unidades de geração com maiores tempos de partida também são geralmente mais econômicas para operar do que as unidades com menores tempos de partida, assumindo que a unidade é necessária para o total de tempo mínimo. É por isso que é necessário prever não só a duração da rampa, mas também por quanto tempo o nível de potência eólica é mantido na sequência da rampa. A magnitude e a duração da rampa podem conduzir aos requisitos de capacidade e de potência necessários para compensar a rampa. Finalmente, a velocidade de variação da potência eólica, definida nesta seção como a taxa de rampa, é um requisito importante associado a previsão de potência eólica, o qual identifica claramente as margens de compensação da geração durante o evento de rampa.

### **3.2.6 Fontes de Flexibilidade para a Gestão do Sistema de Energia Elétrica com Grande Penetração de Energia Eólica**

A flexibilidade, em um sistema de energia, pode ser definida como a capacidade deste sistema em lidar com incertezas e variações na geração e na carga, enquanto mantém a confiabilidade do mesmo a um custo adicional mínimo.

A geração eólica aumenta os níveis de incerteza que precisam ser atendidos pelo sistema de energia elétrica e a magnitude das variações na carga que necessitam ser supridas pelo ajuste instantâneo da potência das demais unidades de geração em operação. O Operador do Sistema (O.S.) é o responsável por manter o equilíbrio/balanço entre a geração e a carga. No entanto, para isso, o O.S. deve adquirir reservas suficientes para proteger o sistema contra esta incerteza, garantindo que exista geração suficiente programada para atender a carga, e que essa geração programada seja capaz de ajustar sua potência gerada, de um período para o outro, e finalmente atender as flutuações da potência eólica e da carga. Para que este objetivo seja atingido é necessário que haja flexibilidade suficiente no sistema de energia elétrica, tanto do lado da geração quanto do lado da carga (caso exista), de modo que o equilíbrio entre

a geração e a carga seja mantido em todos os instantes. Neste contexto, é importante analisar como as necessidades de flexibilidade do sistema evoluem com a penetração da energia eólica e explorar as opções existentes para fornecer essa flexibilidade adicional de modo a acomodar a energia eólica.

Os sistemas de energia elétrica geralmente são planejados para terem flexibilidade suficiente de modo a atender as flutuações de carga, além de responder às saídas não planejadas de geração e erros de previsão de carga. A integração em larga escala de geração eólica desafia este sistema convencional, bem adaptado, aumentando o nível de incerteza e de variabilidade no mesmo.

No intuito de integrar grandes volumes de geração eólica no sistema de energia elétrica, sem comprometer a operação do mesmo, é necessária uma maior flexibilidade para lidar com as variações previstas e não previstas na geração e na carga.

Embora os operadores de sistema possam tentar obter flexibilidade suficiente no sistema proveniente dos recursos convencionais existentes, as restrições físicas da combinação de recursos existentes e/ou o custo resultante pode ser um desafio. Portanto, uma ampla combinação de recursos com características flexíveis, incluindo tecnologias de armazenamento, juntamente com transmissão suficiente pode ser requerida pelos operadores para gerenciar os níveis mais elevados de variabilidade e incerteza. Além disso, mudanças institucionais e/ou estruturais nos mercados e operações do sistema podem ser empreendidas para facilitar a capacidade do sistema de energia em responder ao aumento da variabilidade por meio da utilização mais flexível dos recursos existentes.

A flexibilidade de um sistema de energia elétrica geralmente pode ser melhorada por meio dos seguintes meios:

#### A) Geração Convencional Flexível

A flexibilidade pode vir de geração convencional projetada para ter características mais flexíveis, incluindo: taxa de rampa; faixa de operação (nível mínimo de geração); tempos de partida e parada; e tempos mínimos em operação e fora de operação.

Os fabricantes já estão desenvolvendo unidades que têm maiores taxas de rampa e capacidades de ciclicidade (periodicidade temporal), enquanto gerem os potenciais custos de manutenção que resultam desta ciclicidade (*cycling*). Um sistema convencional mais flexível vai exigir também unidades tradicionais que forneçam inércia ao sistema, tais como usinas a carvão e nucleares, que têm níveis mínimos de operação mais baixos e aumento da capacidade

de ciclo de funcionamento. Em um ambiente de mercado de energia, estes serviços são normalmente adquiridos por meio de mercados de um dia à frente e de uma hora à frente. Num sistema verticalmente integrado, as diferentes categorias de serviços ancilares são adquiridos pela concessionária como parte inclusa no serviço.

Em ambientes de mercado de energia, a flexibilidade operacional é de grande valor para os operadores do sistema, enquanto que correspondentemente é de menor valor para os fornecedores de energia e, portanto, esses fornecedores devem ser compensados para a sua disponibilização. Compreensivelmente, os proprietários de geradores e operadores estão relutantes em operar sua geração em dispensas (*turndowns*) mínimas mais baixas, ou incremento e decréscimo de geração com mais frequência, pois tais ações impõem maior desgaste em suas unidades e aumento dos custos diretos, tais como o maior consumo de combustível e a capacidade para atender os regulamentos ambientais. Assim, o acesso a uma maior flexibilidade por meio das unidades de geração existentes exigirá mudanças de mercado e/ou de política. Se os participantes do mercado fornecerem os incentivos para fazê-lo, a flexibilidade expandida irá resultar no desenvolvimento do recurso que é oferecido ao mercado, e essa abordagem pode ser utilizada na preparação para o aumento dos recursos de geração variável. Por exemplo, os sinais de preços poderiam ser usados para assinalar uma maior necessidade de serviços de acompanhamento da carga ou de regulação multi-direcional por meio de um mercado de serviços ancilares. Por outro lado, os estados ou concessionários com processos de planejamento integrado de recursos podem incorporar a flexibilidade destes recursos como um critério para avaliação e implementação dos mesmos.

## B) Resposta em Demanda

Resposta em demanda ou gerenciamento da carga é definida como a capacidade dos usuários finais de energia elétrica para reduzir a carga em resposta a sinais de preços ou outros incentivos e regras de gerenciamento de rede. Programas de resposta eficaz da demanda podem fornecer flexibilidade essencial sobre prazos relativamente curtos quando ocorre uma alteração imprevisível na produção de geração variável. A resposta em demanda tem sido utilizada em algumas áreas de equilíbrio (AEs) por ser uma ferramenta flexível para operadores utilizarem com geração eólica. Tradicionalmente, os programas de resposta em demanda têm sido usados para reduzir o pico de demanda de eletricidade ou para fornecer o planejamento das margens de reserva, em vez das reservas operativas.

Mais recentemente, no entanto, várias áreas/zonas de equilíbrio já perceberam o potencial dos programas de carga controlável e despachável a serem utilizados como uma reserva operacional suplementar ou não girante. A resposta em demanda, que está disponível como reservas não girante ou suplementar, pode ser utilizada para responder a uma perda súbita e inesperada de um grande recurso ou a perda inesperada de uma grande quantidade de geração variável ao longo de um curto período de tempo. Alternativamente, um programa de gerenciamento de carga, tais como as taxas de tempo de utilização que deslocam carga para períodos fora do pico, quando a produção eólica está geralmente no seu nível mais elevado, pode ser utilizado para evitar uma redução da geração variável ou minimizar a ciclicidade de grandes centrais elétricas de carga de base.

### C) Gestão de Potência de Geração Variável (Redução)

Na medida em que os mercados de energia e as reservas operacionais disponíveis são insuficientes para manter a confiabilidade, fora das ações de mercado, pode ser necessário incluir a limitação ou a redução da oferta para restaurar a operação confiável do sistema. A redução da produção de geração variável pode ser necessária se a quantidade disponível num determinado momento é maior do que a rede elétrica pode fornecer enquanto mantém a confiabilidade. Na verdade, para sistemas de energia com pequenas áreas de balanço dominadas por geração térmica, que são menos flexíveis, podem ocorrer reduções de geração eólica mesmo em baixas penetrações de geração variável. Estudos recentes de integração eólica e de experiência operacional demonstram que em níveis mais elevados de penetração, a geração eólica pode precisar ser reduzida durante certos períodos, a menos que seja projetada flexibilidade adequada para o sistema de energia (*bulk power system*). A energia eólica também pode ser reduzida para fornecer reservas, ou seja, uma fonte de flexibilidade (ADAMS, 2010). Normalmente é necessária a redução de geração variável em condições de sobre geração, ou seja, carga baixa com unidade térmica despachada nos limites mínimos de operação estável. A redução também é necessária sob condições eólicas imprevistas tais como rajadas de vento ou microrrajadas, e sob condições de ilhamento ou emergências no sistema onde a variabilidade do vento não pode ser tolerada.

## D) Armazenamento de Energia

Tecnologias de armazenamento de energia também têm o potencial de facilitar a integração em larga escala de geração variável, nomeadamente a geração eólica. A habilidade do armazenamento para transformar energia em capacidade de geração tem muitas vantagens, dependendo das capacidades técnicas e do recurso tecnológico. Plantas hídricas de bombeamento compreendem a grande maioria do armazenamento de energia utilizada hoje em dia, embora existam inúmeras tecnologias de armazenamento em diferentes fases de desenvolvimento e comercialização que podem proporcionar algum grau de flexibilidade no sistema. Tecnologias, como o armazenamento de energia em bateria, armazenamento de energia em volante de inércia, armazenamento de energia em ar comprimido, continuam a amadurecer. O armazenamento pode ser utilizado para fornecer três serviços de apoio diferentes:

- Serviço de deslocamento de carga: o sistema de armazenamento carrega em períodos de excedente e descarrega durante os períodos de escassez.
- Serviço de balanceamento de curto prazo: a energia armazenada é utilizada para suavizar a variação da geração eólica e da carga, reduzindo assim a necessidade de algumas reservas girantes.
- Serviço instantâneo de ação rápida: Os sistemas de armazenamento fornecem produtos de regulação e de frequência imediata.

Os atuais incentivos econômicos que favorecem o armazenamento de energia com descarga rápida são mais fortes do que aqueles com características de descarga de longo prazo. No entanto, o custo dos dispositivos de armazenamento, comparado com outros métodos de flexibilidade, tem limitado a sua aplicabilidade a situações específicas. Os benefícios do armazenamento de energia são mais amplamente percebidos e valorizados quando operados como um recurso em benefício de todo o sistema, e não de um modo dedicado para qualquer recurso individual, tais como plantas eólicas variáveis. Como um recurso do sistema, o armazenamento de energia pode estar ligado a controles da rede elétrica do sistema de energia e de resposta aos operadores do sistema para fornecer serviços ancilares, tais como a regulação, o acompanhamento da carga (rampa), a capacidade, entre outros. Como um recurso de rede, o armazenamento de energia está disponível para equilibrar a variabilidade de qualquer combinação de recursos e demandas.

### E) Veículos Elétricos

Os veículos elétricos (VE), incluindo veículos elétricos híbridos recarregáveis (VEHR), podem vir a ser uma fonte de flexibilidade para o sistema de energia elétrica em algum momento no futuro. A utilização de veículos recarregáveis totalmente elétricos e híbridos para o armazenamento de eletricidade é outra variação do armazenamento de energia em bateria. Conforme os veículos elétricos se tornem disponíveis, os mesmos também podem fornecer serviços de armazenamento de energia que podem beneficiar um sistema de energia em massa submetido a níveis crescentes de variabilidade. A abordagem é ainda que, ligados para carregamento, VEs e VEHRs podem fornecer reservas suplementares como um produto do tipo resposta em demanda ou como serviços de regulação da reserva. No entanto, muitos obstáculos de projeto precisam ser superados para capturar totalmente os benefícios potenciais de sinergias entre a geração variável e os veículos elétricos.

### F) Programação Sub-horária de Geração

Em muitas áreas de equilíbrio (AEs), a geração é programada numa base horária, com a maioria dos geradores seguindo programas horários definidos de uma hora ou mais de antecedência. Alterações na carga ou na geração ocorrendo dentro de uma hora, devem ser atendidas por unidades de geração proporcionando serviços de regulação e acompanhamento da carga. A programação de geração em intervalos de tempo mais curtos pode reduzir a necessidade por unidades que fornecem serviços de regulação onerosos, libertando-os para dar suporte aos requisitos de flexibilidade do sistema. Mercados de energia elétrica sub-horários podem oferecer incentivos econômicos aos geradores para responder quando necessário, melhorando a capacidade de resposta (rampa) e reduzindo a necessidade de despacho de geradores fora da ordem de mérito econômico. Além disso, a programação sub-horária reduz o período de incerteza em torno da programação de geração eólica e permite que proprietários de usinas eólicas ajustem as programações mais frequentemente.

### G) Consolidação das áreas de equilíbrio

Em alguns países cada AE deve prover continuamente o equilíbrio entre a geração e a carga dentro de sua área. Se existe capacidade de transmissão suficiente, o aumento do tamanho de uma AE ou o compartilhamento coletivo da obrigação de equilíbrio entre um

grupo de áreas de equilíbrio pode proporcionar uma maior flexibilidade para integrar a geração variável em pelo menos dois aspectos. Primeiro, as AEs maiores proporcionam o acesso a mais recursos de geração disponíveis e outras fontes de flexibilidade. Segundo, uma maior AE pode tirar proveito da diversidade geográfica dos recursos eólicos por meio de uma maior cobertura, contribuindo assim para suavizar a variabilidade da produção eólica. A consolidação da área de equilíbrio tende a reduzir as exigências de capacidade de geração para suprir carga, geração eólica, e carga com geração eólica (ADAMS, 2010). O estado da arte neste tema revela que a penalidade de capacidade de geração (rampa), associada com a operação de áreas de equilíbrio independentes, aumenta significativamente quando existe forte penetração de energia eólica.

#### H) Possibilitando flexibilidade por meio do planejamento da transmissão

O sistema de transmissão por si só não proporciona flexibilidade. No entanto, o sistema de transmissão fornece acesso a fontes adicionais de recursos flexíveis necessários, criando um instrumento para partilhar entre as AEs.

Devido a maior parte da variabilidade dos recursos de geração variável ser atribuído à presença, ou ausência, da fonte de "combustível" num local físico específico, a inclusão de um maior número de sítios/locais diversos de geração variável poderia reduzir a alteração global no equilíbrio entre o fornecimento e a demanda para um evento de rampa específico. É necessário assegurar a transmissão adequada entre as diversas áreas a fim de incluir uma ampla variedade de fontes.

Considerando-se a produção de geração (*output*) do recurso variável, estudos de planejamento de transmissão necessitam incluir a possibilidade de não haver recurso eólico e que a rede de transmissão deve ser capaz de operar sob estas condições. Isso requer não apenas estudos de planejamento focado no projeto para considerar esta eventualidade, mas também estudos de operação de curto prazo. Estes estudos operacionais podem incluir estudos de alocação de unidades, bem como o planejamento da manutenção, para ambas as atividades de manutenção de recursos e de transmissão. Estudos de alocação de unidades devem considerar a possibilidade do recurso eólico não estar disponível, bem como a possibilidade de geração eólica maior do que a prevista. A capacidade dos recursos flexíveis para responder aos sinais de despacho e aos preços à vista em vigor pode afetar um planejamento diário de operação.

Enquanto que a perda da produção de geração devido ao corte instantâneo e generalizado do recurso eólico não é tão dramática quanto a perda súbita de uma única unidade geradora de grande porte, existem questões relacionadas à transmissão que precisam ser abordadas. Estas incluem o corte de altas velocidades de vento em plantas quando uma tempestade passa por uma área, bem como o potencial para falhas de longa duração que têm a possibilidade de deixar plantas eólicas inteiras fora de operação.

De um modo geral, o sistema é mais flexível quando pode tirar mais benefícios econômicos e ambientais a partir da utilização de uma elevada penetração de energia eólica. Um sistema não flexível poderá levar a perda significativa do recurso eólico, pois a potência eólica terá que ser restringida devido às limitações de flexibilidade. Na teoria, não haveria qualquer limite para o nível de geração eólica que pode ser acomodado pelo conjunto de unidades de geração em operação no sistema, se fosse possível dispor de geração completamente flexível nesse conjunto (por exemplo, um sistema integralmente hídrico com bastante armazenamento poderia ser capaz de acomodar 100 % da geração eólica). No entanto, em cenários mais realistas, mesmo um sistema flexível tem um limite para a penetração de geração eólica, acima do qual a energia eólica será desperdiçada. Portanto, é necessário entender o nível de flexibilidade de um sistema e a sua capacidade de acomodar de forma adequada a geração eólica, para que se possa determinar o aumento da flexibilidade do sistema ou evitar novos investimentos em capacidade eólica.

### **3.3 Conclusões**

Neste capítulo, primeiramente foram apresentadas as tecnologias de sistemas eólicos *onshore* e *offshore*, com seus componentes característicos, sendo analisados os aspectos técnicos e construtivos relativos aos mesmos, além das vantagens e desvantagens. Apresentaram-se ainda os avanços tecnológicos em relação às tecnologias, os tipos existentes no mercado e os mais utilizados.

Posteriormente, fez-se um estudo estatístico do relacionamento entre as diversas potências geradas por parques eólicos existentes em uma mesma região (regional) e ao longo de várias regiões (multirregional). Em função dos padrões de comportamento regional e multirregional, constatados no referido estudo, se verificou a compensação de potência eólica entre os parques avaliados. A distribuição dos parques eólicos em uma mesma região e em várias regiões de topografias diferentes reduz a variabilidade e aumenta a previsibilidade do recurso eólico e da potência convertida. A média geográfica se apresenta como um poderoso

fator que suaviza as variações na potência de saída dos parques eólicos em toda a escala de tempo (diária, mensal e anual).

Em seguida, em função do comportamento da geração eólica existente, foi feita uma análise das ocorrências de rampas da potência eólica a subir e a descer e de como esse processo disperso impacta na operação do sistema elétrico. Essa análise identificou claramente as margens de compensação da geração convencional que são necessárias durante o evento de rampa de potência eólica.

Finalmente, com base em estudos conduzidos em países com grande utilização de geração variável, nomeadamente a geração eólica, o presente capítulo discutiu algumas opções de fontes de flexibilidade para a gestão do sistema de energia elétrica com grande penetração de energia eólica.

## CAPÍTULO 4

## **ANÁLISE DA RESERVA OPERATIVA DE CURTO E LONGO PRAZO CONSIDERANDO ALTO GRAU DE PENETRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA**

### **4.1 Introdução**

A combinação de geração convencional e geração não convencional, com propriedades de difícil previsão e variabilidade de consumo, tornou a tarefa de ajuste de grandes quantidades de geração eólica em procedimentos de alocação de unidades economicamente inviável e pouco prática. Planejadores e operadores do sistema de energia elétrica já estão familiarizados com certa quantidade de variabilidade e incerteza, particularmente porque a variabilidade e a incerteza estão relacionadas com a carga do sistema e, até certo ponto, com a geração convencional. No entanto, como a produção de geração eólica não é tão despachável como as fontes convencionais, aumenta o nível de incerteza da alocação de unidades tornando mais desafiadora a tarefa de definir os níveis de reserva (MATOS e BESSA, 2011; DOHERTY e O'MALLEY, 2005; MORALES, CONEJO e PEREZ-RUIZ, 2009).

