FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Impacto da Produção Eólica na Fiabilidade do Sistema de Produção

José Pedro Aguiar Duarte

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa

31 de Julho de 2014

U.PORTO

FEUP FACULDADE DE ENGENHARIA UNIVERSIDADE DO PORTO

MIEEC - MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES 2013/2014

A Dissertação intitulada

"Impacto da Produção Eólica na Fiabilidade do Sistema de Produção"

foi aprovada em provas realizadas em 16-07-2014

o júri

Presidente **Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura**
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Professora Doutora Cristina Faustino Agreira
Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Electrotécnica do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.

Autor - José Pedro Aguiar Duarte

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

© José Pedro Aguiar Duarte, 2014

Resumo

A utilização de recursos renováveis, como o vento, para produção de energia elétrica, têm recebido uma considerável atenção nos anos recentes. A energia eólica apresenta-se como o recurso energético renovável com maior sucesso, ao garantir uma proteção ambiental e uma elevada eficiência. A sua intermitência, por outro lado, resulta numa incapacidade de regular a frequência e a tensão, pelo que é necessário utilizar uma adequada modelização por forma a determinar a fiabilidade de um recurso intermitente mas que tem sido integrado em grande escala nos sistemas de produção de energia elétrica.

Em todo o Mundo e em particular na Europa, a qualidade e a continuidade de serviço são fatores que têm de ser permanentemente garantidos para todos os consumidores. Para além da exigência por parte dos consumidores, de uma adequada qualidade de serviço no fornecimento de energia elétrica, é necessário proceder-se a estudos acerca da modelação da velocidade do vento, à previsão de produção e à fiabilidade do sistema de produção.

Uma análise detalhada dos diagramas de cargas e das indisponibilidades das unidades convencionais, bem como das produções médias anuais, tanto para centrais convencionais como para eólicas, permite calcular os índices de fiabilidade que, posteriormente, irão disponibilizar informação relativa ao impacto da produção eólica na fiabilidade do sistema de produção.

Palavras-chave:

Energia eólica, Fiabilidade do sistema de produção, Produção eólica, Recursos renováveis, Sistema de produção.

Abstract

The use of renewable resources such as wind, to produce electricity has received considerable attention in recent years. Wind energy is the renewable energy source with most success to ensure environmental protection with high efficiency. The intermittence of the source results in an inability to regulate the frequency and voltage, so it is necessary to define models to evaluate the reliability of a resource that has been substantially integrated in electricity production systems.

Throughout the World and in particular across Europe, the electricity service quality has to be guaranteed to all consumers. In addition to guarantee to consumers a electricity quality service, it is important to proceed to studies to modeling the wind speed, forecast production and system reliability.

An analysis of the load diagrams and unavailability of the conventional units as well as annual productions, for conventional and wind units, permite to obtain values for the reliability indexes and, subsequently, disclose information about the impact of wind generation on reliability of the electricity production system.

Keywords:
Electricity, Production system, Reliability, Renewable resources, Wind power, Wind power generation.

Agradecimentos

Ao longo do meu percurso académico, os obstáculos e as dificuldades foram surgindo gradualmente. A meta de conclusão do curso, no entanto, tornou-se um incentivo por forma a diminuir as complexidades que passei. Todo o estudante tem de se focar num objetivo e fazer os possíveis para o traçar com o melhor desempenho possível, utilizando todas as aprendizagens desenvolvidas, tanto de caráter académico como pessoal.

Em primeiro lugar, agradeço ao Professor Doutor Fernando Maciel Barbosa, por todo o apoio demonstrado e pelos os conhecimentos transmitidos, bem como por todo o tempo disponibilizado em melhorar todo o meu desenvolvimento de aprendizagem.

Um grande agradecimento aos meus pais, pelo apoio em todo o meu trajeto universitário e pelo carinho demonstrado quando mais precisava deles. A toda a minha família, em geral, um muito obrigado, pela ajuda imprescindível que demonstraram de forma a tornar-me o que sou hoje.

Aos meus amigos tenho a agradecer todos os bons momentos que me proporcionaram e que jamais serão esquecidos, como todas as palavras de apoio que me transmitiram quando mais necessitava.

Em especial, um agradecimento e reconhecimento de tudo o que foi vivido a uma pessoa muito importante na minha vida, e que acompanhou o meu percurso académico, a minha namorada.

José Pedro Aguiar Duarte

"Cada pessoa deve trabalhar para o seu aperfeiçoamento e, ao mesmo tempo, participar da responsabilidade coletiva por toda a humanidade."

Marie Curie

Conteúdo

1 Introdução **1**
1.1 Considerações gerais . . . 1
1.2 Enquadramento . . . 2
1.3 Objetivos . . . 5
1.4 Estrutura da Dissertação . . . 6

2 A Produção de Energia Elétrica Utilizando Fontes de Energia Renovável **7**
2.1 Energias Renováveis . . . 7
2.2 Energia Eólica . . . 8
2.2.1 Aproveitamento da Energia Eólica: Efeitos do Vento . . . 9
2.2.2 A Energia do Vento . . . 11
2.2.2.1 Lei de Betz . . . 12
2.2.3 Tecnologia do Aerogerador . . . 15
2.2.3.1 Caracterização do Rotor . . . 15
2.2.3.2 Caracterização do Gerador . . . 17
2.3 Energia Eólica em Portugal . . . 18
2.3.1 Energia Eólica Offshore . . . 21
2.4 Energia Eólica no Mundo . . . 23
2.4.1 Alemanha . . . 28
2.4.2 Reino Unido . . . 28
2.4.3 Espanha . . . 30
2.4.4 Estados Unidos da América . . . 31
2.4.5 Canadá . . . 32
2.4.6 China . . . 33
2.4.7 Índia . . . 33
2.4.8 Japão . . . 34
2.4.9 Brasil . . . 35
2.5 Integração da Energia Eólica nos Sistemas Elétricos de Energia . . . 36
2.5.1 Capacidade de suportar Cavas de Tensão . . . 38
2.5.2 Potência Reativa . . . 39
2.5.3 Black Start - Arranque de rede isolada . . . 40
2.6 Conclusão . . . 40

3 Fiabilidade do Sistema Elétrico de Energia **41**
3.1 Introdução . . . 41
3.2 Considerações Gerais de Fiabilidade . . . 43
3.3 Fiabilidade dos Sistemas de Produção . . . 48
3.4 Análise das Capacidades Fora de Serviço . . . 49

3.4.1 Arredondamento e Truncamento da tabela das probabilidades das CFS . . 52
3.4.2 Análise de Recorrência para construção da tabela das CFS 53
3.5 Índices de Fiabilidade 54
3.5.1 Determinação do LOLE 55
3.5.2 Determinação do LOLP 56
3.5.3 Determinação do LOEE 57
3.6 Conclusão 58

4 Fiabilidade da Produção em Parques Eólicos **59**
4.1 Introdução 59
4.2 Crédito de Capacidade (*CC*) 59
4.3 Efetiva Capacidade de Suporte de Carga 61
4.4 Avaliação da Fiabilidade de um SEE com Produção Eólica 62
4.4.1 Análise Retrospetiva 62
4.4.2 Análise Prospetiva 63
4.4.3 Curvas de Fiabilidade 63
4.4.4 Métodos de Aproximação 64
4.5 Conclusão 65

5 Análise e Resultados do Estudo do Sistema Teste **67**
5.1 Introdução 67
5.2 Constituição do sistema em estudo 67
5.3 Produção de energia e análise de consumo 69
5.4 Análise da fiabilidade do sistema teste sem considerar a produção eólica 70
5.5 Análise da fiabilidade do sistema teste com integração de produção eólica 72
5.5.1 Métodos de aproximação e curvas de fiabilidade 73
5.6 Análise de resultados 77
5.7 Conclusão 78

6 Conclusão e Projeção Futura **79**
6.1 Conclusão 79
6.2 Projeção futura 80

Referências **81**

Lista de Figuras

1.1 Diagrama de produção eólica . . . 3
1.2 Índices de Eolicidade e Oscilação mensal desde 2009 a 2013 . . . 3
1.3 Índices de Eolicidade e Oscilação entre Outubro e Dezembro de 2013 . . . 4
1.4 Potência total dos parques eólicos em Portugal (em MW) . . . 5

2.1 Exemplo de um parque eólico *Onshore* nos EUA e de um parque eólico *Offshore* na Dinamarca . . . 9
2.2 Forças que atuam sobre a pá do Aerogerador . . . 11
2.3 Albert Betz (1885-1968) . . . 12
2.4 Representação esquemática da Lei de Betz . . . 13
2.5 Potência de saída típica de uma turbina de geração eólica . . . 14
2.6 Esquema da constituição típica de um Aerogerador . . . 15
2.7 Aerogerador com Rotor de Eixo Vertical . . . 16
2.8 Aerogerador com Rotor de eixo horizontal . . . 17
2.9 Tipos de Geradores Assíncronos e Síncronos utilizados em Aerogeradores . . . 18
2.10 Mapa dos parques eólicos em Portugal . . . 19
2.11 Capacidade geradora acumulada em Portugal . . . 20
2.12 Taxa de crescimento anual da capacidade geradora em Portugal . . . 20
2.13 *WindFloat* - Eólica *offshore* Aguçadoura, Portugal . . . 22
2.14 Crescimento da capacidade geradora de base eólica . . . 23
2.15 Quotas de mercado dos Estados membros da União Europeia para o ano 2013 relativas a novas capacidades de instalação, com um total de 11.159 MW . . . 24
2.16 Capacidade de energia eólica instalada na União Europeia . . . 25
2.17 Capacidade de instalação anual por região mundial . . . 26
2.18 Capacidade eólica instalada no Mundo . . . 27
2.19 Capacidade de operação de energia eólica no Reino Unido . . . 29
2.20 Evolução anual e acumulada da potência eólica instalada em Espanha . . . 30
2.21 Capacidade eólica instalada no Canadá . . . 32
2.22 Capacidade do potencial eólico na Índia . . . 34
2.23 Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil . . . 35
2.24 Curvas de duração de produção anual de um parque eólico . . . 38
2.25 Curva U(t) . . . 39
2.26 Curva Iq(U) . . . 39

3.1 Custo incremental da fiabilidade $\Delta C/\Delta F$ . . . 42
3.2 Custo total de fiabilidade . . . 43
3.3 Ciclo de vida de funcionamento de um componente . . . 43
3.4 Modelo de um alternador com um estado de avaria parcial . . . 44

3.5 Curvas das funções de fiabilidade e de probabilidade acumulada de falha 45
3.6 Hierarquização do Sistema Elétrico de Energia (SEE) 48
3.7 Diagrama de cargas classificado 54
3.8 Cálculo do LOLE para um diagrama de cargas classificado linear 56
3.9 Energia Não Fornecida 57

4.1 Capacidade do sistema de produção de energia, sem e com produção eólica . . . 60
4.2 Representação das curvas de fiabilidade para cálculo da ELCC 64

5.1 Constituição do aerogerador da marca *ENERCON*, modelo *E44* 68
5.2 Curva de potência calculada para o modelo *E44* 68
5.3 Diagrama de produção eólica e térmica para o ano de 2012 69
5.4 Diagrama de cargas classificado linear - ano 2012 69
5.5 Curva de fiabilidade sem produção eólica 72
5.6 Curva de fiabilidade com o gerador convencional equivalente ao parque eólico . . 75
5.7 Curva de fiabilidade com zona de interceção 76
5.8 Valores de LOLP 77
5.9 Valores de LOLE 77

Lista de Tabelas

3.1 Dados relativos aos grupos 50
3.2 Tabela das CFS do Grupo 1 50
3.3 Tabela das CFS do Grupo 2 50
3.4 Tabela das CFS do Grupo 1 e do Grupo 2 50
3.5 Tabela das CFS do Grupo 1, do Grupo 2 e do Grupo 3 51
3.6 Probabilidade das CFS do sistema 51
3.7 Dados dos grupos do novo sistema 51
3.8 Tabela das probabilidades das CFS do novo sistema 52
3.9 Tabela das CFS do Grupo 3 52
3.10 Tabela das probabilidades das CFS do novo sistema, juntamente com o Grupo 3 . 52
3.11 Determinação do LOLE 56

5.1 Informação relativa ao FOR da central termoelétrica 70
5.2 Tabela das probabilidades das CFS 71
5.3 Evolução dos índices de fiabilidade sem produção eólica 72
5.4 Informação relativa ao FOR do sistema elétrico juntamente com o gerador convencional equivalente ao parque eólico 73
5.5 Tabela das probabilidades das CFS com o gerador convencional equivalente ao parque eólico 74
5.6 Evolução dos índices de fiabilidade com o gerador convencional equivalente ao parque eólico 75

Abreviaturas e Símbolos

AC	*Alternating Current*
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
AWEA	*American Wind Energy Association*
BT	Baixa Tensão
CanWEA	*Canadian Wind Energy Association*
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CC	Crédito de Capacidade
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CFS	Capacidades Fora de Serviço
Cp	Coeficiente de Retardamento
DEWI	*German Wind Energy Institute*
DC	*Direct Current*
EDP	Energias de Portugal
ELCC	Efetiva Capacidade de Suporte de Carga
ENEOP	Eólicas de Portugal
ENF	Energia Não Fornecida
EWEA	*European Wind Energy Association*
FC	Fator de Capacidade
FOR	*Forced Outage Rate*
IE	Índice de Eolicidade
LC	*Load Controller*
LOEE	*Loss of Energy Expectation*
LOEP	*Loss of Energy Probability*
LOLE	*Loss of Load Expectation*
LOLP	*Loss of Load Probability*
MC	*Micro Source Controller*
MCE	Método de Capacidade Efetiva
MCF	Método de Capacidade Firme
MGCC	*Micro Grid Central Controller*
MT	Média Tensão
MTBF	*Mean Time Between Failures*
MTTF	*Mean Time To Failure*
MTTR	*Mean Time To Repair*
OE	Oscilação sobre a Eolicidade Homóloga
PE-R	Parques Eólicos de Referência
PI	Produtores Independentes
PRE-FER	Produção da Eletricidade de origem Renovável em Regime Especial
PTC	*Production Tax Credit*

Quercus	Associação Nacional de Conservação da Natureza
REE	Rede Elétrica de Espanha
REN	Redes Energéticas Nacionais
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SVC's	*Static Var Compensators*
UE	União Europeia
WWEA	*World Wind Energy Association*

TWh	Terawatt.hora
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt.hora
MW	Megawatt
MWh	Megawatt.hora
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt.hora
kg	Kilograma
%	Percentagem
h	Hora
t	Tempo
f	Frequência
E	Energia
m	Tempo Médio de Funcionamento
r	Tempo Médio de Reparação
ΔC	Variação de Custo
ΔF	Variação de Fiabilidade
λ	Taxa de Avarias
μ	Taxa de Reparações
R(t)	*Reliability*
F(t)	*Failures*

Capítulo 1

Introdução

O objetivo desta dissertação é o estudo do Impacto da Produção Eólica na Fiabilidade do Sistema de Produção. Será apresentada uma análise do plano Nacional e Mundial de produção de energia eólica, comparando o estado Nacional com o resto do Mundo bem como um estudo do funcionamento dos aerogeradores. Posteriormente são determinados os índices de fiabilidade para o sistema de produção e analisado em particular o impacto da produção eólica na fiabilidade do sistema de produção.