Em uma rede elétrica com integração de energia eólica, os operadores e planejadores do sistema encontram um novo conjunto de desafios devido à alta volatilidade da energia eólica. A energia eólica flutua de acordo com a velocidade do vento, o que varia consideravelmente tanto espacialmente quanto temporalmente. Em outras palavras, a velocidade do vento flutua dependendo da localização geográfica, e também em um local específico, a velocidade do vento pode variar no tempo (ALBADI e EL-SAADANY, 2010). Assim, a previsão da geração de energia eólica é desafiadora e uma extensa pesquisa foi feita neste tema (ZHANG *et al.*, 2014; WANG *et al.*, 2011; LOWERY e O'MALLEY, 2012; WAN *et al.*, 2014). Embora tenham sido feitos avanços profundos na previsão da geração de energia eólica, ainda existe uma séria incerteza quanto à sua previsão. Em (YAN *et al.*, 2015), os autores analisam os efeitos de diferentes fontes sobre a incerteza da previsão de energia eólica. Essas fontes de incerteza incluem condições meteorológicas, curva de potência, dados de entrada e vários algoritmos de previsão. Conclui-se que a previsão probabilística de energia eólica em relação à determinística melhora a qualidade da solução do problema do

despacho ótimo em termos de redução do custo de operação e capacidade de reserva; portanto, melhorando a integração da energia eólica na rede elétrica.

Um dos principais problemas que os operadores de sistemas elétricos enfrentam é o fornecimento de reservas ao sistema. Várias pesquisas, como em (DOHERTY e O'MALLEY, 2005; DENNY e O'MALLEY, 2006; BANAKAR *et al.*, 2008), confirmam que a integração da energia eólica aumenta a quantidade das necessidades de reserva a ser aumentada por longos períodos de tempo para manter a confiabilidade do sistema elétrico. No entanto, em (DOHERTY e O'MALLEY, 2005), os autores propõem que, com reservas de resposta rápida, o impacto da energia eólica no curto prazo é insignificante devido à pequena variação de energia eólica em um curto espaço de tempo.

As metodologias baseadas em risco tais como o método PJM (ANSTINE *et al.*, 1963) são adequadas para avaliar riscos da alocação de unidades de curto prazo considerando intervalos de até algumas horas. Tal avaliação é condicionada a um curto período de tempo, e é essencialmente dependente da qualidade das previsões da carga e do vento. Além dessa dependência existe uma suposição, onde se assume que o operador conhece *a priori* as unidades geradoras disponíveis para absorver a carga. Normalmente, essas preocupações de curto prazo têm sido vistas como uma forma de controlar a quantidade de reserva girante, proporcionando aos operadores as informações sobre os riscos de operação do sistema, tendo em conta as unidades geradoras disponíveis, no momento da operação, em consideração. No caso das preocupações de médio e longo prazo, o operador do sistema não conhece exatamente o conjunto de unidades geradoras, nem as tecnologias (por exemplo, hídrica e térmica a gás) que estarão disponíveis para cada período de tempo. Portanto, a avaliação de risco deve levar em conta o desempenho do sistema (MATOS *et al.*, 2009; LEITE DA SILVA *et al.*, 2010), assegurando que as opções de investimento irão resultar em configurações de geração mais robustas e flexíveis que são, conseqüentemente, mais seguras.

Do ponto de vista tecnológico, as características de projeto de geradores térmicos e hídricos convencionais já habilitam a unidade geradora a contribuir para os serviços ancilares do sistema, tais como a regulação da frequência e tensão (STRBAC *et al.*, 2007). Por outro lado, um aerogerador utiliza tecnologia diferente e, no momento, não é capaz de fornecer os mesmos serviços ancilares ao sistema. Além disso, a partir de uma perspectiva de integração, a geração eólica impõe requisitos adicionais, principalmente devido às características volátil e imprevisível inerentes ao vento. Em primeiro lugar, a reserva precisa lidar com a incerteza que vem da geração de energia eólica que pode aumentar devido à característica variável desta fonte de energia. Em segundo lugar, essa característica variável pode também exigir

geradores convencionais mais flexíveis (hídricos e térmicos a gás), a fim de lidar com os serviços ancilares do sistema (STRBAC *et al.*, 2007). Normalmente, grandes usinas convencionais requerem elevados investimentos para oferecer tanto flexibilidade como serviços ancilares ao sistema de energia elétrica (STRBAC e ILEX CONSULTING, 2002).

Em resumo, a principal preocupação da avaliação da reserva de curto prazo está em medir o nível de risco da alocação de unidades. Complementarmente, as decisões sobre o gerenciamento da geração de longo prazo são essencialmente em torno de reforçar a geração em massa. Na verdade, é de consenso geral que o aumento da participação da energia eólica no mix de geração total significa que as metodologias e normas de planejamento e operação devem ser revistas (ORTEGA-VAZQUEZ e KIRSCHEN, 2009). Nesse contexto, este Capítulo 4 propõe uma avaliação dos benefícios da dispersão geográfica da energia eólica nas necessidades de reserva utilizando modelos de avaliação da reserva operativa. Assim, duas abordagens são aplicadas: uma abordagem analítica que realiza uma avaliação sobre o risco da alocação de unidades (curto prazo), e uma abordagem da simulação de Monte Carlo sequencial (longo prazo) para avaliar o desempenho da capacidade de reserva operativa. Essa última abordagem é utilizada para verificar o efeito da dispersão geográfica da energia eólica, por meio de funções de distribuição de probabilidade das necessidades de reserva estimadas, testando diferentes padrões de comportamento do vento e níveis de penetração de energia, de tal forma que informações úteis sobre a flexibilidade da capacidade de geração sejam extraídas das avaliações. Os estudos são realizados na configuração modificada do sistema teste IEEE-RTS 96 e na configuração de planejamento do Sistema de Geração Português (SGP).

Este capítulo está organizado da seguinte forma. A seção 4.2 apresenta os conceitos de avaliação da reserva operativa, tanto a partir das perspectivas de curto como de longo prazo. A seção 4.3 apresenta a modelagem das incertezas da previsão de geração e de demanda também sob as perspectivas tanto de curto como de longo prazo. A Seção 4.4 discute a flexibilidade e os requisitos para a integração da energia eólica. Os resultados numéricos e as discussões são apresentados na Seção 4.5. Finalmente, as conclusões são apresentadas na seção 4.6.

## **4.2 Conceitos de Avaliação da Reserva Operativa**

Tradicionalmente, com todo o suprimento de eletricidade a partir de unidades térmicas, ou seja, com baixa penetração de parques eólicos na rede elétrica, a variação resulta

principalmente dos erros de previsão da carga. Alguns pesquisadores desenvolveram métodos para resolver a alocação de unidades sob a incerteza de carga (WU *et al.*, 2007; TAKRITI *et al.*, 1996). No entanto, com a integração da energia eólica, é adicionado ao sistema de energia elétrica um elemento estocástico significativo de geração de energia. Assim, é mais desafiador nos dias de hoje encontrar uma programação ótima sob incerteza.

A avaliação dos requisitos de reserva para garantir um nível adequado de fornecimento de energia é um aspecto importante tanto para o planejamento da expansão como para o planejamento da operação de sistemas de geração. Historicamente, a avaliação da reserva de sistemas de geração é dividida em dois períodos de tempo, as fases de planejamento e de operação. No passado, antes do aproveitamento da energia eólica para produção de eletricidade, as preocupações da fase de planejamento tinham a ver com a preparação do sistema de geração para atender as previsões de carga de longo prazo, enquanto que as preocupações da fase de operação eram relativas à questão de lidar com as previsões de carga de curto prazo, onde deve ser programada geração suficiente de forma a contabilizar as incertezas da carga e a perda súbita de unidades geradoras.

Com a utilização em massa da tecnologia de energia eólica em todo o mundo, outro conjunto de incertezas tem sido introduzido nas fases de planejamento e operação dos sistemas de geração. A partir da perspectiva de avaliação da reserva de curto prazo a incerteza associada às flutuações de energia eólica (rampas) traz enormes dificuldades para os procedimentos de alocação de unidades e despacho dos sistemas de geração. A partir da perspectiva de avaliação da reserva de longo prazo, a incerteza associada ao uso maciço da energia eólica torna difícil a preparação dos sistemas de geração futuros para que os mesmos possam lidar com grandes níveis de incerteza (principalmente os erros de previsão de energia eólica e de previsão de carga) e, assim, atender a carga prevista para o futuro.

#### **4.2.1 Na Perspectiva da Operação: Avaliação da Reserva de Curto Prazo**

Um dos primeiros métodos que incluiu a ideia de risco para o cálculo da reserva de geração foi o PJM (ANSTINE *et al.*, 1963). A ideia básica é a de avaliar a probabilidade da geração alocada para atender ou deixar de atender a carga/demanda esperada durante um período de tempo (BILLINTON e ALLAN, 1996). O método PJM é baseado em preocupações de curto prazo, onde as principais incertezas envolvidas são os erros de previsão de carga e as saídas forçadas de unidades geradoras. Os conceitos são baseados nas suposições de que as falhas e os reparos são exponencialmente distribuídos. A medição obtida

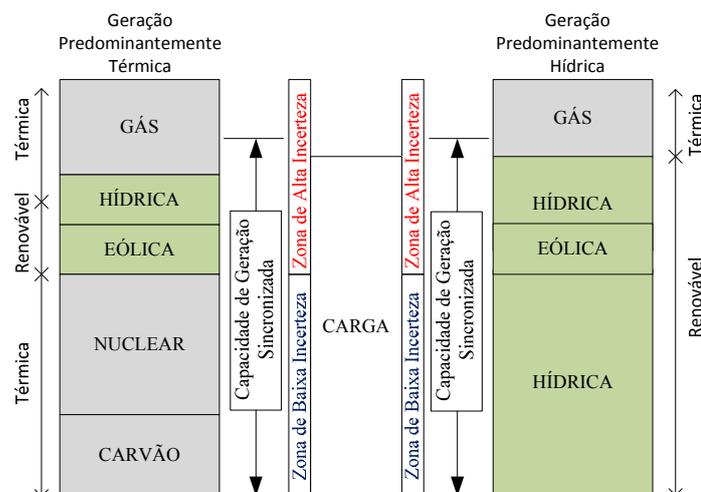
é um índice de risco do sistema que define a probabilidade que a capacidade de geração existente tem de não satisfazer a demanda de carga esperada, durante um período de tempo  $T$  (tempo de retardo), e/ou a probabilidade do operador não reagir para repor qualquer unidade danificada ou utilizar novas unidades (LEITE DA SILVA *et al.*, 2010; BILLINTON e ALLAN, 1996). Portanto, o índice representa uma medida da perda de carga associada com a reserva de geração que foi programada (LEITE DA SILVA *et al.*, 2010). Para uma única unidade, a probabilidade de falha no intervalo  $[0, T]$ , ou seja,  $P_{down}(T)$ , pode ser calculada pela expressão (4.1), proveniente de (BILLINTON e ALLAN, 1996).

$$P_{down}(T) \approx P(t_{up} \leq T) = 1 - e^{-\lambda T} \quad (4.1)$$

onde  $\lambda$  representa a taxa de falha de uma dada unidade geradora. Se  $\lambda T \ll 1$ , para tempos de retardo de até várias horas, então (4.1) torna-se  $P_{down}(T) \approx \lambda T = ORR$  (taxa de reposição). Consequentemente, é igualmente possível construir um modelo de geração analítico (BILLINTON e ALLAN, 1996), com alta eficiência e, principalmente, compatível com as expectativas da operação em termos de tempo de resposta.

Atualmente, para lidar com a geração variável, a partir da mesma perspectiva operacional, é necessário classificar o sistema de geração em duas categorias diferentes considerando a sua predominância de tecnologia. A figura 4.1 mostra dois tipos de alocações possíveis, de acordo com sua predominância de tecnologia.

**Figura 4.1 – Representação da Alocação de Unidades baseada na Predominância de Tecnologia.**



**Fonte: Adaptado de (BREMERMAN, 2014).**

Neste sistema de geração hipotético, predominantemente térmico, a alocação de unidades de geração começa utilizando tecnologias menos flexíveis, tais como as unidades nuclear e a carvão (ver figura 4.1). Essas unidades de geração proporcionam inércia (estabilidade) para o sistema e atendem a maior parte da carga. No entanto, essas unidades de geração estão em operação na zona de baixo grau de incerteza (ver figura 4.1), na base da alocação de unidades, devido aos custos reduzidos e a sua incapacidade de proporcionar serviços ancilares ao sistema. A capacidade de reserva que é sincronizada (reserva girante) para assumir a carga é baseada nas unidades de geração com maior flexibilidade, como as unidades hídricas e a gás, que estão em operação na zona de alto grau de incerteza (ver figura 4.1), na base da alocação de unidades. A partir da perspectiva de avaliação da geração, é comum não só considerar as unidades sincronizadas na sua avaliação, mas também as unidades não sincronizadas, tais como as unidades hídricas e a gás, a reserva terciária rápida, o sistema ancilar interligado, entre outras. Além disso, também a partir da perspectiva de avaliação da reserva operativa, o desafio é verificar se essas unidades geradoras são suficientes para lidar com as variações bruscas e “gigantescas” de potência. Normalmente, essas variações de potência exigem certo nível de resposta rápida da geração, as quais são contempladas pelas tecnologias hídrica e a gás. Dependendo da capacidade de potência eólica instalada na matriz de geração, aumentar o número de unidades geradoras capazes de fornecer flexibilidade é um problema tratado na fase de planejamento do sistema de geração. Nesta tese, a flexibilidade é considerada como a característica atribuída a um sistema capaz de acomodar variações de geração. Hoje em dia, existe um número considerável de fontes de flexibilidade para lidar com a intermitência da produção renovável (NERC, 2010), conforme apresentado na seção 3.2.6 desta tese.

De modo geral, em sistemas de energia elétrica com predominância de geração hídrica existe flexibilidade suficiente para integrar grandes quantidades de energia eólica variável. Nesses casos, a principal preocupação é coordenar a potência hídrica e eólica, a fim de evitar a perda de produção eólica, pois a água é armazenável enquanto o vento não é. Uma das soluções aplicadas para coordenar a produção hídrica e eólica são os procedimentos baseados no armazenamento de água envolvendo o bombeamento suprido pela energia eólica durante determinados horários convenientes de operação.

Uma vez que o tipo de sistema é definido, os procedimentos de alocação de unidades ou de despacho podem ser organizados como decisões operacionais. Em geral, as decisões operacionais envolvem restrições técnicas relacionadas com as necessidades de reserva e as questões econômicas. Dependendo do método utilizado para definir o nível de reserva

sincronizada e/ou de reserva terciária rápida, essas decisões operacionais podem levar a programação de geração excedente, o que pode ser mais confiável, mas também mais dispendioso, ou pode levar a programação de geração insuficiente, o que pode ser economicamente mais rentável, contudo, nada confiável.

#### **4.2.2 Na Perspectiva do Planejamento: Avaliação da Reserva de Longo Prazo**

Mais recentemente, a utilização em massa da energia eólica como uma fonte alternativa ecológica impõe outro tipo de incerteza que está diretamente ligada à tarefa da alocação de unidades. Por um lado, a geração de energia eólica fornece algumas vantagens ao sistema, tais como a redução dos custos de operação do sistema e a redução nas emissões de CO<sub>2</sub>. Por outro lado, a geração de energia eólica também traz consigo enormes variações horárias na geração de energia no horizonte de curto prazo.

A difícil previsão das propriedades do vento torna a tarefa da alocação de unidades, ainda mais complicada. Neste caso, os erros de previsão de potência eólica afetam diretamente as decisões da alocação de unidades e devem ser levados em conta para medir adequadamente o nível de risco da alocação de unidades. Claramente, as decisões são baseadas nas unidades de geração disponíveis no momento em que a decisão é tomada, o que geralmente acontece uma ou duas horas antes da operação. Como a energia eólica só começou a ser utilizada massivamente há uma década, a geração térmica e hídrica existente precisa lidar com essas questões atuais. Além disso, hoje existe um movimento evidente em direção a unidades a gás como alternativa de geração flexível visto que as usinas hídricas apresentam mais restrições em termos de tempo de construção e de conscientização ambiental.

Tendo em mente essa transição de um sistema de geração menos variável para outro mais variável, foram revisados alguns conceitos ligados à avaliação dos sistemas de geração considerando a perspectiva do planejamento. Nos últimos anos, a tradicional avaliação da adequação de longo prazo da capacidade de geração tem assumido duas perspectivas diferentes: a conhecida reserva estática (BILLINTON e ALLAN, 1996), e uma nova perspectiva sobre a capacidade de reserva operativa (MATOS *et al.*, 2009; LEITE DA SILVA *et al.*, 2010). Tradicionalmente, os estudos sobre a reserva estática visam definir, para um dado nível de risco, a capacidade necessária para atender a demanda esperada. A incerteza relativa à reserva estática é causada pela variabilidade das fontes primárias de energia, pelas interrupções planejadas e forçadas das unidades geradoras e pela aleatoriedade da carga do

sistema. Por outro lado, os estudos da capacidade de reserva operativa estão preocupados com a análise a longo prazo da flexibilidade e da capacidade do sistema de geração que são necessárias para lidar com as variações de curto prazo, que podem ocorrer durante a operação do sistema (MATOS *et al.*, 2009a; LEITE DA SILVA *et al.*, 2010). A capacidade de geração disponível em cada período de operação é afetada por interrupções planejadas e forçadas e pelas flutuações de curto prazo dos recursos energéticos primários. Além disso, essa capacidade deve ser capaz de não só alimentar a carga, mas também de acomodar a diferença entre as previsões atuais e as previsões de curto prazo da potência eólica, respeitando as regras operacionais estabelecidas pelas concessionárias tais como os níveis mínimos de reserva primária e secundária e as prioridades da alocação de unidades. Portanto, é possível modelar alguns procedimentos operacionais para avaliar a adequação da reserva operativa sob uma perspectiva de planejamento, que na verdade pode ser denominada de avaliação da capacidade de reserva operativa. Aplicando um procedimento de programação simples, a identificação dos eventos de capacidade de reserva operativa insuficiente é feita de acordo com a equação (4.2), a qual difere do exposto em (MATOS *et al.*, 2009a; LEITE DA SILVA *et al.*, 2010), nos sinais das variáveis, de forma a simplificar a interpretação do balanço entre geração e carga.

$$R_{OPERATIVA}(t) = R_S + R_T - (\Delta L(t) - \Delta W_S(t) - \Delta G(t)) \leq 0 \quad (4.2)$$

onde  $R_S$  é a reserva secundária requerida,  $R_T$  é a reserva terciária rápida disponível no momento da avaliação (que consiste nas unidades de geração que não foram alocadas; no entanto, essas são unidades especiais capazes de atender/suprir a carga em um curto período de tempo, como por exemplo 1 hora),  $\Delta L(t)$  e  $\Delta W_S(t)$  são os erros de previsão de carga e de potência eólica do sistema, respectivamente, e  $\Delta G(t)$  representa a variação de geração devido às interrupções forçadas de unidades no momento da avaliação.