1.1 Considerações gerais

O elevado uso de combustíveis fósseis levam à degradação do meio ambiente, pelo que é imperioso optar por outras fontes de energia capazes de sustentar a sociedade e que ao mesmo tempo protejam o planeta do efeito de estufa e do aquecimento global, que tem vindo a aumentar. Estas fontes de energia renováveis caracterizam-se nomeadamente pelo seu carácter temporal indeterminado. Estas energias renováveis têm como origem na energia emitida pelo sol, que posteriormente origina a do vento, das marés e os caudais de água.

O Protocolo de Quioto, que entrou em vigor em 2005, implementou vários mecanismos para reduzir as emissões de gases poluentes para a atmosfera e assim, reduzir o efeito de estufa. O Protocolo de Quito permitiu a criação de subsídios negociáveis tendo em conta percentagens de emissões, para encorajar o investimento de modo a obter uma maior eficiência energética nos países em desenvolvimento, bem como a utilização de reservas de carbono por parte dos países desenvolvidos para compensar as suas emissões [1]. A partir desta convenção organizada por diversos países, os incentivos para o uso de energias renováveis aumentaram as medidas implementadas para a redução da emissão de gases poluentes e nocivos para a saúde da população mundial.

A emissão destes gases é essencialmente devida ao uso excessivo de combustíveis fósseis, nomeadamente o carvão e o petróleo. A utilização excessiva da energia fóssil, enquanto modo de desenvolvimento económico, presente e futuro, levará inevitavelmente ao colapso económico e social, e ao fim da sociedade como a conhecemos, sendo que nem medidas de reestruturação

económica e social ou medidas tendentes à adoção de novas fontes energéticas poderão impedir o fim da sociedade moderna, baseada em hidrocarbonetos [2].

A utilização de fontes de energia renovável tem recentemente recebido uma maior importância devido ao facto das unidades convencionais poluírem em grande escala o ambiente. A energia solar e a energia eólica têm atraído uma maior atenção e são reconhecidas como fontes de energia de sucesso em comparação com todas as outras [3]. A energia eólica, em particular, apresenta-se num patamar superior à solar devido à elevada capacidade das suas turbinas, tornando os custos de produção mais competitivos.

Esta fonte de energia, no entanto, também apresenta as suas desvantagens devido à elevada variação dos regimes de vento em espaço e tempo, tornando o seu controlo bem como o da sua potência gerada muito difícil [4]. Há também vários problemas de planeamento e de operação com o aumento da penetração de energia eólica num sistema de energia.

1.2 Enquadramento

A energia desempenha um papel fundamental na indústria e em toda a sociedade mundial. Este fator é influenciado, nomeadamente, pela crescente necessidade de conforto e bem-estar por parte dos cidadãos.

O papel desempenhado pela energia é importante na economia global sendo de extrema importância a não existência de falhas que possam levar à quebra do Sistema Elétrico de Energia (SEE) e colocar em causa o fornecimento de energia aos consumidores. Todo este processo de resolução de possíveis lacunas tornam o sistema de enorme complexidade mas controlável por parte das entidades competentes, mantendo e reforçando os aspetos relativos a qualidade e continuidade de serviço do fornecimento de energia elétrica.

Segundo os dados da Quercus (Associação Nacional de Conservação da Natureza) e da APREN (Associação Portuguesa de Energias Renováveis) o investimento em fontes de energia renovável é vital para a independência económica e energética do País, para além do respeito pelos compromissos climáticos internacionais. Os valores apresentados tiveram por base os dados de produção de eletricidade em Portugal Continental, em 2013, publicados pela REN – Redes Energéticas Nacionais a 2 de Janeiro de 2014. Em termos de vento, conduziu a um aumento de mais de 20% da produção de eletricidade a partir desta fonte. A produção da eletricidade de origem renovável em regime especial (a PRE-FER, ou seja, toda a renovável à exceção da grande hídrica) aumentou em relação a 2012, tendo sido responsável por 32% de toda a eletricidade produzida em Portugal Continental em 2013, comparativamente aos 27% de 2012. Este aumento deve-se sobretudo à energia eólica, que garantiu 23% da produção elétrica. Em cada hora de consumo de eletricidade em 2013, dezanove minutos tiveram origem nestas centrais renováveis (PRE-FER), dos quais catorze minutos foram produzidos pela energia eólica [5].

Analisando para o dia em que o estudo foi efetuado, isto é, para 18 de Março de 2014, figura 1.1, é possível verificar a partir do diagrama de produção eólica, o registo de potência prevista e a gerada nesse dia.

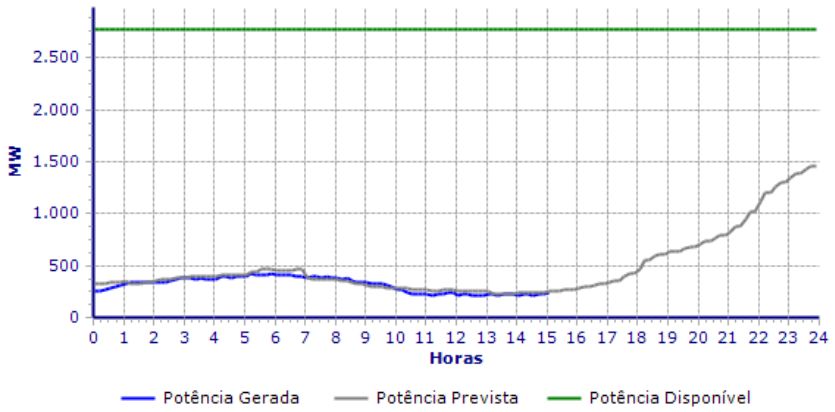
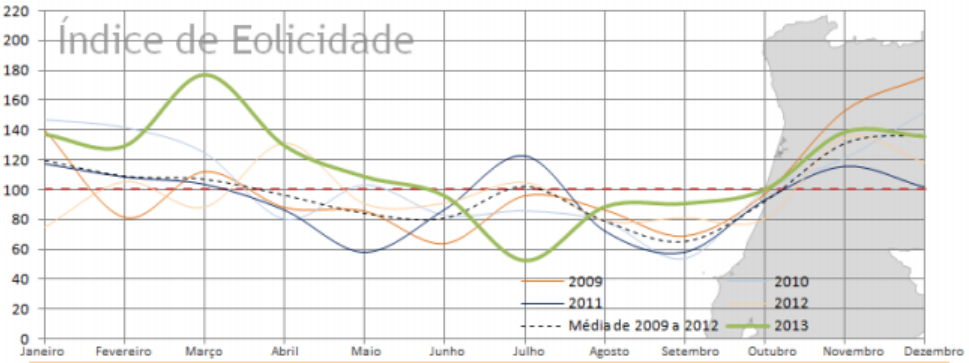


Figura 1.1: Diagrama de produção eólica [6]

Os fatores que condicionam o diagrama de produção eólica apresentado na figura 1.1 são variados, mas fixam-se principalmente nos índices de eolicidade e de oscilação. Foram analisados, neste caso, na figura 1.2, os índices de eolicidade mensal e de oscilação de 2009 até 2013.



Índice de Eolicidade					
	2009	2010	2011	2012	2013
Janeiro	140	147	117	75	137
Fevereiro	81	142	108	105	129
Março	112	125	103	88	177
Abril	88	80	86	131	129
Maio	85	103	58	91	109
Junho	64	83	87	91	96
Julho	96	86	122	105	53
Agosto	86	79	72	79	89
Setembro	69	54	58	81	91
Outubro	97	99	93	80	100
Novembro	152	121	115	135	138
Dezembro	175	152	101	118	136
Anual	104	106	94	98	115

Oscilação					
2009	2010	2011	2012	2013	
▲ 24%	▲ 32%	▲ 5%	▼ 33%	▲ 23%	Janeiro
▼ 28%	▲ 22%	▼ 3%	▼ 6%	▲ 17%	Fevereiro
▼ 6%	▲ 9%	▼ 12%	▼ 24%	▲ 53%	Março
▼ 9%	▼ 16%	▼ 13%	▲ 32%	▲ 32%	Abril
▲ 1%	▲ 19%	▼ 32%	▲ 7%	▲ 26%	Maio
▼ 17%	▼ 5%	▲ 7%	▲ 12%	▲ 16%	Junho
▲ 2%	▼ 13%	▲ 24%	▲ 4%	▼ 42%	Julho
▼ 5%	▼ 3%	▼ 14%	▼ 5%	▲ 6%	Agosto
▲ 6%	▼ 17%	▼ 10%	▲ 25%	▲ 40%	Setembro
▲ 1%	▲ 4%	▲ 2%	▼ 13%	▲ 8%	Outubro
▲ 23%	▲ 2%	▼ 6%	▲ 11%	▲ 12%	Novembro
▲ 31%	▲ 18%	▼ 23%	▼ 11%	▲ 3%	Dezembro

Figura 1.2: Índices de Eolicidade e Oscilação mensal desde 2009 a 2013 [7]

De seguida, são apresentados os dados mais recentes que correspondem ao período entre Outubro e Dezembro de 2013, figura 1.3.

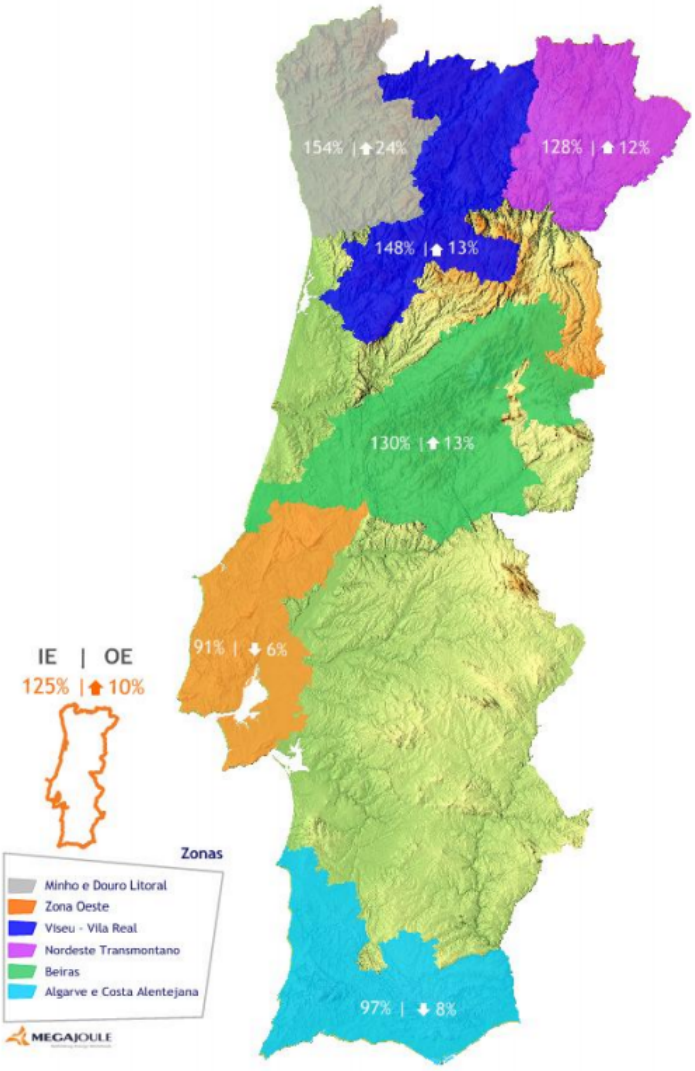


Figura 1.3: Índices de Eolicidade e Oscilação entre Outubro e Dezembro de 2013 [7]

Ao longo dos anos a produção de energia elétrica proveniente do vento em Portugal tem tido tendência a aumentar e novos índices de eolicidade e de oscilação serão calculados para melhor se perceber a movimentação do vento e para melhor aproveitamento da potência extraída por parte dos aerogeradores. Também é possível , na figura 1.4, o aumento do número de parques eólicos devido às boas condições que Portugal apresenta para a instalação de parques eólicos.

O presidente do consórcio Eólicas de Portugal (ENEOP), responsável pela instalação de 1.200 MW de potência eólica, admitiu, em 23 de Julho de 2013, que existem condições para atribuição de mais de 500 MW para produção de energia eólica em Portugal. Segundo Aníbal Fernandes, a análise ao mercado da eletricidade em Portugal, numa altura em que o consórcio ENEOP já

instalou 1.000 MW da licença de que dispõe, permite concluir que "há espaço"para mais cerca de 500 MW de potência eólica em terra [8].

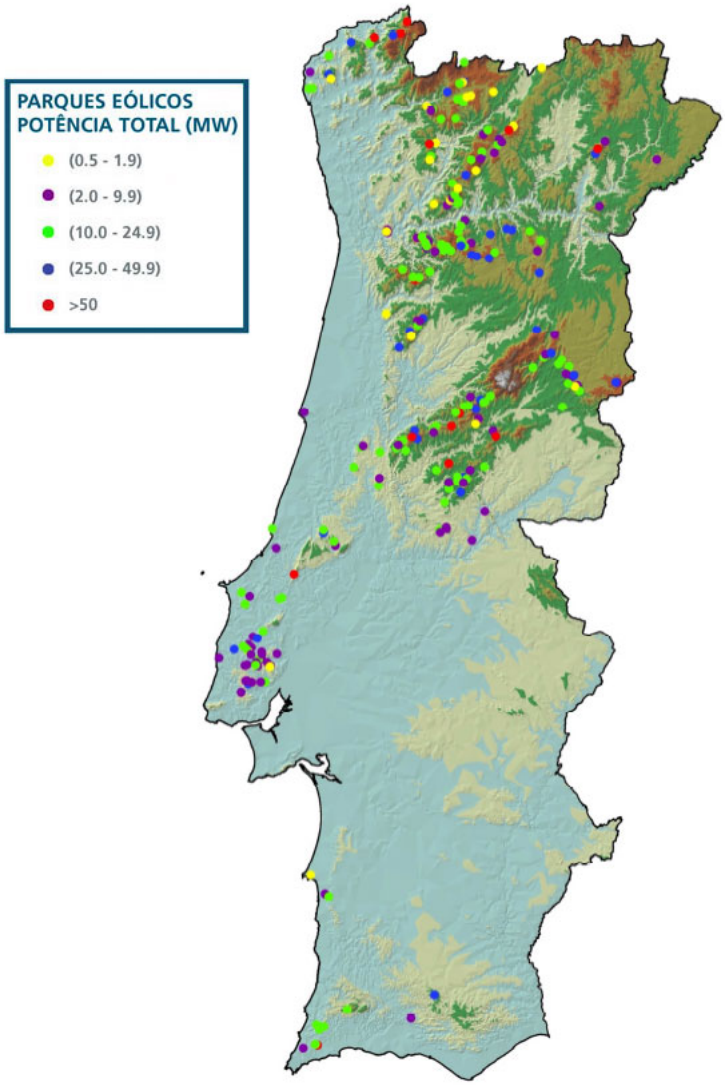


Figura 1.4: Potência total dos parques eólicos em Portugal (em MW) [6]