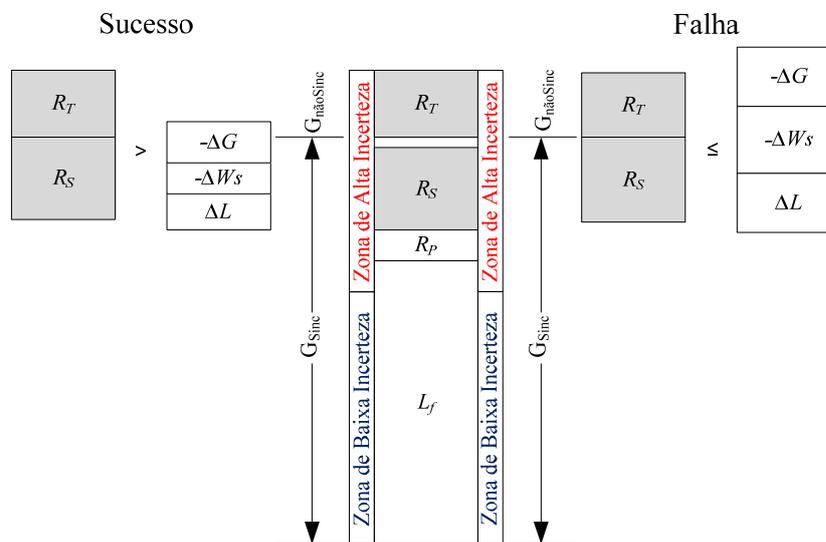
Consequentemente, a variável  $\Delta G(t)$  é dada pelas unidades de geração que foram confirmadas, mas estão fora de serviço no instante  $t$ , isto é, consiste na capacidade de geração não alocada que atenderia a carga prevista do sistema  $L_f(t)$  no instante  $t$ , e as necessidades de reserva primária ( $R_P$ ) e de reserva secundária ( $R_S$ ). A equação (4.3) representa essa condição,

$$\Delta G(t) = G_{SYNC}(t) - (L_f(t) + R_P + R_S) \quad (4.3)$$

onde  $G_{SYNC}(t)$  é a capacidade de geração sincronizada total no instante  $t$ .

Essa nova perspectiva pode ser resumida na figura 4.2, e pode ser vista como uma forma de avaliar, em termos de capacidade flexível, o sistema de geração futura para acomodar uma grande percentagem de potência eólica. Como mostrado na figura 4.2, os estados de “sucesso” e de “fracasso” são devidamente verificados, analisando se a capacidade de reserva operativa é ou não suficiente para compensar a diferença entre os desvios de carga e de geração em cada hora  $t$ , durante um tempo estabelecido de observação.

**Figura 4.2 – Avaliação da Capacidade de Reserva Operativa.**



**Fonte: Adaptado de (BREMERMANN, 2014).**

A simulação de Monte Carlo sequencial (SMCS) possibilita modelar detalhes sobre incertezas, que não são abordadas em métodos tradicionais (determinísticos). Na simulação, o tempo de permanência de cada unidade geradora em determinado estado (falha ou operação) é apresentado de acordo com uma distribuição de probabilidade, como a distribuição exponencial dada pelas equações (4.4) e (4.5).

$$T_{up} = -\frac{1}{\lambda} \ln v \quad (4.4)$$

$$T_{dw} = -\frac{1}{\mu} \ln v \quad (4.5)$$

onde  $T_{up} / T_{dw}$  é o tempo de permanência no estado de operação / falha,  $\lambda$  é a taxa de falha da unidade,  $\mu$  é a taxa de reparo da unidade, e  $\nu$  é um número aleatório uniformemente distribuído apresentado no intervalo  $[0, 1]$ .

Neste novo contexto de planejamento, é essencial reforçar, não só a capacidade do sistema, mas também a sua flexibilidade, a fim de preparar o sistema de geração futura para lidar com todo o conjunto de incertezas (STRBAC *et al.*, 2007).

### **4.3 Modelagem das Incertezas na Previsão de Carga e de Geração**

Devido a incerteza inerente ao cálculo da reserva operativa, é indispensável a utilização de métodos probabilísticos (BILLINTON e ALLAN, 1996). Tal como indicado na literatura, existem vários métodos probabilísticos disponíveis para calcular a reserva de curto prazo sendo que os mesmos são capazes de captar as incertezas adequadamente. Para lidar com as incertezas a partir de uma perspectiva de planejamento, os métodos de simulação de Monte Carlo continuam sendo o padrão para avaliar a adequação dos sistemas de energia elétrica.

#### **4.3.1 Modelagem de Incertezas para fins de Operação: Abordagem Analítica**

As abordagens de base analítica são essencialmente formulações matemáticas baseadas em métodos de enumeração. O objetivo com essas abordagens é o de calcular as funções de densidade de probabilidade utilizando modelos de risco de geração e de carga. Em geral, o modelo de risco de reserva é construído considerando a geração e a carga do sistema como modelos independentes. Portanto, os índices de confiabilidade são calculados por meio de uma simples manipulação matemática. Normalmente, este tipo de abordagem é mais aplicado para fins de operação devido a sua eficiência computacional e implementação simples. A seção seguinte apresenta um método analítico para modelar as interrupções/saídas de unidades de geração.

##### **4.3.1.1 Modelagem de Interrupções de Unidade de Geração**

Incetezas no sistema de energia podem ser classificadas em duas classes: erros de previsão e falhas de componentes (RUIZ *et al.*, 2009). Erros de previsão são simplesmente a

diferença entre o valor previsto e o valor atual de um parâmetro incerto. Os dois principais erros de previsão nas operações do sistema de energia estão associados com a carga e a geração. Com toda a potência sendo fornecida a partir de geradores convencionais, presume-se que a produção seja fixa e que o erro de previsão de carga é a principal fonte de incerteza (WU *et al.*, 2007; TAKRITI *et al.*, 1996). No entanto, a presença de geração eólica acrescenta outra fonte de incerteza ao sistema, que é conhecida por ser muito maior que a incerteza da carga (AHLSTROM *et al.*, 2013). As outras fontes de incerteza decorrentes das falhas de equipamento incluem interrupções na transmissão e na geração.

Sem energia gerada a partir de fontes de energia renováveis, o suprimento por meio de geradores convencionais pode ser tratado como um elemento determinístico, e os erros de previsão de carga são capturados pela reserva ascendente e descendente (SHEBLE e FAHD, 1994). Tradicionalmente, a alocação de unidades (UC) determinística considera a previsão pontual da carga e do suprimento como os parâmetros atuais para encontrar a programação ótima. Nessa técnica, o principal objetivo é determinar o nível de reserva ótimo para equilibrar a oferta e a demanda. Na abordagem determinística, a situação futura é assumida ser conhecida com exatidão (valor de previsão pontual para geração de energia eólica e carga), e tenta encontrar o nível de requisitos de reserva que protegem o sistema de energia contra mudanças imprevisíveis na demanda ou saídas/interrupções de geradores. Assim, abordagens determinísticas diferem na maneira como formulam a restrição de reserva. Por exemplo, a alocação de unidades (UC) tradicional representa a restrição de reserva de modo que a quantidade mínima de reserva girante é restringida/limitada a ser pelo menos igual à capacidade da maior unidade de geração (ORTEGA-VAZQUEZ e KIRSCHEN, 2007).

No entanto, com o aumento da penetração da energia eólica, a abordagem determinística revela baixa eficiência e alto custo, devido à incapacidade de capturar a variação e as mudanças na produção de energia eólica (UCKUN *et al.*, 2016). Assim, com a oferta/suprimento volátil dos parques eólicos, aumentou significativamente a necessidade de melhorar as ferramentas de previsão, bem como as abordagens de alocação de unidades (UC) para acomodar a incerteza que tem aumentado significativamente.

Uma das vantagens analíticas é reduzir a dependência de modelagem, onde o comportamento estocástico dos componentes do sistema é definido por meio de procedimentos de enumeração matemática. Nesse contexto, as previsões de carga e de potência eólica do sistema são tratadas de forma independente com sistemas dedicados e, conseqüentemente, modeladas fora do modelo analítico. O índice de risco do sistema é calculado utilizando-se uma tabela de probabilidade e frequência da capacidade indisponível

(LEITE DA SILVA, FERNÁNDEZ e SINGH, 2010). Outra questão referente a esse tipo de avaliação está relacionada ao parâmetro *ORR* utilizado, que é semelhante à taxa de interrupção/saída forçada (*FOR*) utilizada em estudos de planejamento (BILLINTON e ALLAN, 1996). A principal diferença entre *FOR* e *ORR* é que este último não é simplesmente uma característica fixa de uma unidade, mas é uma quantidade dependente do tempo afetada pelo valor do tempo de retardo considerado. Com isso, é possível construir um modelo de geração igual à tabela de probabilidade e frequência da capacidade indisponível (LEITE DA SILVA, FERNÁNDEZ e SINGH, 2010) com a finalidade de avaliar os riscos numa base horária.

Durante o processo de construção da tabela de probabilidade e frequência da capacidade indisponível, é possível seguir um processo intuitivo baseado no desacoplamento de *G* em diferentes subsistemas, principalmente para combinar todas as capacidades estocásticas de *G* e *L* em um momento apropriado da avaliação. A informação associada à flutuação do recurso, tal como flutuações hídricas, é complementar ao modelo estocástico, e, na maioria das vezes é aplicado ao cálculo de *G* (DA ROSA *et al.*, 2012).

Para lidar com preocupações de curto prazo, uma tabela de probabilidade e frequência de capacidade indisponível é construída incluindo todas as unidades de geração alocadas, que também segue um modelo de Markov de dois estados, resultante de simples informações sobre capacidades, probabilidades, e frequências relacionadas com a decisão de alocação de unidades, como se mostra na equação (4.6).

$$G = \{c_g, p_g, f_g\} \quad (4.6)$$

As fontes de energia dependentes do tempo, como a energia eólica, raramente são incluídas no modelo de geração convencional. A partir do ponto de vista estocástico, embora a unidade de geração eólica (aerogerador) se comporte como as unidades hídricas ou térmicas, os principais fatores ligados à capacidade eólica são a velocidade e a direção do vento, que se comportam de maneira diferente, por exemplo, das depleções hídricas. Normalmente, para a avaliação de reserva operativa de curto prazo, a geração de energia eólica é uma quantidade lançada por ferramentas de previsão de energia eólica e, no momento, é considerada como uma entrada complementar na avaliação do risco de alocação de unidades.

Do mesmo modo, o valor da carga *L* do sistema também é lançado por ferramentas de previsão de carga, e é igualmente considerado como uma entrada complementar na avaliação do risco de alocação de unidades. Conseqüentemente, o modelo de reserva será uma

combinação adequada do modelo de geração  $G$  com o modelo da carga  $L$  e a geração de energia eólica do sistema, a fim de dimensionar a reserva girante baseada no critério de risco pré-estabelecido. Mais importante ainda, este critério pré-estabelecido de reserva deve ser seguido de acordo com a experiência do operador. Em geral, é utilizado o critério da maior unidade geradora ou um percentual da carga horária. Uma visão completa do método analítico proposto pode ser encontrada em (LEITE DA SILVA, FERNÁNDEZ e SINGH, 2010; DA ROSA *et al.*, 2012).

#### **4.3.1.2 Modelagem de Incertezas nas Previsões de Carga e de Energia Eólica**

Previsões de curto e longo prazo são necessárias para gerenciar a operação do sistema de energia. A previsão de curto prazo, que varia aproximadamente de 30 minutos a 6 horas, é utilizada no planejamento do despacho econômico (DE) e decisões de gerenciamento de carga. A previsão de longo prazo, por exemplo, um dia a uma semana à frente, é aplicado às decisões de alocação de unidades (UC) (SOMAN *et al.*, 2010). O planejamento da capacidade de geração necessita de previsões para os próximos anos. A classificação de ferramentas de previsão em diferentes escalas de tempo é fornecida em (YAN *et al.*, 2015). Neste trabalho, os autores mostram que a previsão probabilística de energia eólica, comparada a estimativa pontual, pode reduzir substancialmente a capacidade de reserva girante e os custos operacionais do sistema de energia. O estudo de revisão em (ZHANG *et al.*, 2014) também confirma que a previsão probabilística e a previsão baseada em cenário têm um desempenho melhor do que a previsão pontual de vento. Apesar de progressos recentes na previsão de energia eólica, como estudos muito recentes mostram que a previsão de velocidade de vento em curto prazo pode alcançar mais de 90 % de precisão (KHOSRAVI *et al.*, 2018), ainda é um tema de interesse a alta precisão para previsão de energia eólica em longo prazo. As informações de previsão são usadas como entrada para problemas de UC e DE.

Durante a operação, é necessário tomar decisões de acordo com a última informação sobre o que ocorreu no sistema, e tendo em conta as incertezas restantes da previsão de carga e de potência eólica. Normalmente, quando se está próximo da operação em tempo real (até 2 horas), a incerteza da previsão de carga é insignificante, enquanto a incerteza da previsão de energia eólica é relevante. O Erro Médio Absoluto Normalizado (EMAN) da previsão de energia eólica de muito curto prazo varia de 1 a 2 % (10 a 15 minutos antes) para um máximo de 10 % a cerca de 2 horas à frente, considerando-se uma resolução de tempo de 10 minutos.

No entanto, é difícil superar o desempenho do modelo de persistência para um horizonte de tempo tão curto (MADSEN *et al.*, 2004).

Quando o tempo de resolução aumenta para até 1 hora, a melhoria em relação ao modelo de persistência é ainda mais difícil, por isso é uma prática comum avaliar o risco da alocação de unidades utilizando a última ocorrência conhecida de potência eólica como a previsão para o próximo período, dada pela equação (4.7).

$$W_i(t+k) = W_i(t) \quad (4.7)$$

onde  $W_i(t)$  é a geração de potência eólica ocorrida no instante  $t$ , e  $W_i(t+k)$  é a geração de potência eólica prevista lançada no instante  $t$  para o horizonte  $k$ . Observe-se que, o erro de previsão eólica, a partir de uma avaliação da reserva de curto prazo, ainda é difícil de definir. Portanto, o método de persistência fornece orientação quando se avalia o risco da alocação de unidades.

### 4.3.2 Modelagem de Incertezas para fins de Planejamento: Abordagem Estatística

A simulação de Monte Carlo sequencial (SMCS) torna possível manter o controle de vários aspectos relacionados ao histórico dos estados de operação do sistema. Sua flexibilidade também torna possível modelar detalhes sobre incertezas. Depois de avaliar cada estado do sistema, são estimados os índices de desempenho utilizando a equação (4.8) do valor esperado.

$$E(H) = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N H(y_u) \quad (4.8)$$

onde  $y_u$  é a sequência de estados do sistema no ano  $u$ ,  $H(y_u)$  é a função de teste de confiabilidade avaliada em  $y_u$ ,  $N$  representa o número de anos simulados (amostras), e  $H$  é a variável aleatória que mapeia valores de  $H(y_u)$  (RUBINSTEIN e KROESE, 2008). A incerteza quanto aos índices estimados, é dada pela equação (4.9) que representa a variância da estimativa (RUBINSTEIN e KROESE, 2008):

$$V(E[H]) = \frac{E\left[(H - E[H])^2\right]}{N} = \frac{V[H]}{N} \quad (4.9)$$

e a convergência do processo estocástico é testada utilizando o coeficiente de variação  $\beta$  (RUBINSTEIN e KROESE, 2008; LEITE DA SILVA *et al.*, 2000), dado pela equação (4.10):

$$\beta = \left(\sqrt{V(E[H])}/E[H]\right) \times 100\% \quad (4.10)$$

Seguindo essas definições, os índices de confiabilidade do sistema convencional podem ser estimados. Essa visão tradicional pode fornecer informações importantes sobre os eventos de perda de carga e, neste caso, irá monitorar o “sucesso” e a falha das reservas estática e operativa, onde serão utilizados os seguintes índices de confiabilidade (BILLINTON e ALLAN, 1996; LEITE DA SILVA *et al.*, 2010): probabilidade de perda de carga (*LOLP*), perda de carga esperada (*LOLE*, em horas/ano), energia esperada não suprida (*EENS*, em MWh/ano), frequência de perda de carga (*LOLF*, em ocorrências/ano), e duração da perda de carga (*LOLD*, em horas/ocorrência). Nesta tese, outro conjunto de variáveis aleatórias será monitorado. Ao utilizar os mesmos conceitos apresentados em (4.8), (4.9) e (4.10), as incertezas inerentes ao conceito de reserva operativa serão monitoradas para pesquisar, em detalhe, os aspectos de distribuição de probabilidades ligados ao desempenho da reserva operativa, a partir de uma perspectiva de longo prazo. As seções seguintes introduzem todos estes desvios como variáveis aleatórias.

#### 4.3.2.1 Modelagem de Saídas de Unidades de Geração

Nesta tese a simulação de Monte Carlo sequencial (SMCS) é utilizada para reproduzir com precisão o ciclo completo das interrupções das unidades de geração (MATOS *et al.*, 2009). O ciclo de falhas/reparos das unidades de geração é representado por modelos de Markov com dois estados e com múltiplos estados e suas transições seguem uma distribuição de probabilidade exponencial (MATOS *et al.*, 2009a; LEITE DA SILVA *et al.*, 2010). A modelagem das usinas hidrelétricas e térmicas e suas principais características, tal como a depleção hídrica, irá seguir o mesmo método utilizado em (MATOS *et al.*, 2009a; LEITE DA SILVA *et al.*, 2010). A capacidade das unidades de geração eólica será representada por um modelo de Markov com múltiplos estados para representar o ciclo de falhas/reparos de um parque eólico, e, de forma semelhante à depleção hídrica, a geração máxima de um

aerogerador será multiplicada pelo valor correspondente das séries temporais horárias. Apesar de ter uma natureza probabilística, estas séries temporais eólicas são utilizadas como parâmetros de entrada da simulação, de forma semelhante às séries hidrológicas. A fim de avaliar o desempenho da reserva operativa, serão monitoradas as falhas associadas às unidades de geração que fazem parte da reserva operativa.

#### 4.3.2.2 Modelagem de Incerteza na Previsão de Carga

As ferramentas de previsão de carga de curto prazo são bem conhecidas e têm sido amplamente estudadas e desenvolvidas na área de sistemas de energia elétrica (BILLINTON e ALLAN, 1996). Nesta tese, a carga é modelada utilizando uma representação cronológica contendo tantos passos quanto existem horas no ano (LEITE DA SILVA *et al.*, 2000). A carga prevista é assumida como sendo a carga atual do sistema menos um erro (BILLINTON e ALLAN, 1996), de acordo com a equação (4.11). Essa definição também pode ser incluída em dois horizontes de tempo distintos: curto e longo prazo. Nesta tese, é explorada a incerteza de curto prazo, onde o erro é assumido seguindo uma distribuição Gaussiana (MATOS *et al.*, 2009a) com média igual a zero e um desvio padrão proporcional à carga.

$$L_a(t) = L_f(t) \pm \Delta L(t) \quad (4.11)$$

onde  $L_f(t)$  é a carga prevista na hora  $t$ , que vem da modelagem cronológica,  $L_a(t)$  é a carga real na hora  $t$  e  $\Delta L(t)$  é o erro normalmente distribuído associado à carga prevista. O desvio padrão do erro normalmente distribuído em (4.11) é assumido como sendo uma percentagem da carga. Nesse caso, é também assumido que essa ferramenta de previsão irá fornecer uma sequência horária da previsão de carga. Como esperado, a principal implicação dessa carga prevista de curto prazo é que a mesma afeta diretamente as decisões relativas à quantidade de reserva girante, bem como a reserva terciária rápida.