1.3 Objetivos

O objetivo desta dissertação é avaliar o impacto da produção eólica na fiabilidade do sistema produtor:

- Analisar o plano Nacional e Mundial de produção de energia eólica, comparando a situação Portuguesa com o resto do Mundo, e estudar o funcionamento dos aerogeradores;
- Estudar, num sistema teste, o impacto da produção da energia eólica, tendo em conta a intermitência do vento;

- Determinar os índices de fiabilidade para o sistema de produção, analisando em particular o impacto da produção eólica na fiabilidade do sistema de produção.

Os índices de fiabilidade para o estudo do sistema teste variam consoante o diagrama de cargas, a produção por parte dos aerogeradores, os diversos cenários de vento tendo em conta a eolicidade e oscilação do mesmo a nível Nacional, bem como o estudo da manutenção a executar de acordo com o tipo de geradores instalados. E são, nomeadamente:

- LOLE, *Loss of Load Expectation*;
- LOLP, *Loss of Load Probability*;
- ENF, Energia Não Fornecida.

1.4 Estrutura da Dissertação

A dissertação está dividida em seis capítulos devidamente estruturados, juntamente com Referências.

No primeiro capítulo são apresentados os objetivos principais da dissertação, é feita a introdução ao tema e as considerações gerais sobre a energia eólica e é apresentado o seu enquadramento no plano eólico Nacional.

No segundo capítulo é apresentada uma caracterização das energias renováveis, nomeadamente a eólica, o plano Nacional e Mundial e uma comparação entre ambos. Também é apresentado o funcionamento da tecnologia eólica e a diferenciação entre *onshore* e *offshore*.

No terceiro capítulo, denominado por "Fiabilidade do Sistema Elétrico de Energia", são apresentados os conceitos e conteúdos relativamente aos índices de fiabilidade, bem como o modo do seu cálculo analítico.

No quarto capítulo "Fiabilidade da Produção em Parques Eólicos", expõem-se os impactos causados pela introdução da produção de energia eólica no sistema produtor com base nos estudos realizados para a fiabilidade do sistema, tendo em conta os diversos cenários que a carga está sujeita.

No quinto capítulo "Análise e Resultados do Estudo do Sistema Teste", é analisado o sistema em estudo de forma pormenorizada e são apresentados todos os resultados obtidos e determinadas observações tendo em conta o sistema em análise. Os dados fornecidos relativos às produções anuais são de caráter confidencial.

No sexto e último capítulo "Conclusão e Projeção Futura", são apresentados os resultados do trabalho desenvolvido e apresentadas propostas de melhorias futuras.

Capítulo 2

A Produção de Energia Elétrica Utilizando Fontes de Energia Renovável

2.1 Energias Renováveis

No século XXI o aumento considerável do consumo de energia originou que a proteção do ambiente tenha assumido um papel de enorme relevância.

A energia elétrica é indispensável tanto para a indústria como para o conforto e bem-estar da sociedade pelo que é importante seguir determinados padrões de qualidade que obriguem as empresas produtoras e distribuidoras a satisfazer as necessidades dos consumidores, tendo em conta a não degradação do ambiente, nomeadamente controlando as emissões de gases com efeito de estufa, como o dióxido de carbono e o hexafluoreto de enxofre.

É extraordinariamente importante a integração de fontes de energia de carácter renovável para substituir as unidades convencionais térmicas. Esta integração de novas fontes de energia é muito devida ao aumento industrial, e consequente aumento económico, de muitos países como a China, Coreia, Índia, Brasil e entre outros.

Prevê-se que 48 regiões da Ásia vão aumentar o seu consumo de energia em 67% até 2035, o que faz com que sejam responsáveis por mais de metade do consumo de energia elétrica a nível mundial. Nestas regiões o carvão continuará a ser a fonte de energia mais utilizada, atingindo cerca de 83% da produção total de energia, o que levanta problemas ambientais [9].

A produção de energia elétrica proveniente de recursos renováveis é muito importante hoje em dia para os sistemas de produção de energia. No entanto é esperado um aumento considerável da participação das fontes de energia renovável como a eólica, fotovoltaica e hidroelétrica, para a produção da energia elétrica. Atualmente a energia eólica apresenta-se como uma das principais fontes de produção de energia elétrica devido à grande facilidade de extração de potência gerada por parte dos aerogeradores a partir do vento, com um custo nulo de combustível e um impacto

ambiental extremamente reduzido. Determinados problemas advém do seu uso, como a incapacidade de regular a tensão e as suas características de intermitência que não permitem o despacho da sua produção [10].

A partir dos anos 80, o desenvolvimento dos aerogeradores, nomeadamente o desenvolvimento do seu controlo devido à evolução da eletrónica de potência, o estudo pormenorizado da eolicidade e oscilação do vento tornou possível uma maior e melhor extração da energia proveniente do vento por parte das turbinas eólicas. Não se apresentando como uma energia despachável, devido às variações e intermitências do vento, as políticas adjacentes à utilização da energia eólica incrementaram a sua utilização como forma de produção de energia elétrica.

2.2 Energia Eólica

A energia eólica é uma renovável que é utilizada para substituir fontes de combustíveis fósseis, de forma a contribuir para a redução do efeito estufa. O nome de eólica provém do grego *aeolicus* que define o Deus Grego *Eólo*, deus dos ventos da mitologia grega. Tem sido explorada e aproveitada desde os tempos antigos, por forma a permitir o movimento dos barcos que eram impulsionados pelas velas e, também, para que a engrenagem dos moinhos para o bombeamento de água e moagem de grãos funcionasse, transformando a energia eólica em energia mecânica.

A sua obtenção é a partir da ação do vento, pela utilização da energia cinética gerada pelas correntes aéreas. Devido à incidência solar na Terra ser irregular, aquecendo o planeta muito mais rapidamente em zonas equatoriais e em solo terrestre que em oceânico, o aquecimento diferenciado origina um sistema de convenção atmosférico. O ar quente, visto ser menos denso e mais leve, ascende a altitudes mais elevadas ao contrário do ar frio, que se apresenta mais denso do que o ar quente. Tendo em conta o sistema rotacional da Terra, o movimento das correntes atmosféricas ocorre diretamente nos hemisférios norte e sul. Ao colidir com a superfície terrestre, as correntes de ar originam diferenciadas pressões atmosféricas e, o vento resulta do movimento entre essas correntes de ar até encontrarem o equilíbrio entre os sistemas de pressão.

Atualmente a energia eólica é usada para fazer rodar as pás das turbinas, que acionam os alternadores eólicos. O seu princípio de funcionamento baseia-se na conversão da energia cinética, resultante do movimento de rotação causado pela incidência do vento nas pás do rotor da turbina, em energia elétrica. Os aerogeradores, de forma a produzirem energia de forma rentável, são agrupados em grandes concentrações denominadas de parques eólicos, mas também podem ser usados isoladamente, permitindo alimentar localidades remotas e distantes da rede de transmissão.