#### 4.3.2.3 Modelagem de Incerteza na Previsão de Energia Eólica

Hoje em dia, a previsão de energia eólica é tema de extensa pesquisa (ORTEGA-VAZQUEZ e KIRSCHEN, 2009; FOLEY *et al.*, 2012). O estado da arte da previsão de potência eólica para o dia seguinte fornece um erro médio quadrático normalizado (RMSE) entre 15 e 20 % (MONTEIRO *et al.*, 2009) da capacidade instalada, o que de fato tem um

impacto relevante sobre a tarefa de acomodar grandes quantidades de geração eólica em procedimentos de alocação de unidades ou de despacho. Algumas pesquisas têm assumido erros normalmente distribuídos para previsão de curto prazo (ANSTINE *et al.*, 1963; ORTEGA-VAZQUEZ e KIRSCHEN, 2009), principalmente com base na quantidade e na dispersão geográfica da energia eólica, o que torna possível aplicar o teorema do limite central (PAPOULIS e PILLAI, 2002). Outras pesquisas, com base no comportamento da velocidade do vento, têm assumido erros de distribuição Beta ou Weibull (SEGURO e LAMBERT, 2000). De fato, a velocidade do vento e, portanto, a geração eólica, é normalmente modelada utilizando processos estocásticos devido à complexidade do comportamento do vento. Nesta tese, utiliza-se um método simplificado, baseado no método de persistência, para caracterizar o erro de energia eólica, devido ao procedimento de previsão eólica de curto prazo, dado pela equação (4.12).

$$\Delta W_i(t) = W_i(t) - W_i(t-1) \quad (4.12)$$

onde  $W_i(t)$  é a geração de energia eólica para um parque eólico individual na hora  $t$ ,  $W_i(t-1)$  é a geração de energia eólica para o mesmo parque eólico individual na hora  $t-1$ , e  $\Delta W_i(t)$  é o desvio de energia eólica desse parque eólico individual na hora  $t$  devido ao erro de previsão eólica. Depois de identificar o desvio de energia eólica em cada parque eólico na hora  $t$ , é necessário definir o desvio do sistema, conforme a equação (4.13), que será a soma de todos os desvios dos parques eólicos individuais.

$$\Delta W_s(t) = \sum_{i=1}^K \Delta W_i(t), i = 1, 2, \dots, K \quad (4.13)$$

onde  $\Delta W_s(t)$  é o desvio de geração eólica do sistema.

### 4.3.3 Relação entre as Incertezas da Geração e da Carga

Nesta tese pesquisa-se o desempenho da capacidade de reserva operativa, quando uma parcela significativa da matriz energética é composta de energia eólica. Ao modelar as variáveis  $\Delta L$ ,  $\Delta W_s$  e  $\Delta G$ , a ideia é avaliar a reserva necessária e desnecessária, bem como seus aspectos de distribuição de probabilidades. Por trás desses modelos existe uma relação complicada entre essas variáveis, o que resulta em altos níveis de incertezas para o procedimento de alocação de unidades. Conforme mencionado anteriormente, essas incertezas podem ser vistas como sendo positivas ou negativas para o balanço do sistema, dependendo

de quão repentinamente as mesmas ocorrem e da magnitude e direção das variações. Na tabela 4.1 apresenta-se um resumo das consequências (reserva para cima ou para baixo), que devem ser monitoradas durante a avaliação da adequação do sistema de geração.

O conceito de previsão de carga líquida é normalmente aplicado na literatura (KIRSCHEN *et al.*, 2011) para se referir ao desequilíbrio provocado pelos desvios de previsão de carga e de potência eólica. Nesta tese esse conceito não é utilizado principalmente porque todos os desvios modelados são considerados como eventos estatisticamente independentes, e uma maior variação adicional tem sido modelada utilizando as saídas forçadas de geração.

Os eventos apresentados na tabela 4.1 envolvem não só os erros de previsão de potência eólica e de carga, mas também as variações de saídas forçadas de geração. Portanto, os balanços de potência capturados durante a simulação podem ter efeitos negativos ou positivos no sistema com reserva para cima ou para baixo como consequência. Na tabela 4.1 destaca-se uma percepção coletiva entre essas variáveis acerca da perspectiva operativa, onde será possível identificar o impacto de correlação negativa das diferentes produções de energia eólica nos índices de confiabilidade. Outro ponto de vista irá explorar uma percepção individual dessas variáveis investigando os aspectos distributivos associados com cada representação de incerteza. A tabela 4.1 apresenta uma divisão de eventos em duas categorias: os eventos de desvio A, B, D e E, que envolvem desvios de carga, desvios de energia eólica, e desvios de saídas forçadas de geração; e os eventos de desvio C, F, G e H, que envolvem apenas desvios de carga e energia eólica.

**Tabela 4.1 – Impacto das Incertezas do Sistema na Reserva Operativa.**

CLASSIFICAÇÃO	VARIÁVEIS			CONDIÇÃO	DESVIO	CONSEQUÊNCIA DE RESERVA
	$\Delta L$	$\Delta G$	$\Delta W_s$			
<i>ID.</i>	$\Delta L$	$\Delta G$	$\Delta W_s$	<i>SE</i>	<i>D</i>	<i>PARA CIMA OU PARA BAIXO</i>
A	+	-	-		-	PARA CIMA
B	-	-	-	$(\Delta G + \Delta W_s) \geq \Delta L_f$	+	PARA BAIXO
	-	-	-	$(\Delta G + \Delta W_s) < \Delta L_f$	-	PARA CIMA
C	+	0	-		-	PARA CIMA
D	-	-	+	$\Delta G \geq (\Delta L_f - \Delta W_s)$	+	PARA BAIXO
	-	-	+	$\Delta G < (\Delta L_f - \Delta W_s)$	-	PARA CIMA
E	+	-	+	$(\Delta G - \Delta L_f) \geq -\Delta W_s$	+	PARA BAIXO
	+	-	+	$(\Delta G - \Delta L_f) < -\Delta W_s$	-	PARA CIMA
F	+	0	+	$\Delta W_s \geq \Delta L_f$	+	PARA BAIXO
	+	0	+	$\Delta W_s < \Delta L_f$	-	PARA CIMA
G	-	0	-	$\Delta W_s \geq \Delta L_f$	+	PARA BAIXO
	-	0	-	$\Delta W_s < \Delta L_f$	-	PARA CIMA
H	-	0	+		+	PARA BAIXO

Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

#### 4.4 Requisitos de Flexibilidade devido à Integração de Energia Eólica

Uma abordagem geral para acomodar os impactos da energia eólica nas operações do sistema é construir um sistema flexível. A flexibilidade de um sistema de energia elétrica pode ser melhorada por meio da flexibilidade da geração (XIE *et al.*, 2011), incorporando programas de resposta à demanda (CRITZ *et al.*, 2013), uso de sistemas de armazenamento (DENHOLM *et al.*, 2010), explorando a tecnologia veículo-rede (V2G) e a programação do sistema para horizontes de planejamento em tempo quase real (HOLTTINEN *et al.*, 2011). Geradores flexíveis ou de resposta rápida podem atender mudanças repentinas na demanda e no fornecimento de energia eólica, mitigando assim os efeitos negativos da volatilidade do vento e da carga.

Em geral, os sistemas de geração com predominância de usinas termelétricas a carvão têm flexibilidade operacional do sistema insuficiente para acomodar a integração em larga escala de energia eólica (BOUFFARD e GALIANA, 2008; NERC, 2010). Além disso, um dos mais populares sistemas de geração hidrelétrica do mundo é o fio d'água, que também oferece flexibilidade operacional reduzida ao sistema (LOPES e BORGES, 2015). Essa forma mais simples de geração inclui não só aspectos simples de construção, mas também a agregação de outras funções ligadas a questões ambientais, tais como controle de enchentes e irrigação agrícola. Ao combinar as duas formas de geração de eletricidade, o resultado é uma usina de energia com características de flexibilidade de geração insuficiente. Assim, a maior parte dessa seção irá repetir a análise realizada no Capítulo 3, porém sob uma perspectiva de operação e planejamento do sistema de energia elétrica. Esta repetição irá contribuir com o entendimento das seções seguintes.

Depois de analisar vários tipos diferentes de comportamento do vento, os parques eólicos localizados na região das Montanhas Rochosas (EUA) foram escolhidos para realizar a avaliação (NREL, 2017). A escolha foi baseada na diversidade do vento nesta área geográfica, onde cada parque eólico tem um comportamento diferente em termos de vento embora a região seja a mesma. No entanto, a área da referida região é extensa o suficiente para justificar esta situação e os seis parques eólicos podem caracterizar adequadamente a boa diversidade do vento. A partir de medidas estatísticas comuns, é possível entender que as séries temporais das Montanhas Rochosas para o ano de 2004 apresentam medidas bastante regulares. Por exemplo, os parques eólicos 6673, 21777 e 23353 têm uma potência média (p.u.) e um desvio padrão (p.u.) de (0,31; 0,34), (0,32; 0,34) e (0,35; 0,34), respectivamente.

Por outro lado, os parques eólicos 20144, 29617 e 29863 têm uma potência média (p.u.) e desvio padrão (p.u.) de (0,26; 0,31), (0,20; 0,28) e (0,20; 0,28), respectivamente. Confirma-se assim que a mesma localização geográfica apresenta comportamentos de vento variados em diferentes parques eólicos. No entanto, do ponto de vista da variabilidade, a preocupação é baseada no número de ocorrências de rampas para cima e para baixo. Utilizando-se um conceito simples de rampa, onde as observações podem ser realizadas dentro de 1 hora, as tabelas 4.2 e 4.3 fornecem o número de ocorrências de rampa entre 0,10 e 1,00 p.u. de geração dentro de 1 hora. As observações estão em ambas as direções para cima e para baixo. Essa medição da variabilidade nessas séries temporais pode representar uma visão simples sobre os requisitos de flexibilidade dos sistemas de geração (DOHERTY e MALLEY, 2005), dentro de 1 hora, devido à integração de energia eólica. Pode-se observar que as séries temporais com 0,20 p.u. de potência média apresentam um número considerável de ocorrências de rampa quando comparadas as séries temporais com 0,30 p.u. de potência média. O número de ocorrências de rampa maior ou igual a 0,40 p.u. é significativo em ambos os casos quando as séries temporais são anuais. Neste caso, o número de ocorrências de rampa maior ou igual a 0,70 p.u. é mais baixa na direção para cima do que na direção para baixo. No entanto, o número total de ocorrências de rampas para cima é maior do que o de rampas para baixo.

**Tabela 4.2 – Séries Temporais das Montanhas Rochosas: Número de Rampas para Cima em 1 hora.**

<b>ID</b>							
<b>P.U.</b>	<b>6673</b>	<b>20144</b>	<b>21777</b>	<b>23353</b>	<b>29617</b>	<b>29863</b>	<b>SOMA</b>
0,1	1326	923	1081	996	643	604	284
0,2	625	385	431	336	240	187	29
0,3	314	185	200	117	86	67	3
0,4	162	78	83	47	36	23	1
0,5	59	35	36	19	15	13	0
0,6	22	15	16	6	9	5	0
0,7	4	3	5	2	3	2	0
0,8	2	1	0	0	0	0	0
0,9	2	1	0	0	0	0	0
1,0	0	0	0	0	0	0	0

**Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).**

Várias outras análises são possíveis quando se comparam esses parques eólicos. No entanto, uma das principais características apresentadas nas tabelas 4.2 e 4.3 é que a variabilidade apresentada em todos os parques eólicos pode efetivamente exigir flexibilidade operacional do sistema. Além disso, o efeito de compensação pode ser verificado na última

coluna das referidas tabelas, correspondendo a uma série sintética composta pela soma das séries das Montanhas Rochosas. Portanto, é obrigatório pesquisar os aspectos relacionados com a correlação da geração eólica, onde tais montantes de variações de potência eólica podem ser compensados por um efeito de suavização causado pela dispersão geográfica (HASCHE, 2010), como comprovado no capítulo 3. A próxima seção irá descrever como essa variabilidade afeta a reserva operativa, quando os parques eólicos são representados utilizando os vários comportamentos de vento diferentes.

**Tabela 4.3 – Séries Temporais das Montanhas Rochosas: Número de Rampas para Baixo em 1 hora.**

<b>ID</b>	<b>6673</b>	<b>20144</b>	<b>21777</b>	<b>23353</b>	<b>29617</b>	<b>29863</b>	<b>SOMA</b>
<b>P.U.</b>							
0,1	1276	949	1081	962	654	611	274
0,2	631	336	418	296	185	167	16
0,3	322	130	158	117	66	55	2
0,4	170	52	71	46	24	27	0
0,5	86	21	29	10	13	12	0
0,6	44	11	13	5	5	4	0
0,7	11	3	2	3	3	2	0
0,8	3	2	1	0	0	0	0
0,9	0	2	0	0	0	0	0
1,0	0	0	0	0	0	0	0

**Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).**

#### **4.5 Sistemas de Geração: Resultados e Discussões**

A avaliação proposta foi aplicada a duas configurações diferentes baseadas no sistema IEEE-RTS 96 (APM SUBCOMMITTEE, 1999) e a uma configuração de planejamento do Sistema da Geração Português (SGP) para o horizonte de 2020 (REN, 2012). Em primeiro lugar, a avaliação proposta seguirá a configuração modificada do sistema IEEE-RTS 96 HW (LEITE DA SILVA *et al.*, 2010), onde 350 MW de potência oriunda de unidades térmicas a carvão são substituídos por 1.526 MW de potência de origem eólica para lidar com as flutuações da energia eólica. Além disso, os 763 aerogeradores (2 MW cada) são distribuídos em 20 parques eólicos, divididos em três regiões diferentes, com três anos de séries históricas de potência eólica baseadas em valores médios horários reais (MATOS *et al.*, 2009) a partir de parques eólicos europeus. Um conjunto de cinco séries históricas hídricas, referentes à capacidade de potência média mensal, é utilizado para lidar com as flutuações de energia hídrica. Portanto, a capacidade inicial instalada de 10.215 MW é aumentada para 11.391 MW e o percentual de energia renovável atinge 21,3 %, considerando a geração eólica e hídrica. O

subsistema de geração térmica consiste de 77 unidades variando entre 12 MW e 400 MW, e o subsistema hídrico permanece com 18 unidades, com 50 MW cada.

Em segundo lugar, a avaliação seguirá uma configuração de planejamento do Sistema da Geração Português. O operador do SGP está prevendo o pico de carga para 2020 em torno de 12.300 MW, com 24.975 MW de capacidade instalada, que é composta de 4.330 unidades de geração com capacidades variando de 1 MW para 523 MW distribuídos por diversas tecnologias. O objetivo principal é aumentar a geração de energia eólica. A reserva primária para este estudo é de 53 MW e a reserva secundária é de 500 MW. A reserva terciária é composta por 40 unidades hídricas e 2 unidades térmicas (turbinas a gás), totalizando 8.689 MW, o que proporciona um bom nível de flexibilidade. As incertezas de curto e longo prazo da carga são de 4 % e 0 %, respectivamente. O subsistema eólico é composto de 28 % da capacidade total instalada para esse horizonte. As unidades de regime especial, eólica, e hídricas de pequeno porte, são sempre programadas para geração antes de quaisquer outras unidades. As unidades térmicas e hídricas são programadas posteriormente. A prioridade de programação entre as unidades hídricas e térmicas varia de acordo com a estratégia escolhida no início de cada procedimento operacional.

A discussão sobre a perspectiva da operação é baseada no método PJM, o qual foi introduzido na seção 4.2.1. A ideia é discutir os requisitos envolvidos na avaliação da reserva de curto prazo a partir da perspectiva do operador do sistema. A fim de ilustrar a metodologia PJM e os seus requisitos, o sistema IEEE-RTS 96 HW foi inteiramente utilizado, com exceção do pico de carga original. A discussão sobre a perspectiva de planejamento é baseada na metodologia apresentada em (MATOS *et al.*, 2009) considerando as ligeiras alterações propostas nesta tese. A ideia é discutir os requisitos envolvidos na avaliação de reserva de longo prazo a partir da perspectiva do planejador do sistema. A partir de uma perspectiva de longo prazo, os casos são organizados da seguinte maneira: utilizando a configuração do sistema de geração IEEE-RTS 96 HW, é proposto um caso denominado de *Caso de Validação CI-3S-EU*. A ideia é reproduzir os resultados obtidos em (LEITE DA SILVA *et al.*, 2010), seguindo o mesmo regime de vento e as configurações utilizadas (as incertezas de carga de curto e longo prazo equivalem a 0 %). No intuito de estabelecer um ponto de partida para os fins da presente tese, é proposta uma simples variação do caso de validação: o caso *CI-3S-EU*. A partir deste caso, e para todos os outros com base no sistema IEEE-RTS 96, essa variação é definida em 2 % e 1 % das incertezas da carga de curto e longo prazo, respectivamente. Tendo em mente este ponto de partida, são propostas duas outras variações do regime de vento utilizando a mesma configuração da geração: (a) o caso *CI-3S-AM* é

baseado em valores médios horários (NREL, 2017) a partir de três diferentes parques eólicos americanos, (b) o caso *C1-20S-AM* é baseado em valores médios horários (NREL, 2017) a partir de vinte diferentes parques eólicos americanos.

Tendo em mente a diversidade do vento, é implementada uma alteração na configuração da geração do subsistema eólico, onde outros 350 MW de potência térmica a carvão serão substituídos por 1.526 MW eólicos. Portanto, nessa modificação, a capacidade instalada eólica duplica de 1.526 MW para 3.052 MW. Essa situação aumenta não só a integração eólica no sistema IEEE-RTS 96 HW de 20 para 40 parques eólicos, mas também aumenta a participação total de geração renovável de 21,3 % para 31,4 %. A ideia é aumentar a variabilidade sem alterar a flexibilidade do sistema de geração. Nessa nova configuração da geração são propostas três outras variações de regime do vento: (c) o caso *C2-3S-AM* é baseado em valores médios horários (NREL, 2017) a partir de três diferentes parques eólicos americanos, (d) o caso *C2-20S-AM* é baseado em valores médios horários (NREL, 2017) a partir de vinte diferentes parques eólicos americanos, (e) o caso *C2-40S-AM* é baseado em valores médios horários (NREL, 2017) a partir de quarenta diferentes parques eólicos americanos. Além disso, foram propostas duas variações para avaliar o SGP: (f) o caso *C3-2S-EU* é baseado em valores médios horários de dois diferentes parques eólicos europeus; (g) o caso *C3-39S-AM* é baseado em valores médios horários (NREL, 2017) de trinta e nove diferentes parques eólicos americanos.