Para além das instalações em terra (*onshore*), os parques eólicos também podem ser instalados no mar ou oceano (*offshore*), como mostram na figura 2.1, respetivamente, permitindo um maior aproveitando do recurso a partir da sua presença em zonas marítimas e, também, devido à grande área disponível.



Figura 2.1: Exemplo de um parque eólico *Onshore* nos EUA e de um parque eólico *Offshore* na Dinamarca, [11] e [12], respetivamente

Determinados institutos de investigação, como o Instituto de Energia Eólica Alemão (*DEWI*) e o Instituto de Investigação Dinamarquês *Risø*, estão integrados em programas de investigação a nível Europeu e de cooperação internacional no sector da energia eólica, programas esses que contribuíram para os avanços industriais e tecnológicos dos pioneiros da energia eólica. Devido à estreita co-operação entre os institutos de investigação e os pioneiros da energia eólica, foram desenvolvidos e implementados padrões internacionais, regulamentação precisa e um *design* cada vez mais eficientes, tendo levado ao desenvolvimento de parques eólicos modernos e economicamente viáveis [13]. Em 1991, a Dinamarca instalou o primeiro parque eólico *offshore* do mundo, um projeto de 5 MW, no mar Báltico.

2.2.1 Aproveitamento da Energia Eólica: Efeitos do Vento

A variação do vento com a altura ao solo, rugosidade do solo, turbulência, presença de obstáculos, bem como o efeito de esteira e do parque, entre outros, são fatores que influenciam o aproveitamento da fonte de energia eólica [14]:

Rugosidade: a partir dos mil metros de altura a superfície terrestre deixa de ter influência sobre a velocidade do vento. Nas camadas mais baixas a velocidade do vento é afetada pela fricção com a superfície terrestre. Em geral, quanto maior a rugosidade do terreno maior o abrandamento do vento. Por exemplo, um bosque ou uma grande cidade abrandam muito a velocidade do vento, apresentando uma classe de rugosidade 3 a 4 (definição utilizada pela industria eólica para classificar a rugosidade). Já uma pista de um aeroporto, ou uma planície abrandam apenas ligeiramente o vento, com uma classe de rugosidade a atingir 0,5 a 1, enquanto que a superfície do mar ou de um lago tem uma influência quase nula, classe de rugosidade 0, devido à insignificante alteração da velocidade do vento.

Variabilidade do vento: devido à flutuação da velocidade do vento, o seu conteúdo energético tem tendência a variar continuamente. A magnitude destas flutuações e a produção energética da turbina dependem das condições climatéricas e das condições locais (objetos e superfície). Pequenas variações rápidas podem, no entanto, ser compensadas pela inércia do rotor. Na maior

parte dos locais da terra o vento sopra mais intensamente durante o dia em comparação com a noite devido, essencialmente, às diferenças de temperaturas entre a superfície do mar e a superfície da terra, que são maiores durante o dia que durante a noite. No entanto durante o dia apresentam-se certas variações e maior turbulência. Por outro lado, a maior produção diurna pode ser vantajosa do ponto de vista comercial, uma vez que os períodos de cheia registam-se durante o dia.

Turbulência: são fenómenos naturais como tempestades com fortes rajadas de vento em variadas direções ou em áreas em que a superfície é muito acidentada (grande rugosidade) afetando a turbulência do vento e, também, por detrás de obstáculos como edifícios onde ocorra muita turbulência com fluxos de ar irregulares, como remoinhos e vórtices. A turbulência reduz a possibilidade de utilizar o vento de forma efetiva num aerogerador, originando um maior desgaste e possibilidades de ruturas (fadiga estrutural). Por esta razão as torres eólicas são normalmente suficientemente altas para evitar as turbulências do vento ao nível do solo, com uma altura de 50 a 120 metros.

Obstáculos: diversos obstáculos que afetam o vento, tais como edifícios, árvores, formações rochosas, entre outros, podem diminuir a velocidade do vento de forma significativa e criar turbulência ao redor deles. Grande parte da turbulência é gerada na região por detrás do obstáculo, e pode propagar-se até 3 vezes a dimensão do objeto, pelo que é de evitar grandes obstáculos perto das turbinas eólicas, e em particular, nas direções do vento dominante.

Efeito de Esteira: o vento que abandona a turbina tem um conteúdo energético inferior, criando uma proteção na direção a favor do vento. De facto, existe uma esteira por trás da turbina, ou seja, uma cauda de vento muito turbulenta e abrandada em comparação com o vento que chega à turbina (expressão com origem na esteira produzida pelos barcos). Num estudo de projeção de um parque eólico é importante evitar a turbulência ao redor das turbinas, daí a que a distância mínima equivalente entre cada turbina seja de três diâmetros de rotor. Nas direções do vento dominante esta separação deve ser ainda maior, cerca de 5 diâmetros do rotor.

Efeito do Parque: como referido no efeito esteira, cada aerogerador irá travar o vento ao extrair energia, sendo o ideal poder separar as turbinas o máximo possível na direção dominante do vento. No entanto, devido aos elevados custos do terreno e ligação à rede é aconselhado instalar as turbinas o mais próximo umas das outras. Como norma, a separação entre aerogeradores é de 5 a 9 diâmetros de rotor na direção dos ventos dominantes, e de 3 a 5 diâmetros nas direções perpendiculares dos ventos dominantes. As perdas típicas de energia devida a este efeito situam-se em 5%, já tendo em conta as formas de minimizar este tipo de efeitos.

Efeito de Túnel: quando o vento passa entre dois edifícios altos ou entre uma passagem estreita dentre duas montanhas é comprimido na parte exposta ao vento e a sua velocidade aumenta consideravelmente entre os dois obstáculos. Este efeito é denominado de efeito túnel ou *venturi*, que tornaria possível, na teoria, obter velocidades de vento 1/3 superiores. Ao colocar-se uma turbina eólica entre duas colinas muito acidentadas os efeitos da turbulência que possivelmente irão existir poderão anular as eventuais vantagens do efeito túnel e criar problemas de fadiga nos materiais.

Efeito Colina: os aerogeradores, atualmente, são instalados perto do topo de colinas uma vez

que a velocidade do vento nestes locais é superior ao das áreas circundantes. Este facto deve-se à compressão que o vento sofre na zona onde sopra, e que, ao chegar ao topo da colina, pode voltar a expandir-se pela ladeira a sotavento da colina. Caso a colina seja muito acidentada, pode ser originada turbulência significativa, que pode anular a vantagem do efeito colina.

Condições Marítimas: as condições de rugosidade são variadas, devido à produção de ondas. Pode-se considerar que a rugosidade da superfície da água é muito baixa e os obstáculos ao vento são poucos, devendo nos cálculos ter-se em conta entre outros, a consideração de ilhas, faróis, tal como se faz com determinados obstáculos para a variação da rugosidade em terra. Uma menor rugosidade traduz-se num perfil de velocidade mais estável, no qual o vento não experimenta grandes mudanças em altura, sendo possível torres mais baixas, com cerca de 0,75 x diâmetro do rotor (normalmente, em terra, as torres têm uma altura de um diâmetro de rotor ou mais). No mar, a turbulência é menor do que em terra, devido às menores diferenças de temperatura e a diferentes alturas (no mar a radiação solar penetra vários metros de profundidade, enquanto em terra a radiação concentra-se na camada superficial, aquecendo-a muito mais), pelo que é de esperar um maior tempo de vida dos aerogeradores.

2.2.2 A Energia do Vento

O aerogerador obtém a energia convertendo a energia do vento num binário que atua sobre as pás do rotor. Por outras palavras, converte a energia do vento em energia mecânica, que posteriormente será convertida em energia elétrica no alternador. A quantidade de energia transferida ao rotor pelo vento depende da densidade do ar, da área de varrimento do rotor e da velocidade do vento [14].

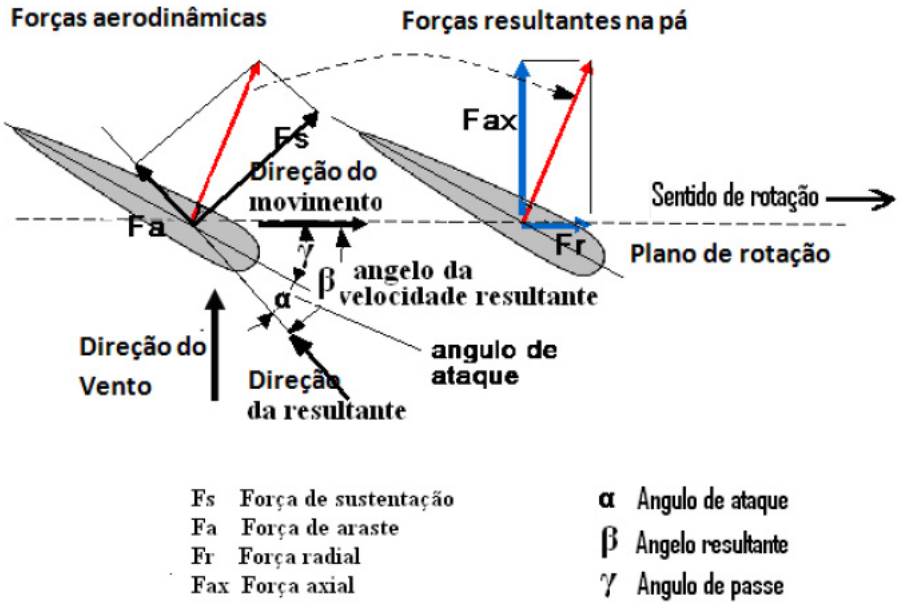


Figura 2.2: Forças que atuam sobre a pá do Aerogerador [15]

Densidade do Ar: a energia cinética de um corpo em movimento é proporcional à sua massa, assim a energia cinética do vento depende da densidade do ar, ou seja, da sua massa por unidade de volume. Quanto maior o peso e densidade do ar, maior será a quantidade de energia que a turbina irá receber. À pressão atmosférica normal a densidade do ar é de 1,225 Kg/m^3. A grandes altitudes a pressão do ar diminui e o ar é menos denso.

Área de Varrimento do Rotor: a área de varrimento (área de uma circunferência πxr^2) determina a quantidade de energia do vento que a turbina eólica é capaz de captar. Dado que a área do rotor aumenta com o quadrado do raio, uma turbina duas vezes maior recebe 4 vezes mais energia.

Desvio do Vento: considerando uma situação real, o aerogerador desvia o vento antes deste chegar ao plano do rotor, pelo que nunca será possível capturar toda a energia do vento, *Lei de Betz*. O vento ao surgir da direita de um aerogerador faz com que o rotor da turbina eólica o trave no momento em que captura a sua energia cinética e a converte em energia rotacional o que implica que o vento se mexe mais devagar na parte esquerda do rotor do que na parte direita. Uma vez que a quantidade de ar (por segundo) que passa através da área de varrimento do rotor desde a direita deve ser igual à quantidade de ar que abandona a área do rotor pela esquerda, ocupando o ar uma maior secção transversal (diâmetro), por detrás do plano do rotor. Este efeito é traduzido pelo tubo de corrente (tubo imaginário em redor do rotor) e mostra como o vento em movimento lento ocupará para a esquerda um grande volume na parte posterior do rotor.

Distribuição da Pressão no Rotor: a pressão do ar é considerada a partir de um eixo vertical, e a distância ao plano do rotor a partir de um eixo horizontal. A pressão do ar aumenta gradualmente à medida que o vento se aproxima do rotor, uma vez que o rotor atua como barreira ao vento. Por detrás do rotor a pressão cai imediatamente, estabilizando gradualmente à medida que o vento se afasta do rotor. A turbulência do vento devido a este afastamento provoca um vento mais lento que se mistura com o vento mais rápido da área circundante, reduzindo o efeito de proteção ao vento.

2.2.2.1 Lei de Betz

A Lei de *Betz* foi formulada em 1919 por *Albert Betz* (1885-1968), figura 2.3, físico alemão. Como diretor do Instituto de Aerodinâmica em *Göttingen*, formulou a Lei *Betz*, demonstrando que o máximo físico da utilização da energia cinética do vento reside nos 59,3%. A sua teoria sobre o design das pás continua ainda hoje a ser a base da construção dos equipamentos [13].



Figura 2.3: Albert Betz (1885-1968) [14]

Quanto maior for a energia cinética extraída do vento pelo aerogerador, maior será a travagem que o vento irá sofrer. Se teoricamente fosse possível extrair toda a energia do vento, o ar sairia com velocidade nula, ou melhor, o ar não abandonaria a turbina. Nesse caso não seria possível extrair nenhuma energia, uma vez que também não entraria ar no rotor. Analisando um outro extremo desta situação, ao considerarmos o ar a passar pelo tubo de vento sem nenhum impedimento, também não será possível extrair energia do vento [14].

Observando estas duas situações extremas, podemos dizer que entre elas existe um valor para o qual é mais eficiente a conversão da energia do vento em energia mecânica, pois um aerogerador irá reduzir a sua velocidade até cerca de 2/3 da sua velocidade inicial [16].

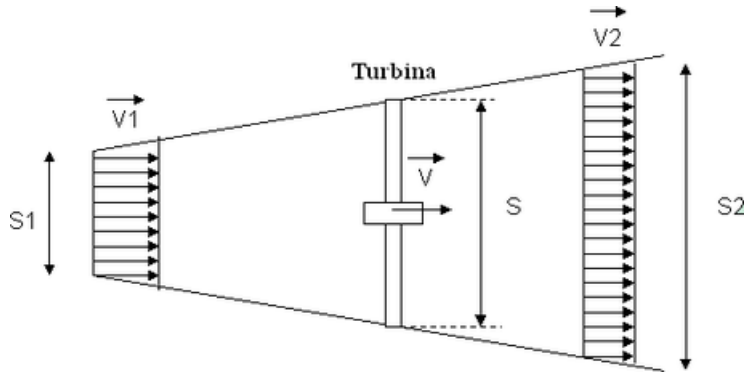


Figura 2.4: Representação Esquemática da Lei de Betz [16]

A partir da equação 2.1 e da análise da figura 2.5 é possível verificar que a potência varia com o cubo da velocidade do vento, e é proporcional à densidade do ar. A maior parte da energia eólica será obtida para valores superiores à velocidade média do vento do aerogerador. De modo a analisar a viabilidade económica da instalação de um parque eólico para produção de energia elétrica, só locais com valores de velocidades média anuais de vento superiores a 6 m/s são interessantes, abaixo deste valor já não será viável a instalação de um parque eólico [14].