#### **4.5.1 Resultados e Discussões na Perspectiva da Operação**

A partir de uma perspectiva operacional, uma das principais preocupações de um operador do sistema é decidir entre o uso de uma grande ou uma pequena reserva girante composta de unidades térmicas de geração, o que pode beneficiar as unidades de partida rápida, tal como a hídrica e a térmica a gás. Normalmente, esta decisão é mantida principalmente por aspectos econômicos, combinados com uma avaliação de risco da alocação de unidades. A tabela 4.4 apresenta um modelo de geração construído utilizando a Tabela de Probabilidade da Capacidade Indisponível (COPT - *Capacity outage probability table*) para todo o sistema de geração (LEITE DA SILVA, FERNÁNDEZ e SINGH, 2010). As capacidades de geração são a capacidade total instalada do subsistema térmico e a capacidade total do subsistema hídrico em dezembro. Portanto, a partir da capacidade total instalada do sistema de 11.391 MW, foi deduzida a capacidade de energia eólica instalada de 1.526 MW, bem como o efeito dos recursos hídricos em dezembro, o que correspondeu a

276 MW. Para fins didáticos, assume-se que a última redução é um resultado da disponibilidade dos recursos hídricos durante um procedimento hipotético de operação. A ideia principal é caracterizar um cenário de operação para lidar com o método PJM. A tabela 4.4 também apresenta os tempos de retardo de 1, 2, 3 e 4 horas e sua respectiva probabilidade acumulada associada a cada capacidade disponível (em serviço) e capacidade indisponível (fora de serviço).

**Tabela 4.4 – Método PJM aplicado ao Sistema IEEE-RTS 96 HW.**

CAPACIDADE		PROBABILIDADE ACUMULADA			
		TEMPOS DE RETARDO			
EM SERVIÇO (MW)	FORA SERVIÇO (MW)	1 HORA	2 HORAS	3 HORAS	4 HORAS
9.189	400	$6,23 \times 10^{-07}$	$1,25 \times 10^{-06}$	$1,87 \times 10^{-06}$	$2,49 \times 10^{-06}$
9.239	350	$8,21 \times 10^{-07}$	$1,64 \times 10^{-06}$	$2,46 \times 10^{-06}$	$3,28 \times 10^{-06}$
9.392	197	$1,90 \times 10^{-06}$	$3,81 \times 10^{-06}$	$5,71 \times 10^{-06}$	$7,61 \times 10^{-06}$
9.434	155	$3,33 \times 10^{-06}$	$6,66 \times 10^{-06}$	$9,99 \times 10^{-06}$	$1,33 \times 10^{-05}$
9.489	100	$4,19 \times 10^{-06}$	$8,37 \times 10^{-06}$	$1,26 \times 10^{-05}$	$1,67 \times 10^{-05}$
9.513	76	$4,88 \times 10^{-06}$	$9,77 \times 10^{-06}$	$1,47 \times 10^{-05}$	$1,95 \times 10^{-05}$
9.545	44	$5,23 \times 10^{-06}$	$1,05 \times 10^{-05}$	$1,57 \times 10^{-05}$	$2,09 \times 10^{-05}$
9.554	35	$5,58 \times 10^{-06}$	$1,12 \times 10^{-05}$	$1,67 \times 10^{-05}$	$2,23 \times 10^{-05}$
9.564	25	$5,92 \times 10^{-06}$	$1,18 \times 10^{-05}$	$1,78 \times 10^{-05}$	$2,37 \times 10^{-05}$
9.569	20	$8,97 \times 10^{-06}$	$1,79 \times 10^{-05}$	$2,69 \times 10^{-05}$	$3,59 \times 10^{-05}$
9.577	12	$9,55 \times 10^{-06}$	$1,91 \times 10^{-05}$	$2,86 \times 10^{-05}$	$3,82 \times 10^{-05}$
9.589	0	1	1	1	1

**Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).**

A principal hipótese assumida pelo método PJM é que a carga permanecerá constante durante o período de análise. Assim, o risco de alocação de unidades pode ser diretamente deduzido pela tabela 4.4. Por exemplo, são assumidos para a próxima hora uma produção de energia eólica prevista de 330 MW e uma carga prevista de 9.569 MW. Utilizando a tabela 4.4, é possível definir uma reserva girante de 350 MW, com um nível de risco de  $8,21 \times 10^{-07}$  para um tempo de retardo de 1 hora. Tal como referido na seção 4.3.1, a geração de energia eólica foi considerada fora do modelo analítico de geração, devido principalmente às suas propriedades de previsão mais difíceis e sua característica cronológica que é semelhante à carga.

Observe que, durante a análise da operação, o nível de risco da alocação de unidades assumido é um resultado ligado ao equipamento de geração disponível no momento da operação. De fato, o operador normalmente utiliza o método PJM identificando se esse equipamento de geração disponível, no momento da operação, é o suficiente para satisfazer a

carga prevista com um nível aceitável de risco. A dificuldade deste método é definir qual será o nível de risco aceitável pelo operador.

## 4.5.2 Resultados e Discussões da Perspectiva de Planejamento

A partir de uma perspectiva de planejamento, uma das principais preocupações de um planejador do sistema de energia elétrica é dimensionar o equipamento de geração, principalmente para atender às demandas de crescimento de carga e para fins de reserva girante. No entanto, a volatilidade e a intermitência que vem a partir da geração variável consistem de uma nova preocupação do planejador do sistema. A ideia agora é preparar o sistema de geração com capacidade, flexibilidade e robustez suficiente para responder aos diversos desafios operacionais. A avaliação da capacidade de reserva operativa apresentada nesta seção é focada na avaliação da confiabilidade convencional, destacando os índices de confiabilidade tradicionais a partir de dois significados diferentes (estático e operativo), e explorando uma nova visão baseada nos aspectos distributivos da reserva necessária.

### 4.5.2.1 Avaliação da Confiabilidade Convencional

Os índices de confiabilidade convencional, apresentados nas tabelas 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8 têm um coeficiente de variação  $\beta \leq 5\%$ . Além do *caso de validação CI-3S-EU*, que está de acordo com (LEITE DA SILVA *et al.*, 2010), a tabela 4.5 mostra os primeiros efeitos das alterações realizadas no sistema IEEE-RTS 96 HW. A partir de uma perspectiva da reserva estática, o efeito da substituição das séries temporais do *CI-3S-EU* pelas séries do *CI-3S-AM* (três séries temporais de vento da região das Montanhas Rochosas) reduz significativamente os índices de confiabilidade. Isso significa que as séries temporais do *CI-3S-AM* fornecem capacidade adicional em comparação com as séries temporais do *CI-3S-EU*. Adicionalmente, o efeito da substituição das séries temporais do *CI-3S-AM* para o *CI-20S-AM*, também reduz significativamente os índices de confiabilidade, e surge capacidade adicional quando são utilizadas 20 séries temporais. Esse cenário ressalta a importância de representar a diversidade do vento durante um estudo sobre a integração da potência eólica. Do ponto de vista da reserva estática, a capacidade adicional disponível é proporcionada por parques eólicos geograficamente dispersos, cujo efeito de suavização vem impactar nos índices de confiabilidade.

Diferente da avaliação da reserva estática realizada, o *caso de validação C1-3S-EU* apresentado na tabela 4.6 não segue (LEITE DA SILVA *et al.*, 2010), principalmente porque há diferenças entre as abordagens da reserva operativa em ambos os trabalhos. Nesse contexto, esse resultado segue as mesmas configurações utilizadas na avaliação da reserva estática (incertezas de carga de curto e de longo prazo equivale a 0 %) e representa uma referência para a metodologia de capacidade de reserva operativa utilizada.

**Tabela 4.5 – Reserva Estática – IEEE - RTS 96 HW com Variações de Séries Temporais Eólicas.**

<b>IEEE - RTS 96 HW Índices Convencionais</b>	<b>Caso Validação C1-3S-EU (20 parques eólicos)</b>	<b>C1-3S-EU (20 parques eólicos)</b>	<b>C1-3S-AM (20 parques eólicos)</b>	<b>C1-20S-AM (20 parques eólicos)</b>
LOLE (horas/ano)	0,3456	0,5894	0,3934	0,2555
EENS (MWh/ano)	66,49	117,60	77,89	47,95
LOLF (ocorrências/ano)	0,1360	0,3402	0,2332	0,1554
LOLD (horas/ocorrência)	2,53	1,73	1,68	1,64

**Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).**

A partir de uma perspectiva da capacidade da reserva operativa, parece que o erro de previsão do vento aumenta com o fato da substituição das séries temporais do *C1-3S-EU* pelo *C1-3S-AM*, causando uma degradação dos índices de confiabilidade como mostrado na tabela 4.6. No entanto, o efeito de aumentar o número de séries temporais, por meio da substituição das séries temporais do *C1-3S-AM* pelo *C1-20S-AM*, mostra que a diversidade do vento, nesse nível de penetração, pode de fato melhorar os índices de capacidade de reserva operativa, como mostrado na tabela 4.6. Nesse caso, a relação entre parques eólicos (efeito de suavização) conduziu a uma operação mais confiável em relação à penetração de energia eólica, reforçando os benefícios teóricos relativos às compensações entre parques eólicos.

**Tabela 4.6 – Reserva Operativa – IEEE - RTS 96 HW com Variações de Séries Temporais Eólicas**

<b>IEEE - RTS 96 HW Índices Convencionais</b>	<b>Caso Validação C1-3S-EU (20 parques eólicos)</b>	<b>C1-3S-EU (20 parques eólicos)</b>	<b>C1-3S-AM (20 parques eólicos)</b>	<b>C1-20S-AM (20 parques eólicos)</b>
LOLE (horas/ano)	0,5500	1,6401	2,4727	0,9246
EENS (MWh/ano)	112,96	379,44	344,25	195,50
LOLF (ocorrências/ano)	0,2145	1,1998	2,2176	0,7312
LOLD (horas/ocorrência)	2,56	1,36	1,11	1,26

**Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).**

Os resultados da segunda alteração proposta no sistema IEEE-RTS 96 HW, considerando 40 parques eólicos, são apresentados nas tabelas 4.7 e 4.8. Uma dedução interessante a partir de uma perspectiva da reserva estática pode ser feita ao comparar os casos

*C1-3S-AM* (tabela 4.5) e *C2-3S-AM* (tabela 4.7). Quando a integração de potência eólica aumenta muito e a capacidade térmica total diminui, é observado que o risco também aumenta. A relação de 350/1.526 (energia térmica/eólica) para 700/3.052 permanece a mesma, mas o risco do caso *C1-3S-AM* para o caso *C2-3S-AM* aumenta de 0,3934 para 0,6794 horas/ano, diminuindo a confiabilidade do sistema de geração. Esse fato destaca a importância de um bom equilíbrio entre a geração térmica e a eólica, a partir da perspectiva da capacidade.

Outra implicação pode ser vista como a seguir: embora o efeito da substituição das séries temporais do *C2-3S-AM* pelo *C2-20S-AM* mostrado na tabela 4.7, terem revelado o aumento da confiabilidade do sistema de geração, o efeito da substituição das séries temporais do *C2-20S-AM* pelo *C2-40S-AM* também mostrado na tabela 4.7, revelaram a diminuição da confiabilidade do sistema de geração. Isso significa que, a partir de certo nível de penetração de potência eólica, a diversidade do vento não pode trazer capacidade adicional melhorando os índices de reserva estática, caracterizando um efeito (da diversidade do vento) ligeiramente negativo a partir da perspectiva da reserva estática. Nessas experiências, o fator de diversidade eólica de 0,15 (3/20) é claramente melhor do que o de 0,5 (20/40), sugerindo que existe um limite de benefícios da diversidade do vento.

**Tabela 4.7 – Reserva Estática – IEEE - RTS 96 HW com aumento da Diversidade Eólica.**

<b>IEEE - RTS 96 HW Índices Convencionais</b>	<b>C2-3S-AM (40 parques eólicos)</b>	<b>C2-20S-AM (40 parques eólicos)</b>	<b>C2-40S-AM (40 parques eólicos)</b>
LOLE (horas/ano)	0,6794	0,1291	0,1623
EENS (MWh/ano)	144,35	22,87	31,64
LOLF (ocorrências/ano)	0,3790	0,0823	0,1010
LOLD (horas/ocorrência)	1,79	1,56	1,60

Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

**Tabela 4.8 – Reserva Operativa – IEEE - RTS 96 HW com aumento da Diversidade Eólica.**

<b>IEEE - RTS 96 HW Índices Convencionais</b>	<b>C2-3S-AM (40 parques eólicos)</b>	<b>C2-20S-AM (40 parques eólicos)</b>	<b>C2-40S-AM (40 parques eólicos)</b>
LOLE (horas/ano)	2,7354	0,9822	0,7351
EENS (MWh/ano)	556,39	123,26	130,35
LOLF (ocorrências/ano)	2,3057	0,9243	0,6362
LOLD (horas/ocorrência)	1,18	1,06	1,15

Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

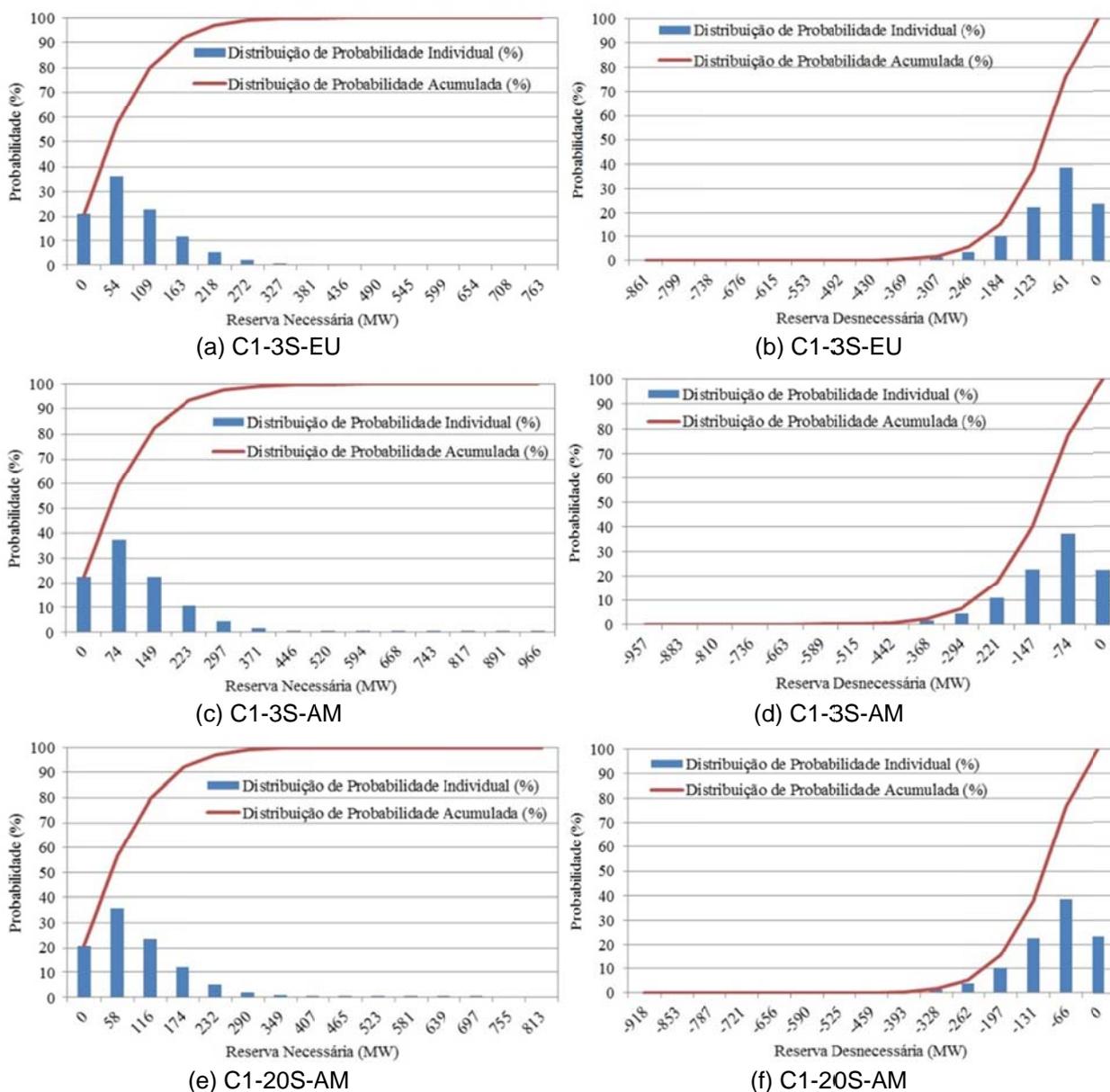
Outra análise interessante a partir da perspectiva da capacidade da reserva operativa pode ser feita por meio da comparação das tabelas 4.6 e 4.8. Quando a integração de potência

eólica aumenta muito (duas vezes), o efeito da compensação devido à relação entre os parques eólicos revelou ser útil para o sistema. Esta análise pode ser efetuada quando se comparam os casos *C1-20S-AM* (tabela 4.6) e *C2-40S-AM* (tabela 4.8). No entanto, como mostrado na tabela 4.8, a comparação entre os casos (*C2-3S-AM*, *C2-20S-AM*, e *C2-40S-AM*) revelou que o efeito da diversidade do vento sobre a capacidade de reserva operativa é significativo considerando um cenário com uso elevado de potência eólica. Nesses casos, a relação entre os parques eólicos parece reduzir os efeitos negativos causados pelo erro de previsão na integração de energia eólica.

#### **4.5.2.2 Aspectos de Distribuição de Probabilidades dos Requisitos de Reserva**

Nesse contexto, antes de iniciar a discussão desta seção, é obrigatório definir as reservas necessárias e desnecessárias, as quais configuram uma definição intuitiva ligada a partida e ao desligamento de potência sincronizada. A reserva necessária significa, dentro do procedimento de simulação, as observações horárias da potência necessária para cobrir a carga e os erros de previsão de energia eólica. A reserva desnecessária significa as observações horárias da potência disponível programada para cobrir o requisito de reserva secundária, entretanto não utilizada. Na figura 4.3 mostram-se as funções de distribuição de probabilidade individual e acumulada das reservas necessária e desnecessária para os mesmos casos da tabela 4.6, com a exceção do *caso de validação C1-3S-EU*. Em geral, pode-se interpretar o caso *C1-3S-EU* do seguinte modo: na figura 4.3 (a), o intervalo dos eventos de reserva necessária varia de 0 a 763 MW, onde os eventos mais prováveis da reserva necessária estão entre 0 e 272 MW. A partir deste último valor até 763 MW, os eventos de reserva necessária têm pequenas probabilidades de ocorrência. No mesmo sentido, na figura 4.3 (b), o intervalo dos eventos da reserva desnecessária varia de -861 MW para 0 MW, onde os eventos mais prováveis de reserva desnecessária estão entre -246 e 0 MW. De -246 MW a -861 MW, os eventos de reserva desnecessária têm pequenas probabilidades de ocorrência. O efeito da substituição de séries temporais, não afeta a forma da função de distribuição de probabilidade individual e acumulada avaliada. Na verdade, apenas o intervalo do erro de previsão de potência eólica muda com esta substituição. A partir das figuras 4.3 (a) até 4.3 (f), destaca-se esse impacto no total da reserva necessária tendo em conta esse nível de penetração de potência eólica.

Figura 4.3 – Funções de Distribuição de Probabilidade das Reservas Necessária e Desnecessária.



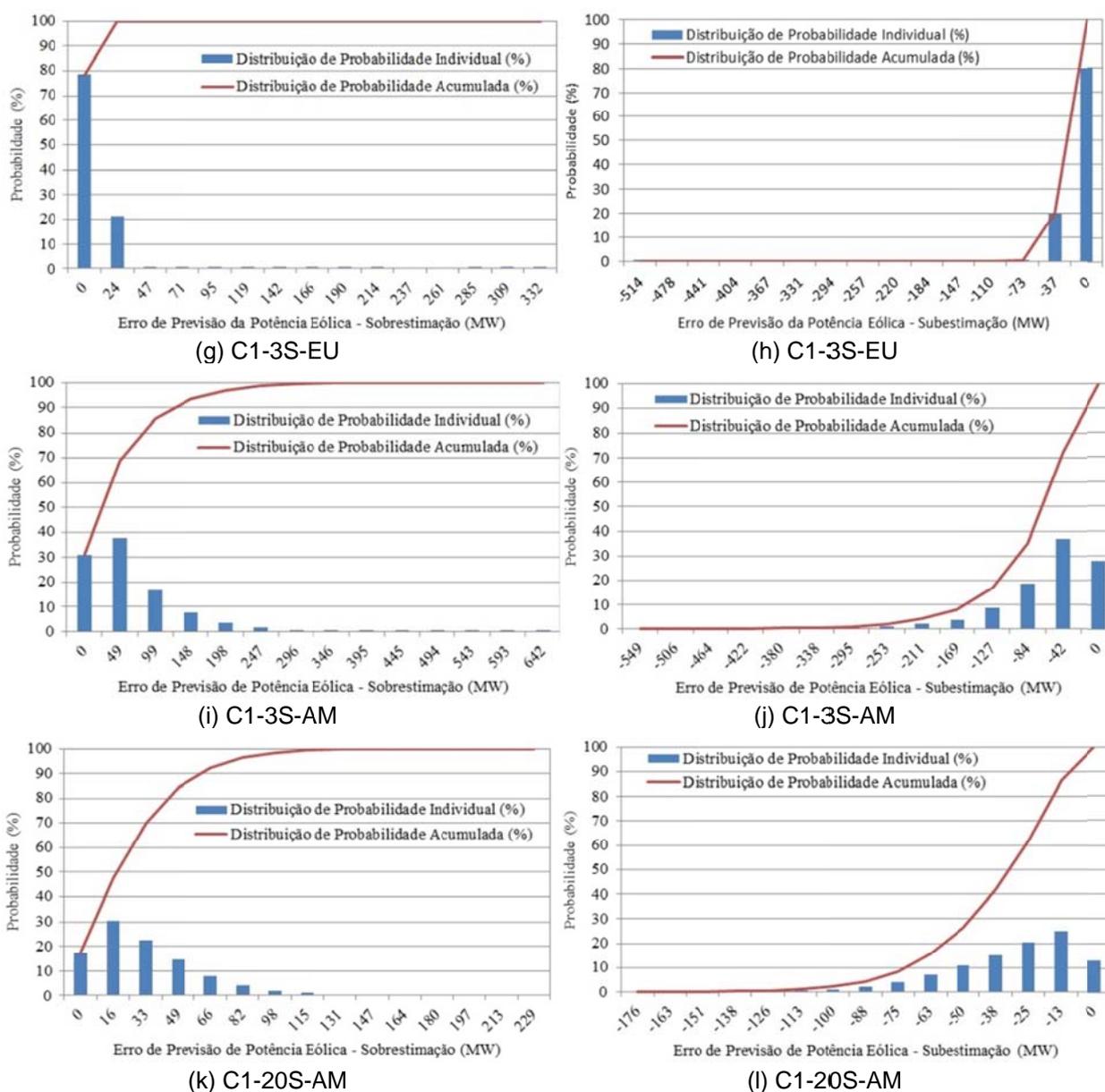
Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

A degradação dos índices de capacidade de reserva operativa mostrados na tabela 4.6 também pode ser explicada por meio do comportamento do erro de previsão de potência eólica observado. A figura 4.4 mostra as funções de distribuição de probabilidade individual e acumulada do erro de previsão de potência eólica para os mesmos casos da tabela 4.6, com a exceção do *caso de validação C1-3S-EU*. Nos casos *C1-3S-EU* e *C1-3S-AM*, onde o nível de integração de potência eólica permanece o mesmo e o comportamento do vento muda, a principal consequência foi a de aumentar o intervalo de eventos de sobre e subestimação

durante o procedimento de simulação. Nas figuras 4.4 (g) - (i), os eventos de sobre estimativa na cauda das funções de distribuição, com probabilidades muito baixas, aumentam de 332 MW para 642 MW, quando se compara o *CI-3S-EU* e o *CI-3S-AM*. Nas figuras 4.4 (h) - (j), os eventos de sub estimativa na cauda das funções de distribuição diminuem de -514 MW para -549 MW, na mesma comparação. Outro efeito é observado por meio dos eventos mais prováveis em ambos os casos: enquanto no *CI-3S-EU*, os eventos mais prováveis estão dentro do intervalo entre [0, 24] MW e [-37, 0] MW, no caso *CI-3S-AM* os mesmos estão dentro do intervalo entre [0, 148] MW e [-127, 0] MW. Esses incrementos na reserva necessária justificam a degradação dos índices de confiabilidade a partir de uma perspectiva da capacidade de reserva operativa. Entretanto, as figuras 4.4 (k) - (l) destacam a importância de representar a diversidade de vento em estudos de penetração de potência eólica. O efeito de compensação, devido à relação entre os parques eólicos, observados após a substituição das séries temporais do *CI-3S-AM* para o *CI-20S-AM*, pode ser avaliada por meio das funções de distribuição de probabilidade dos erros de previsão de energia eólica. O intervalo dos eventos mais prováveis em ambos os casos, diminui significativamente: enquanto no *CI-3S-AM* (Figura 4.4 (i)) os eventos mais prováveis estão dentro do intervalo entre [0, 148] MW, no caso *CI-20S-AM* (figura 4.4 (k)) os referidos eventos estão dentro do intervalo entre [0, 66] MW. Sem dúvida, a relação entre os parques eólicos pode efetivamente trazer benefícios da integração de potência eólica.

Além disso, apresenta-se um conjunto de outras funções de distribuição de probabilidade. Nas figuras 4.5 (m) - (n) mostram-se os eventos de erro de previsão de carga causados pelos 2 % da incerteza de carga de curto prazo. Neste caso, isso causa eventos de sobre e subestimativa que variam entre 0 e 853 MW, e entre -757 e 0 MW, respectivamente. O modelo de incerteza baseado na distribuição de Gauss desempenha um comportamento equilibrado da reserva necessária e desnecessária. Mais uma vez, a maioria dos eventos variam entre 0 e 183 MW e entre -162 e 0 MW, com probabilidades muito baixas na cauda das funções de distribuição. Na figura 4.5 (o) mostra-se a função de distribuição relacionada com os eventos de saídas forçadas de unidades geradoras. Devido aos valores discretizados da capacidade da unidade de geração a função de distribuição apresenta uma forma regular, baseada nas capacidades de cada unidade geradora. Por exemplo, na figura 4.5 (o), é possível verificar vários eventos de interrupção contendo unidades geradoras de 400 MW.

**Figura 4.4 – Funções de Distribuição de Probabilidade dos Erros de Previsão de Energia Eólica.**

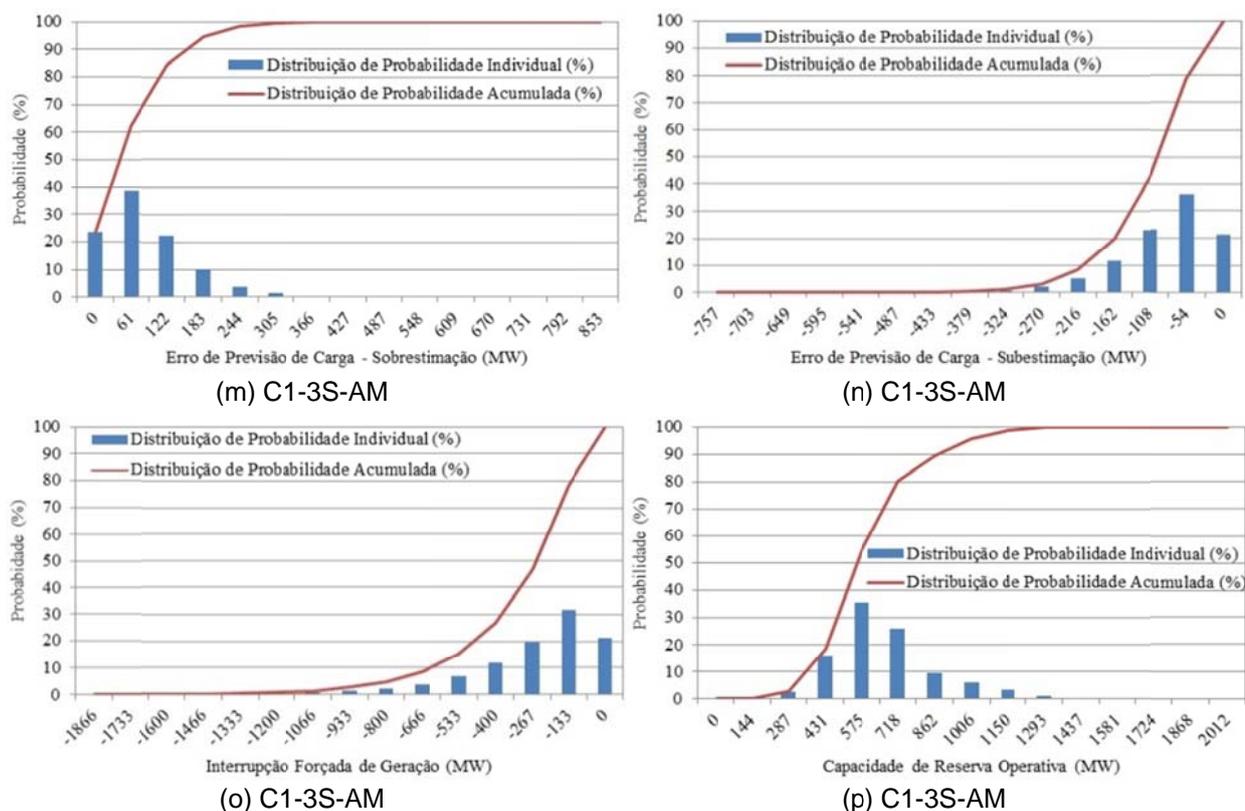


**Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).**

Finalmente, na figura 4.5 (p) mostra-se a função de distribuição de probabilidade individual e acumulada da capacidade de reserva operativa, que é composta pela capacidade de geração programada para cobrir o requisito de reserva secundária além da capacidade das unidades geradoras disponíveis pertencentes a reserva terciária rápida. Observe-se que, a capacidade de reserva operativa disponível nesse sistema de geração varia de 0 a 2.012 MW, dependendo principalmente da combinação do requisito de carga e da quantidade de unidades

de geração de saída forçada. Um grande número de outras observações pode ser efetuado utilizando essas experiências.

**Figura 4.5 – Funções de Distribuição de Probabilidade: do Erro de Previsão de Carga, da Interrupção Forçada de Geração, e da Capacidade de Reserva Operativa.**



Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

#### 4.5.2.3 Avaliação do Sistema de Geração Português (SGP).

Conforme esperado, o comportamento dos índices de confiabilidade convencionais no sentido do desempenho da capacidade de reserva operativa segue o mesmo comportamento discutido anteriormente. Quando a representação das séries temporais de vento é melhorada, substituindo as séries temporais nos casos *C3-2S-EU* e *C3-39S-AM*, os índices do sistema também são melhorados. Pode ser verificado (ver tabela 4.9) que 39 séries temporais aumentam a diversidade do vento, transferindo parte da responsabilidade do sistema pela melhoria da confiabilidade para a relação entre os parques eólicos, onde são observadas algumas das compensações de potência eólica.

Tabela 4.9 – Sistema de Geração Português (SGP): Avaliação da Reserva Operativa.

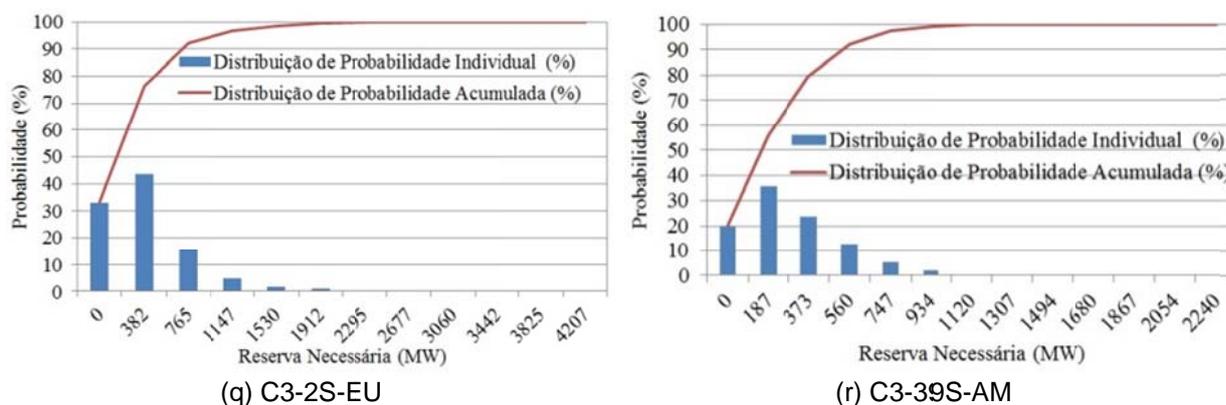
Configuração do Sistema de Geração Português	C3-2S-EU (39 parques eólicos)	C3-39S-AM (39 parques eólicos)
LOLE (horas/ano)	3,1919	0,4723
EENS (MWh/ano)	1.134,56	74,10
LOLF (ocorrências/ano)	3,1583	0,4863
LOLD (horas/ocorrência)	1,01	0,9711

Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

O efeito da substituição de séries temporais também pode ser endossado por meio da avaliação da função de distribuição de probabilidade individual e acumulada da reserva necessária do SGP. Nas figuras 4.6 (q) - (r) mostram-se as observações da reserva necessária durante o procedimento de simulação do SGP. Em primeiro lugar, as funções de distribuição de probabilidade demonstram o benefício do efeito da diversidade de energia eólica na reserva necessária. No caso *C3-2S-EU* (figura 4.6 (q)), os eventos de reserva necessária variam de 0 a 4.207 MW na cauda da função de distribuição, enquanto que no caso *C3-39S-AM* (figura 4.6 (r)), os eventos de reserva necessária variam de 0 a 2.240 MW na cauda da função de distribuição. A relação entre os parques eólicos reduziu a reserva necessária em cerca de 50 %.

De fato, a característica geográfica distribuída dos parques eólicos pode contribuir efetivamente para reduzir o comportamento volátil associado com a energia produzida por fontes eólicas.

Figura 4.6 – Funções de Distribuição de Probabilidade da Reserva Necessária para o SGP.



Fonte: (Elaborado pelo autor, 2018).

## 4.6 Conclusões

Este capítulo apresentou a aplicação de reserva operativa para avaliar as produções geograficamente dispersas de diferentes parques eólicos considerando o alto nível de incerteza introduzido por uma penetração significativa deste recurso.

Em primeiro lugar, é explorado um método analítico tradicional (PJM) para destacar as preocupações relacionadas com a reserva operativa de curto prazo. A partir dessa perspectiva de curto prazo, evidenciou-se a falta de boas opções em sistemas de previsão de potência eólica. Hoje em dia, a melhor opção para a avaliação de risco de curto prazo é o último valor de potência eólica registrada como orientação para os operadores do sistema.

A literatura atual apresenta várias opções de ferramentas de previsão de potência eólica: no entanto, dependendo do horizonte e da resolução do tempo, é difícil superar o desempenho do modelo de persistência tal como para um horizonte de tempo pequeno. Assim, os erros de previsão de energia eólica ainda são bastante elevados para serem totalmente utilizados em tal avaliação. Em segundo lugar, o algoritmo SMCS permitiu estimar o desempenho da capacidade de reserva operativa de longo prazo utilizando os índices de confiabilidade convencionais e, essencialmente, a modelagem da carga, da energia eólica e dos desvios de interrupção de geração.

Um ponto de vista interessante sobre a relação entre os parques eólicos foi destacado, principalmente quando grandes porções da capacidade de geração estão espalhadas por diversas regiões, mantendo um comportamento individual de cada parque eólico. Neste estudo em particular, o requisito de reserva diminuiu significativamente, reforçando a visão teórica sobre as compensações de energia eólica em países de grande extensão territorial com forte diversificação do comportamento do vento. De fato, a característica geográfica distribuída de parques eólicos pode contribuir efetivamente para reduzir o comportamento volátil associado com a energia produzida por fontes eólicas.

Finalmente, baseado na avaliação da distribuição do total de reserva necessária e desnecessária, a presente tese fornece informações úteis sobre a flexibilidade do sistema de geração a partir do ponto de vista do planejamento.

## CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

### 5.1 Conclusões

À medida que a integração da energia eólica variável cresce, os efeitos sobre a operação aumentam. Isso resulta em um sistema cada vez menos confiável, já que tanto a velocidade do vento quanto a curva da potência eólica apresentam um alto grau de volatilidade. Por outro lado, a informação de previsão é usada como entrada para problemas de programação, como alocação de unidades (UC) e despacho econômico (DE). Assim, ferramentas robustas de previsão são essenciais na integração da energia eólica no sistema de energia elétrica. Apesar de recentes progressos na precisão dos métodos estatísticos, tais como modelos de inteligência artificial e máquinas de aprendizagem, é alta a necessidade de previsões mais precisas em todos os horizontes de previsão, especialmente no curto prazo. Dado o fato de que a incerteza do vento e o erro de previsão são inevitáveis, uma abordagem geral para acomodar a incerteza do vento é construir um sistema flexível. Esse objetivo pode ser alcançado incorporando programas de resposta em demanda e sistemas de armazenamento de energia em redes de energia elétrica com eólica integrada. Sistemas de armazenamento de energia e programas de resposta em demanda buscam suavizar a produção de energia eólica variável, modificando a oferta e a demanda de eletricidade, respectivamente. Sistemas de armazenamento de energia tem sido uma abordagem bem sucedida nos últimos anos com o desenvolvimento de diferentes tecnologias de armazenamento, cada qual com suas próprias aplicações e características. No entanto, pesquisas adicionais devem ser realizadas para dispositivos de armazenamento eficientes e de baixo custo.

Os recentes desenvolvimentos em direção a redes inteligentes e a capacidade de comunicação entre participantes do sistema de energia elétrica permitem que os programas de resposta em demanda sejam adotados mais efetivamente na modificação da demanda de eletricidade de consumidores de uso final para manter a confiabilidade do sistema.

Novos desenvolvimentos de tecnologias de redes inteligentes são necessários para facilitar a comunicação entre os produtores de eletricidade e os consumidores, proporcionando uma melhor participação do consumidor e, assim, uma adoção mais efetiva de resposta em demanda.

A energia eólica tem aumentado a sua participação na matriz energética dos sistemas de energia elétrica a nível mundial.

Ao longo dos anos tem havido um grande desenvolvimento da Engenharia eólica com o objetivo de tornar este tipo de geração, de baixo impacto ambiental, mais competitiva e confiável (previsível). Sistemas eólicos inteligentes, e com dimensões cada vez maiores, aumentam a eficiência na captação do recurso eólico. As diferentes formas de exploração do recurso eólico, *onshore* e *offshore*, contribuem para a eficiência do aproveitamento desse recurso por meio da instalação de parques eólicos em regiões de topografias caracterizadas por relevos com baixa rugosidade da superfície e sem obstáculos, e ventos mais uniformes e com maiores velocidades.

O conhecimento detalhado do comportamento dos ventos e o mapeamento preciso desse recurso por meio de dados históricos de séries temporais de vários anos (velocidades médias de vento e potências médias) permitem a constatação de ciclos/padrões de comportamento ao longo do tempo (diário, mensal e anual) diminuindo assim a incerteza.

A análise dos dados das séries temporais de produção dos parques eólicos permite verificar e quantificar as variações da potência eólica, rampas de potência eólica a subir e a descer, previstas para um determinado período (diário, mensal e anual).

As ocorrências de rampas de potência eólica a subir e/ou a descer podem ser suavizadas à medida que exista uma maior distribuição geográfica de parques eólicos ao longo de regiões de topografias diferentes (média geográfica), reduzindo a variabilidade e aumentando a previsibilidade do recurso eólico e da potência convertida.

O conhecimento antecipado (previsão) dos ciclos de comportamento do recurso eólico, e das rampas de potência eólica a subir e/ou a descer, contribui para manter o balanço entre a geração e a demanda, para reduzir o nível de incerteza da geração eólica e para diminuir os níveis de reserva operativa convencional, levando ao aumento da confiabilidade e diminuição dos custos da operação do sistema de energia elétrica.

No intuito de integrar grandes volumes de geração eólica no sistema de energia elétrica, sem comprometer a operação do mesmo, é necessária uma maior flexibilidade para lidar com as variações previstas e não previstas na geração e na carga. Essa flexibilidade pode ser obtida por meio dos recursos convencionais existentes, da integração de novos recursos com características flexíveis, incluindo tecnologias de armazenamento, juntamente com transmissão suficiente, além de mudanças institucionais e/ou estruturais nos mercados e operações do sistema.

A determinação do montante adequado de capacidade de reserva para assegurar um fornecimento ininterrupto de energia, assim como, a consideração dos erros com relação aos valores previstos para a carga e para a geração eólica, são aspectos importantes do ponto de vista dos estudos de planejamento da expansão de sistemas de geração com grande penetração de energia eólica.

Com relação à representação das incertezas, tanto no crescimento da carga quanto nos valores previstos da produção eólica, a consideração das mesmas tem um impacto significativo. Quanto menores forem os erros entre as estimativas e os valores reais observados, melhor será a avaliação do desempenho do sistema e, conseqüentemente, mais precisas serão as decisões de planejamento e operação.

Os índices convencionais de confiabilidade, tradicionalmente empregados para avaliar os requisitos de reserva estática, também podem ser utilizados para avaliar a reserva operativa dos sistemas de geração.

Diante dos aspectos mencionados anteriormente, podem-se enumerar as seguintes contribuições deste trabalho:

- Demonstrou-se, por meio da análise estatística do comportamento do vento (séries temporais), que a distribuição geográfica dos parques eólicos em uma mesma região e em várias regiões de topografias diferentes poderá reduzir a variabilidade e aumentar a previsibilidade do recurso eólico e da potência convertida. A média geográfica é um poderoso fator que suaviza as variações na potência de saída dos parques eólicos em toda escala de tempo (diária, mensal e anual). Portanto, a potência produzida a partir de parques eólicos localizados em regiões com características de relevo diferentes variará relativamente menos do que a potência produzida por parques eólicos em uma única região, devido ao efeito da diversidade do comportamento do vento em cada região.
- A análise dos dados das séries temporais de produção dos parques eólicos, localizados em escala regional e multirregional, permitiu verificar e quantificar as variações da potência eólica previstas para um determinado período (diário, mensal e anual). Nessa análise mostrou-se que a variabilidade de potência apresentada em todos os parques eólicos pode de fato exigir flexibilidade operacional do sistema, e evidenciou-se que é obrigatório pesquisar os aspectos relacionados com a correlação da geração eólica, onde tais montantes de energia eólica podem compensar certo nível de variabilidade.
- Explorou-se o método analítico tradicional PJM para destacar as preocupações relacionadas com a reserva operativa de curto prazo. A partir dessa perspectiva de

curto prazo, evidenciou-se a falta de boas opções em sistemas de previsão de energia eólica, pois os erros de previsão de energia eólica ainda são bastante elevados para serem totalmente utilizados em tal avaliação. Apesar da existência de várias opções de ferramentas de previsão de energia eólica, conclui-se que a melhor opção para a avaliação de risco de curto prazo é o último valor de potência eólica registrada como orientação para os operadores do sistema. Dependendo do horizonte e da resolução do tempo, é difícil superar o desempenho do modelo de persistência tal como para pequenos horizontes de tempo.

- Demonstrou-se, por meio de diversas análises envolvendo configurações do sistema teste IEEE-RTS 96 e configurações do sistema de geração de Portugal, que o algoritmo SMCS permite estimar o desempenho da capacidade de reserva operativa de longo prazo utilizando os índices de confiabilidade convencionais e, essencialmente, a modelagem da carga, da energia eólica e dos desvios de interrupção de geração. Um ponto de vista interessante sobre a relação entre os parques eólicos foi destacado, principalmente quando grandes porções da capacidade de geração estão espalhadas por diversas regiões, mantendo um comportamento individual de cada parque eólico. Neste estudo em particular, o requisito de reserva diminuiu significativamente, reforçando a visão teórica sobre as compensações de energia eólica em países de grande extensão territorial com forte diversificação do comportamento do vento. De fato, a característica geográfica distribuída de parques eólicos pode contribuir efetivamente para reduzir o comportamento volátil associado com a energia produzida por fontes eólicas.

## 5.2 Propostas de Trabalhos Futuros

Com base na experiência adquirida no desenvolvimento deste trabalho e nos estudos que foram realizados é possível apontar as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

- Incluir a análise do comportamento econômico do sistema de energia elétrica (custo de operação);
- Avaliar o impacto da dispersão geográfica de unidades de geração eólica considerando a representação de redes de transmissão e interconexões entre áreas de controle;

- Avaliar o impacto da integração de veículos elétricos nos estudos de expansão de sistema de geração, comparando o desempenho em relação a outras fontes renováveis, em termos dos índices associados à reserva operativa de curto e longo prazo;
- Explorar a avaliação desenvolvida considerando a inclusão de fontes de flexibilidade não convencionais de energia, tais como fotovoltaica, célula combustível, veículos elétricos, e outras.

### **5.3 Artigo Publicado**

Como resultado da pesquisa e simulações associadas, que foram desenvolvidas com vistas à elaboração desta tese de doutorado, foi publicado, em revista científica internacional, o artigo: SANTOS, F.M.C.S.; BREMERMAN, L.E.; BRANCO, T.M.M.; ISSICABA, D. ; DA ROSA, M.A. (2018). *Impact Evaluation of Wind Power Geographic Dispersion on Future Operating Reserve Needs*. *Energies*, v. 11, p. 2863, 2018, [<http://dx.doi.org/10.3390/en11112863>]. ISSN: 1996-1073.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ADAMS, J. (2010). *Flexibility Requirements and Potential Metrics for Variable Generation: Implications for System Planning Studies*. Princeton: Nerc, 2010. 63 p. Disponível em <[http://www.nerc.com/files/IVGTF\\_Task\\_1\\_4\\_Final.pdf](http://www.nerc.com/files/IVGTF_Task_1_4_Final.pdf)>. Acesso em fevereiro de 2018.
- AHLSTROM, M.; BARTLETT, D.; COLLIER, C.; DUCHESNE, J., EDELSON, D.; GESINO, A.; KEYSER, M.; MAGGIO, D.; MILLIGAN, M.; MÖHRLÉN, C.; O’SULLIVAN, J.; SHARP, J.; STORCK, P.; DE LA TORRE RODRÍGUEZ, M. (2013). *Knowledge is power: Efficiently integrating wind energy and wind forecasts*. IEEE Power and Energy Magazine, vol. 11, no. 6, pp. 45–52.
- ALBADI, M.; EL-SAADANY, E. (2010). *Overview of wind power intermittency impacts on power systems*. Electric Power Systems Research, vol. 80, no. 6, pp. 627-632, 2010.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2019). *Banco de Informações de Geração (BIG)*. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em abril de 2019.
- ANSTINE, L. T.; BURKE, R. E.; CASEY, J. E.; HOLGATE, R.; JOHN, R. S.; STEWART, H. G. (1963). *Application of probability methods to the determination of spinning reserve requirements for the Pennsylvania - New Jersey - Maryland interconnection*. IEEE Trans. on Power Appl. Syst. 1963, vol. 82, no. 68, pp. 726–735, Oct. 1963.
- APM SUBCOMMITTEE (1999). *The IEEE reliability test system - 1996*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, Aug. 1999.
- BANAKAR, H.; LUO, C.; OOI, B. T. (2008). *Impacts of wind power minute-to-minute variations on power system operation*. IEEE Transactions on Power Systems vol. 23, no. 1, pp. 150-160, 2008.
- BELUCO, A (2012). *Três Locais para Implantação de Usina Hidrelétrica Reversível ao Sul dos Aparados da Serra, no Litoral Norte do Rio Grande do Sul*. PCH Notícias & SHP News, Ano 14, Revista nº 52, pgs. 32 a 36. Disponível em: <http://www.cerpch.unifei.edu.br/arquivos/revistas/52.pdf>. Acesso em junho de 2013.
- BILLINTON, R. e LI, W. (1994). *Reliability Assessment of Electric Power Systems using Monte Carlo Methods*. New York: Plenum Press, 1994.
- BILLINTON, R.; ALLAN. R.N. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*. New York, 2nd ed. Plenum Press, 1996.

- BILLINTON, R.; e CHOWDHURY, N. A. (1988). *Operating Reserve Assessment in Interconnected Generating Systems*. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 3, No. 4, pp.1479-1487, November 1988.
- BILLINTON, R.; e FOTUHI-FIRUZABAD, M. (1994). *A Basic Framework for Generating System Operating Health Analysis*. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 9, No. 3, pp. 1610-1617, August 1994.
- BILLINTON, R.; e KHAN, M. E. (1992). *A Security Based Approach to Composite Power System Reliability Evaluation Procedure*. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 7, No. 1, pp. 65-72, February 1992.
- BISHOP, C. M. (2006). *Pattern Recognition e Machine Learning (Information Science and Statistics)*. New York: Springer-Verlag Inc., 2006.
- BOUFFARD, F.; GALIANA, F. (2008) “*Stochastic security for operations planning with significant wind power generation*”. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 2, pp. 306-316.
- BREMERMANN, L.; DA ROSA, M. A.; MATOS, M. A.; PEÇAS LOPES J. A.; e AKILIMALI, J. S. (2012). *Operating reserve assessment incorporating a stochastic electric vehicle model*. In Proceedings of the International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2012.
- BREMERMANN, L. E. (2014). *Impact Evaluation of the large scale integration of electric vehicles in the security of supply*. PhD Thesis. Faculty of Engineering of University of Porto - FEUP, Portugal, p. 240. 2014.
- BTM Consult (2011). *World Market Update*. BTM Consult. Ringkøbing, Denmark.
- CARALIS, G.; PERIVOLARIS, Y.; RADOS, K.; ZERVOS, A. (2008). *On the effect of spatial dispersion of wind power plants on the wind energy capacity credit in Greece*. Environmental Research Letters, 2008, vol. 3, no 1, pp. 1-13, DOI: 10.1088/1748-9326/3/1/015003.
- CASTRO, N.J.; BRANDÃO R.; DANTAS, G.A. (2010a) *A bioeletricidade sucroenergética na matriz elétrica*. Etanol e bioeletricidade: a cana-de-açúcar no futuro da matriz energética, capítulo 5, pgs 137 a 152. UNICA - União da Indústria de Cana-de-açúcar, São Paulo, SP. Livro disponível em: <http://www.unica.com.br/downloads/estudosmatrizenergetica/pdf/livro-etanol-bioeletricidade.pdf>. Acesso em junho de 2013.
- CASTRO, N.J.; DANTAS, G.A.; LEITE, A.L.S.; GOODWARD, J. (2010) *Perspectivas para a Energia Eólica no Brasil*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 18. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, RJ.

- CBEE (2004). Centro Brasileiro de Energia Eólica. Universidade Federal de Pernambuco - UFPE. Disponível em: <http://www.eolica.com.br/>. Acesso em junho de 2013.
- CEPEL (2001). *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas\\_eolico\\_brasil/atlas.htm](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas_eolico_brasil/atlas.htm). Acesso em junho de 2013.
- CHAKRABORTY, S.; SENJYU, T.; YONA, A.; FUNABASHI, T. (2011) “*Security Constrained Unit Commitment Strategy for Wind/Thermal Units Using Lagrangian Relaxation based Particle Swarm Optimization*”. IEEE IPEC, pp. 549-554.
- CHANG, C-A.; WU, Y-K.; CHEN, B-K. (2016). Determination of Maximum Wind Power Penetration in an Isolated Island System by Considering Spinning Reserve, *Energies*, **2016**, 9(9): 688, DOI: 10.3390/en9090688.
- CHEN, F.; LI, F.; FENG, W.; WEI, Z.; CUI, H.; LIU, H. (2019). *Reliability assessment method of composite power system with wind farms and its application in capacity credit evaluation of wind farms*. *Electr. Power Syst. Res.* 2019, vol. 166, 73-82.
- CRITZ, D. K.; BUSCHE, S.; CONNORS, S. (2013). *Power systems balancing with high penetration renewables: The potential of demand response in Hawaii*. *Energy Conversion and Management* vol. 76, no. 0, pp. 609-619, 2013.
- CUNHA, F.M. (2011) “*Optimização do Escalonamento em Sistemas com Elevada Produção Eólica*”, Dissertação de mestrado, FEUP.
- DA ROSA, M. A. (2010). *Agent-based Technology Applied to Power Systems Reliability*. Ph.D. Thesis, Faculty of Engineering of the University of Porto, Portugal, 2010.
- DA ROSA, M. A.; BREMERMAN, L.; CARVALHO, L. M.; MATOS, M. A.; e LIQUITO, M. (2012). *Reserve Adequacy*. MERGE Project, Work Package 2, Task 2.5, Deliverable D2.2, 2012.
- DA ROSA, M.A.; HELENO, M.D.; ISSICABA, D.; MATOS, M.; e LEMOS, F. B. (2012). *A Hybrid Approach to Investigating the Distributional Aspects Associated with Reliability System Indices*. Proceedings of PMAPS 2012 - International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Istanbul, Turkey, June, 2012.
- DEGEILH, Y.; SINGH, C. (2011). *A quantitative approach to wind farm diversification and reliability*. *International Journal on Electrical Power and Energy Systems*, 2011, vol. 33, pp. 303-314, DOI: 10.1016/j.ijepes.2010.08.027.
- DENHOLM, P.; ELA, E.; KIRBY, B.; MILLIGAN, M. (2010). *The Role of energy storage with renewable electricity generation*. Technical Report. National Renewable Energy Laboratory - NREL/TP-6A2-47187, Golden, CO., January 2010.

- DENNY, E.; O'MALLEY, M. (2006). *Wind generation, power system operation, and emissions reduction*. IEEE Transactions on power systems, vol. 21, no. 1, pp. 341-347, 2006.
- DOHERTY, R.; O'MALLEY, M. (2005). *A New approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 2, pp. 587-595, May 2005.
- DRAKE, B.; HUBACEK, K. (2007). *What to expect from a greater geographic dispersion of wind farms? - a risk portfolio approach*. Elsevier Energy Policy, 2007, vol. 35, pp. 3999-4008.
- EPE (2009). Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20091214\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20091214_1.pdf). Acesso em maio de 2017.
- EPE (2010). Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20100826\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20100826_1.pdf). Acesso em maio de 2017.
- EPE (2019). Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>. Acesso em abril de 2019.
- FOLEY, A.M.; LEAHY, P.G.; MARVUGLIA, A.; MCKEOGH, E. J (2012). *Current methods and advances in forecasting of wind power generation*. Renewable Energy, vol. 37, no. 1, pp. 1-8, Jan. 2012.
- FOTUHI-FIRUZABAD, M.; BILLINTON, R.; e ABORESHAID, S. (1996). *Spinning Reserve Allocation Using Response Health Analysis*. IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 143, No. 4, pp. 337-343, July 1996.
- GOOI, H. B.; MENDES, D. P.; BELL, K. R. W.; e KIRSCHEN, D. S. (1999). *Optimal Scheduling of Spinning Reserve*. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, No. 4, pp. 1485-1492, November 1999.
- GOSSELIN, J (2012). *Maine Wind Farm Opens*. Acesso em agosto de 2012. Disponível em: <http://www.windpowerninja.com/wind-power-news/maine-wind-energy-farm-opens/>. Acesso em junho de 2013
- GWEC (2018). *Global Wind Report 2018*. April 2019. Global Wind Energy Council. Relatório disponível em <https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/GWEC-Global-Wind-Report-2018.pdf>. Acesso em abril de 2019.
- HASCHE, B. (2010). *General statistics of geographically dispersed wind power*. Wiley Wind Energy, 2010, vol. 13, no. 8, pp. 773–784. DOI: 10.1002/we.397, 2010.

- HOLTTINEN, H.; MEIBOM, P., ORTHS, A., LANGE, B.; O'MALLEY, M.; TANDE, J. O.; ESTANQUEIRO, A.; GOMEZ, E.; SÖDER, L.; STRBAC, G.; SMITH, J. C.; VAN HULLE, F. (2011). *Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration*. Wind Energy, vol. 14, no. 2, pp. 179-192, 2011.
- HOSSAIN, M. L.; ABU-SIADA, A.; MUYEEN, S. M. (2018). *Methods for Advanced Wind Turbine Condition Monitoring and Early Diagnosis: A Literature Review*. Energies 2018, 11, 1309.
- IEA Wind (2009). *IEA Wind: 2008 Annual Report*. IEA Wind Energy Systems. Disponível em: [http://www.ieawind.org/annual\\_reports\\_PDF/2008/2008%20AR\\_](http://www.ieawind.org/annual_reports_PDF/2008/2008%20AR_). Acesso em maio de 2013.
- IEA Wind (2010). *IEA Wind: 2009 Annual Report*. IEA Wind Energy Systems. Disponível em: [http://www.ieawind.org/AnnualReports\\_PDF/2009.html](http://www.ieawind.org/AnnualReports_PDF/2009.html). Acesso em maio de 2013.
- IRENA (2012). International Renewable Energy Agency. *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*. Wind Power. Volume 1: Power Sector. Issue 5/5. June 2012. Disponível em: [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications).
- KALYANI, S. e SWARUP, K. S. (2011). *Classification and assessment of power system security using multiclass SVM*. IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C: Applications and Reviews, vol. 41, no. 5, pp. 753–758, Sep. 2011.
- KHAN, M. E.; e BILLINTON, R. (1995). *Composite System Spinning Reserve Assessment in Interconnected Systems*. IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 142, No. 3, pp. 305-309, May 1995.
- KHOSRAVI, A.; KOURY, R.; MACHADO, L.; PABON, J. (2018). *Prediction of wind speed and wind direction using artificial neural network, support vector regression and adaptive neuro-fuzzy inference system*. Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 25, no., pp. 146-160, 2018.
- KIRSCHEN, D.S.; MA, J.; SILVA, V.; BELHOMME, R. (2011). *Optimizing the Flexibility of a Portfolio of Generating Plants to Deal with Wind Generation*. IEEE GM2011 - IEEE PES General Meeting, Jul. 2011.
- LEITE DA SILVA, A. M.; CASSULA, A. M.; BILLINTON, R.; e MANSO, L. A. F. (2002). *Integrated reliability evaluation of generation, transmission and distribution systems*. IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, vol. 149, no. 1, pp. 1-6, Feb. 2002.

- LEITE DA SILVA, A. M.; SALES, W. S.; MANSO, L. A. F.; e BILLINTON, R. (2010). *Long-term probabilistic evaluation of operating reserve requirements with renewable sources*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 1, pp. 106–116, Feb. 2010.
- LEITE DA SILVA, A.M.; COSTA CASTRO, J. F.; BILLINTON, R. (2018). *Probabilistic assessment of spinning reserve via cross-entropy method considering renewable sources and transmission restrictions*. IEEE Transactions on Power Systems, **2018**, vol. 33, pp. 4574-4582, DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2773561.
- LEITE DA SILVA, A.M.; FERNÁNDEZ, R. A. G.; SINGH, C. (2010). *Generating Capacity Reliability Evaluation Based on Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Methods*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, No. 1, February 2010.
- LEITE DA SILVA, A.M.; MANSO, L.A.F.; MELLO, J.C.O.; BILLINTON, R. (2000). *Pseudo-chronological simulation for composite reliability analysis with time varying loads*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 15, no. 1, pp. 73–80, Feb. 2000.
- LEITE, A. P. (2005). *Modelagem de Fazendas Eólicas para Estudos de Confiabilidade*. Dissertação de Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, RJ.
- LI, L.; ZHOU, M.; WANG, D.; HUANG, Y.; HAN, Z. (2017). *Universal Generating Function Based Probabilistic Production Simulation Approach Considering Wind Speed Correlation*. *Energies*, 2017, 10(11), 1786, DOI: <https://doi.org/10.3390/en10111786>.
- LOPES, V. S.; BORGES, C. L. T. (2015). *Impact of the Combined Integration of Wind Generation and Small Hydropower Plants on the System Reliability*. IEEE Trans. on Sustainable Energy, 2015, vol. 6, no. 3, pp. 1169–1177.
- LOWERY, C.; O'MALLEY, M. (2012). *Impact of wind forecast error statistics upon unit commitment*. IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 3, no. 4, pp. 760-768, 2012.
- MADARIAGA, A.; MARTINEZ DE ALEGRIA, I.; MARTIN, J.L.; EGUIA, P.; CEBALLOS, S. (2011). *Analysis of the technology currently used in Offshore Wind energy systems*. IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, vol., no., pp. 831-836, 7-10 Nov. 2011.
- MADSEN, H.; KARINIOTAKIS, G.; NIELSEN, H.A.; NIELSEN, T.S.; PINSON, P. (2004). *A Protocol for Standardizing the Performance Evaluation of Short-Term Wind Power Prediction Models*. Deliverable report of the EU project ANEMOS, March 2004.

Disponível em: [http://hal.archives-ouvertes.fr/docs/00/52/72/48/PDF/standardizing\\_-\\_00527248.pdf](http://hal.archives-ouvertes.fr/docs/00/52/72/48/PDF/standardizing_-_00527248.pdf). Acesso em fevereiro de 2014.

- MARANGON LIMA, J. W.; e LEITE DA SILVA, A. M. (1996). *Spinning Reserve Requirements for Multi-Area Systems*. Proceedings of 12th PSCC - Power Systems Computation Conference, Dresden, Alemanha, Vol. II, pp. 724-729, August 1996.
- MARANGON LIMA, J. W.; e LEITE DA SILVA, A. M. (1997). *Spinning Reserve Requirements in a Competitive Environment*. Proceedings of the 5th PMAPS - Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Vancouver, BC, Canadá, pp. 431-438, September 1997.
- MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R. A. e PEREIRA, E. B. (2008). *O Aproveitamento da Energia Eólica*. Revista Brasileira de Ensino de Física, v. 30, n. 1, 1304.
- MATOS, M. A. e BESSA, R. J. (2011). *Setting the operating reserve using probabilistic wind power forecasts*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 2, pp. 594–603, May 2011.
- MATOS, M. A.; PEÇAS LOPES J. A.; DA ROSA, M. A.; FERREIRA, R.; LEITE DA SILVA, A. M.; SALES, W. S.; RESENDE, L.; MANSO, L. A. F.; CABRAL, P.; FERREIRA, M.; MARTINS, N.; ARTAIZ, C.; SOTO, F.; e LÓPEZ, R. (2009). *Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: the Portuguese and Spanish cases*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 31, no. 9, pp. 562–569, Oct. 2009.
- MATOS, M. e BESSA, R. (2009) *Operating Reserve Adequacy Evaluation using Uncertainties of Wind Power Forecast*. IEEE Bucharest Power Tech Conference.
- MATOS, M.A.; PEÇAS LOPES, J.A.; ROSA, M.A.; FERREIRA, R.; LEITE DA SILVA, A.M. (2009a). *Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases*. IJEPES, vol. 31, no. 9, pp. 562-569, May 2009.
- MEIRINHOS, J.L.M. (2010). *Escalonamento e Pré-Despacho incluindo Produção Eólica*, Dissertação de mestrado, FEUP.
- MOGHADDAM, S. Z. (2019). *Generation and transmission expansion planning with high penetration of wind farms considering spatial distribution of wind speed*. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2019, vol. 106, pp. 232–241.
- MONTEIRO, C.; BESSA, R.; MIRANDA, V.; BOTTERUD, A.; WANG, J.; CONZELMANN, G (2009). *Wind Power Forecasting: State-of-the-Art 2009*. Report ANL/DIS-10-1, Argonne National Laboratory, Nov. 2009.

- MORALES, J.M.; CONEJO, A.J.; PEREZ-RUIZ, J. (2009). *Economic valuation of reserves in power systems with high penetration of wind power*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 2, pp. 900–910, May 2009.
- NASCIMENTO, M.H.L. (2005). *Impacto de Centrais Eólicas no Mercado de Energia Elétrica*. Dissertação de Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, MG.
- NERC (2010). *Flexibility Requirements and Potential Metrics for Variable Generation: Implications for System Planning Studies*. North American Electric Reliability Corporation - NERC, Integration of Variable Generation Task Force - IVGTF, Special Report, August 2010. Disponível em: <https://www.esig.energy/resources/>. Acesso em setembro de 2014.
- NOGUEIRA, L.P.P. (2011) *Estado Atual e Perspectivas Futuras para a Indústria Eólica no Brasil*. Dissertação de Mestrado em Ciências em Planejamento Energético - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ.
- NREL (2017). *Wind power data*. Disponível em: <http://www.nrel.gov/>. Acesso em outubro de 2017.
- OLIVEIRA FILHO, O. D. Q. (2011). *Uma Metodologia para Estimativa do Aproveitamento Eólico Offshore no Litoral Brasileiro, Estudo de Caso: a Ilha de Itamaracá - PE*. Dissertação de mestrado em Engenharia Mecânica. Universidade Federal de Pernambuco. Recife, PE.
- ONS (2019) – *Boletim Mensal de Geração Eólica - Fevereiro/2019*. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Diretoria de Operação - DOP. Gerência de Pós-Operação do CNOS e COSR-NCO. Disponível em: [http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim\\_%20E%C3%B3lica\\_fev\\_%202019.pdf](http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_%20E%C3%B3lica_fev_%202019.pdf). Acesso em abril de 2019.
- ORTEGA-VAZQUEZ, M. A.; KIRSCHEN, D. S. (2007). *Optimizing the Spinning Reserve Requirements Using a Cost/Benefit Analysis*. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 22, No. 1, pp. 24-33, February 2007.
- ORTEGA-VAZQUEZ, M.A.; KIRSCHEN, D.S. (2009). *Estimating the spinning reserve requirements in system with significant wind power generation penetration*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 24, no. 1, pp. 114-124, Feb. 2009.
- PAPOULIS, A.; PILLAI, S.U. (2002). *Probability, Random Variables and Stochastic Process*. 4th Ed. New York: McGraw-Hill, 2002.

- PAPPALA, V.S.; ERLICH, I.; SINGH, S.N. (2008). *Unit Commitment under Wind Power and Demand Uncertainties*. Power System Technology and IEEE Power India Conference.
- PEÇAS LOPES, J. A.; MATOS, M. A.; GOMES CABRAL, P. H.; SAMPAIO FERREIRA M. P.; ARTAIZ WERT, C. J.; SOTO MARTOS, F.; ROSA M. A.; FERREIRA, R.; LEITE DA SILVA, A. M.; SALES, W. S.; RESENDE, L.; e MANSO, L. A. F. (2008). *Dealing with Intermittent Generation in the Long-Term Evaluation of System Adequacy and Operational Reserve Requirements in the Iberian Peninsula*. Cigré Proceedings, Paris, France, Paper C1-304, August 2008.
- PEREIRA, M. M. (2004). *Um Estudo do Aerogerador de Velocidade Variável e Sua Aplicação para Fornecimento de Potência Elétrica Constante*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora, MG.
- PEREIRA, M. V. F. e BALU, N. J. (1992). *Composite generation/transmission reliability evaluation*. Proceedings of the IEEE, vol. 80, no. 4, pp. 470–491, Apr. 1992.
- PLANKon (2012). *References*. Engineering company for wind and solar energy – PLANKon. Disponível em: <http://www.wgmedia-server.de/plankon.de/en/references-5.html>. Acesso em: Agosto de 2012.
- PRESS, W. H.; TEUKOLSKY, S. A.; VETTERLING, W. T.; E FLANNERY, B. P. (2007). *Numerical Recipes: The Art of Scientific Computing*. 3rd ed. Cambridge University Press, 2007.
- REI, A. M.; LEITE DA SILVA, A. M.; JARDIM, J. L.; e MELLO, J. C. O. (2000). *Static and dynamic aspects in bulk power system reliability evaluations*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 1, pp. 189-195, Feb. 2000.
- REN - Rede Elétrica Nacional (2012). *Dados Técnicos*. Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/DadosTecnicos.aspx>. Acesso em maio de 2012.
- RUBINSTEIN, R.Y.; KROESE, D.P (2008). *Simulation and the Monte Carlo Method*. *Wiley's Series in Probability and Statistics*. John Wiley & Sons, Inc, New Jersey, 2nd edition, Feb. 2008.
- RUIZ, P. A.; PHILBRICK, C. R.; ZAK, E.; CHEUNG, K. W.; SAUER, P. W. (2009). *Uncertainty management in the unit commitment problem*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 2, pp. 642-651, 2009.

- SALES, W.S. (2009). *Planejamento da Reserva Operativa de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica*. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI. Itajubá, MG.
- SANTOS, F.M.C.S.; BREMERMAN, L.E.; BRANCO, T.M.M.; ISSICABA, D.; DA ROSA, M.A. (2018). *Impact Evaluation of Wind Power Geographic Dispersion on Future Operating Reserve Needs*. *Energies*, v. 11, p. 2863, 2018, ISSN: 1996-1073, [<http://dx.doi.org/10.3390/en11112863>].
- SEGURO, J.V.; LAMBERT, T.W. (2000). *Modern Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Energy Analysis*. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 85, pp. 75-84, 2000.
- SHEBLE, G. B.; FAHD, G. N. (1994). *Unit commitment literature synopsis*. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 128-135, 1994.
- SILVA JÚNIOR, I.C. (2008). *Planejamento da Operação de Sistemas Termoelétricos Utilizando Análise de Sensibilidade Associada a Procedimentos Heurísticos*. 2008. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ.
- SOMAN, S. S.; ZAREIPOUR, H.; MALIK, O.; MANDAL, P. (2010). *A review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons*. *North American Power Symposium-NAPS*, IEEE, vol., no. 4, pp. 1-8, 2010.
- STRBAC, G. and ILEX CONSULTING (2002). *Quantifying the System Costs of Additional Renewables in 2020*. London: Department of Trade and Industry. Disponível em: [www.dti.gov.uk/energy/developpep/080scar\\_report\\_v2\\_0.pdf](http://www.dti.gov.uk/energy/developpep/080scar_report_v2_0.pdf). Acesso em maio de 2013.
- STRBAC, G.; SHAKOOR, A.; BLACK, M.; PUDJANTO, D.; BOPP, T. (2007). *Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems*. *Electric Power Syst. Research*, vol. 77, no. 9, pp. 1214-1227, 2007.
- SULAEMAN, S.; TIAN, Y.; BENIDRIS, M.; MITRA, J. (2017). *Quantification of storage necessary to firm up wind generation*. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2017, vol. 53, 3228-3236, DOI: 10.1109/TIA.2017.2685362.
- TAKRITI, S.; BIRGE, J. R.; LONG, E. (1996). *A stochastic model for the unit commitment problem*. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 3, pp. 1497-1508, 1996.
- TAZI, N.; CHÂTELET, E.; BOUZIDI, Y. (2017). *Using a Hybrid Cost-FMEA Analysis for Wind Turbine Reliability Analysis*. *Energies* 2017, 10, 276.
- TEH, J. (2018). *Adequacy Assessment of Wind Integrated Generating Systems Incorporating Demand Response and Battery Energy Storage System*. *Energies* 2018, 11, 2649.

- TÓMASSON, E.; SÖDER, L. (2018). *Generation adequacy analysis of multi-area power systems with a high share of wind power*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33, 3854-3862, DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2769840.
- TOMCZEWSKI, A.; KASPRZYK, L. (2018). *Optimization of the Structure of a Wind Farm-Kinetic Energy Storage for Improving the Reliability of Electricity Supplies*. *Appl. Sci.* 2018, 8, 1439.
- TRAPP, B. (2009). *Análise de Viabilidade de uma Fazenda Eólica Offshore no Rio Grande do Sul*. Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia Mecânica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, RS.
- TUOHY, A.; DENNY, E.; O'MALLEY, M. (2007). *Rolling Unit Commitment for Systems with Significant Installed Wind Capacity*. *IEEE Lausanne Power Tech*.
- TUOHY, A.; MEIBOM, P.; DENNY E.; O'MALLEY, M. (2009). *Unit Commitment for Systems With Significant Wind Penetration*. *IEEE Transactions on Power Systems*.
- TUOHY, A.; MEIBOM, P.; O'MALLEY, M. (2008). *Benefits of stochastic scheduling for power systems with significant installed wind power*. *IEEE PMAPS*.
- UCKUN, C.; BOTTERUD, A.; BIRGE, J. R. (2016). *An improved stochastic unit commitment formulation to accommodate wind uncertainty*. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 2507-2517, 2016.
- UMMELS, B. C.; GIBESCU, M.; PELGRUM, E.; KLING, W. L.; BRAND, A. J. (2007). *Impacts of Wind Power on Thermal Generation Unit Commitment and Dispatch*. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 1.
- VASCONCELOS, H. e PEÇAS LOPES, J. A. (2006). *ANN design for fast security evaluation of interconnected systems with large wind power production*. In *Proceedings of the International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2006.
- WAGNER, H.-J. e MATHUR, J. (2009). *Introduction to Wind Energy Systems: Basics, Technology and Operation*. Series: Green Energy and Technology. Springer-Verlag, Berlin, 2009.
- WAN, C.; XU, Z.; PINSON, P.; DONG, Z. Y.; WONG, K. P. (2014). *Optimal prediction intervals of wind power generation*. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 3, pp. 1166-1174, 2014.
- WANG, J.; BOTTERUD, A.; BESSA, R.; KEKO, H.; CARVALHO, L.; ISSICABA, D.,; SUMAILI, J.; MIRANDA, V. (2011). *Wind power forecasting uncertainty and unit commitment*. *Applied Energy*, vol. 88, no. 11, pp. 4014-4023, 2011.

- WANG, J.; BOTTERUD, A.; MIRANDA, V.; MONTEIRO C.; SHEBLE, G. (2009). *Impacts of Wind Power Forecasting on Unit Commitment and Dispatch*. Disponível em <http://www.dis.anl.gov/pubs/65610.pdf>. Acesso em maio de 2013.
- WANG, J.; SHAHIDEHPOUR, M.; LI, Z. (2008). *Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, no. 3.
- WILMAR (2010). *Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets*. Projeto disponível em <http://www.wilmar.risoe.dk>. Acesso em novembro de 2018.
- WINDEUROPE (2018). *Wind energy in Europe in 2018 - Trends and statistics*. Published in February 2019. European Wind Energy Association. Relatório disponível em: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2018.pdf>. Acesso em abril de 2019.
- WINDEUROPE (2018a). *Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2018*. Published in February 2019. European Wind Energy Association. Relatório disponível em: <https://windeurope.org/about-wind/statistics/offshore/european-offshore-wind-industry-key-trends-statistics-2018/>
- WISER, R. e BOLINGER, M. (2018). *2017 Wind Technologies Market Report*. U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. Washington, D.C. (US). [https://emp.lbl.gov/sites/default/files/2017\\_wind\\_technologies\\_market\\_report.pdf](https://emp.lbl.gov/sites/default/files/2017_wind_technologies_market_report.pdf). Acesso em abril de 2019.
- WU, F. F.; TSAI, Y.-K.; e YU, Y.-X. (1988). *Probabilistic steady-state and dynamic security assessment*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, no. 1, pp. 1–9, Feb. 1988.
- WU, L.; SHAHIDEHPOUR, M.; LI, T. (2007). *Stochastic security-constrained unit commitment*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, no. 2, pp. 800-811, 2007.
- XIE, L.; CARVALHO, P.; M., FERREIRA, L. A.; LIU, J.; KROGH, B. H.; POPLI, N.; ILIC, M. D. (2011). *Wind integration in power systems: Operational challenges and possible solution*. Proceedings of the IEEE, vol. 99, no. 1, pp. 214–232, 2011.
- YAN, J.; LIU, Y.; HAN, S.; WANG, Y.; FENG, S. (2015). *Reviews on uncertainty analysis of wind power forecasting*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 52, pp. 1322-1330, 2015.
- YANG, H.; WANG, L.; ZHANG, Y.; QI, X.; WANG, L.; WU, H. (2018). *Reliability Assessment of Wind Farm Electrical System Based on a Probability Transfer Technique*. Energies 2018, 11, 744.

- ZHANG, Y.; WANG, J.; WANG, X. (2014). *Review on probabilistic forecasting of wind power generation*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, vol. 32 (C), pp. 255-270, 2014.
- ZHAO, Y.; LI, D.; DONG, A.; KANG, D.; LV, Q.; SHANG, L. (2017). *Fault Prediction and Diagnosis of Wind Turbine Generators Using SCADA Data*. Energies 2017, 10, 1210.
- ZHAOQIANG ZHANG; MATVEEV, A.; OVREBO, S.; NILSSEN, R.; NYSVEEN, A. (2011). *State of the art in generator technology for offshore wind energy conversion systems*. Electric Machines & Drives Conference (IEMDC), 2011 IEEE International, vol., no., pp.1131-1136, 15-18 May 2011.