A velocidade à qual os aerogeradores começam a rodar situa-se normalmente entre 3 a 5 m/s (velocidade de ligação). Abaixo de 5 m/s a quantidade de energia extraível do vento é muito baixa, e a turbina apenas começa a funcionar por volta dos 5 m/s.

Os valores da velocidade do vento ideais de aproveitamento situam-se, normalmente, entre 9 a 10 m/s. As turbinas podem ser contudo projetadas para uma eficiência máxima noutra gama de velocidade do vento, dependendo da velocidade de vento mais frequente na zona onde vai ser instalada.

O valor limite estrutural para as turbinas anda a volta do 25 m/s (velocidade de corte).

A massa volúmica do ar depende da altitude e das condições climatéricas, afetando a potência disponível no vento. Certos tipos de turbinas eólicas têm a capacidade de compensar parcialmente a perda de potência quando os aerogeradores são instalados em áreas em que o ar é menos

denso [17].

A potência é expressa pela equação 2.1:

$$P = \frac{1}{2}.\rho.A.V_{\infty}^{3} \tag{2.1}$$

- P: Potência [W];
- ρ: Densidade do ar [1,225 Kg/m^3];
- V: Velocidade do vento [m/s];
- A: Área de transformação do disco do rotor [m^2].

A relação entre a potência de saída de uma turbina de geração de um aerogerador e a velocidade do vento é dada pelo gráfico representado na figura 2.5

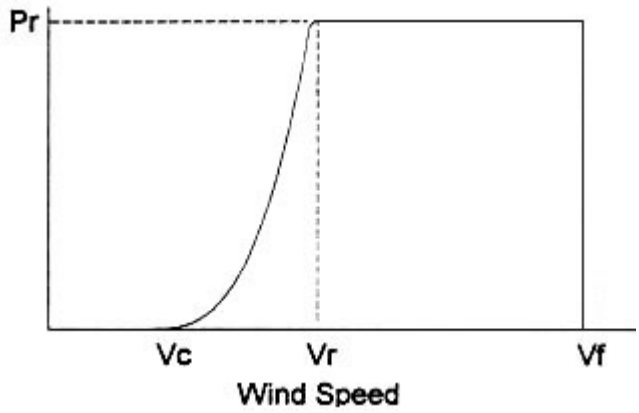


Figura 2.5: Potência de saída típica de uma turbina de geração eólica [4]

Em que:

- Vc: Velocidade de corte de entrada [m/s];
- Vr: Velocidade de referência [m/s];
- Vf: Velocidade de corte de saída [m/s];
- Pr: Potência de referência [MW].

A potência de referência mantém-se com um determinado valor, constante, a partir de uma velocidade de referência até à velocidade de corte na saída. Este valor tem em conta as diferentes oscilações que a velocidade do vento sofre, de modo a que os valores não sejam muito diferenciados.

É também possível encontrar uma relação entre a potência extraída pelo rotor e o Coeficiente de Retardamento, dada pela equação 2.2 [17]:

$$C_p = \frac{P}{0,5.\rho.A.v_\infty^3} = 4.a.(1-a)^2 \tag{2.2}$$

Sendo a um coeficiente pré-estabelecido, a potência que o rotor consegue extrair do vento tem um limite máximo, definido em termos do coeficiente aerodinâmico (Cp) e que assume o valor de Cp=0,593. Este coeficiente corresponde à percentagem de energia cinética da massa de ar que se encontra em movimento e que incide no rotor sendo convertida em energia mecânica. O valor máximo que o coeficiente assume é também denominado por *Limite de Betz*.

2.2.3 Tecnologia do Aerogerador

Na figura 2.6 é apresentada a tecnologia do aerogerador e os seus principais componentes.

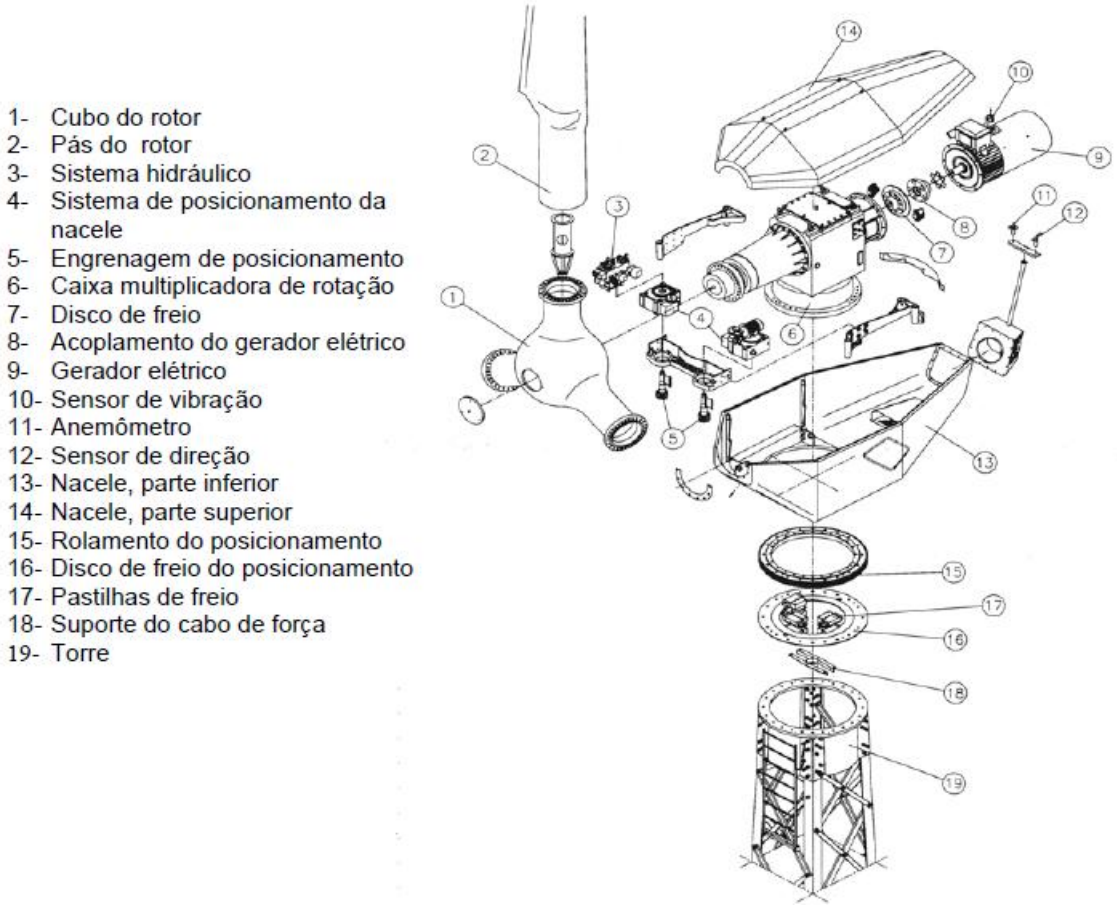


Figura 2.6: Esquema da constituição típica de um Aerogerador [17]

2.2.3.1 Caracterização do Rotor

O rotor do alternador é acionado pela energia cinética extraída dos ventos. No rotor estão fixadas as pás da turbina, normalmente, três pás. Atualmente existem dois tipos de rotor que se definem pelas características das pás, e podem ser de eixo vertical ou de eixo horizontal [18].

- **Alternador de Rotor de Eixo Vertical**:

Estes tipos de rotor são normalmente mais baratos em comparação com os de eixo horizontal, pois o gerador como se encontra fixo não gira segundo a direção do vento, segundo a figura 2.7.

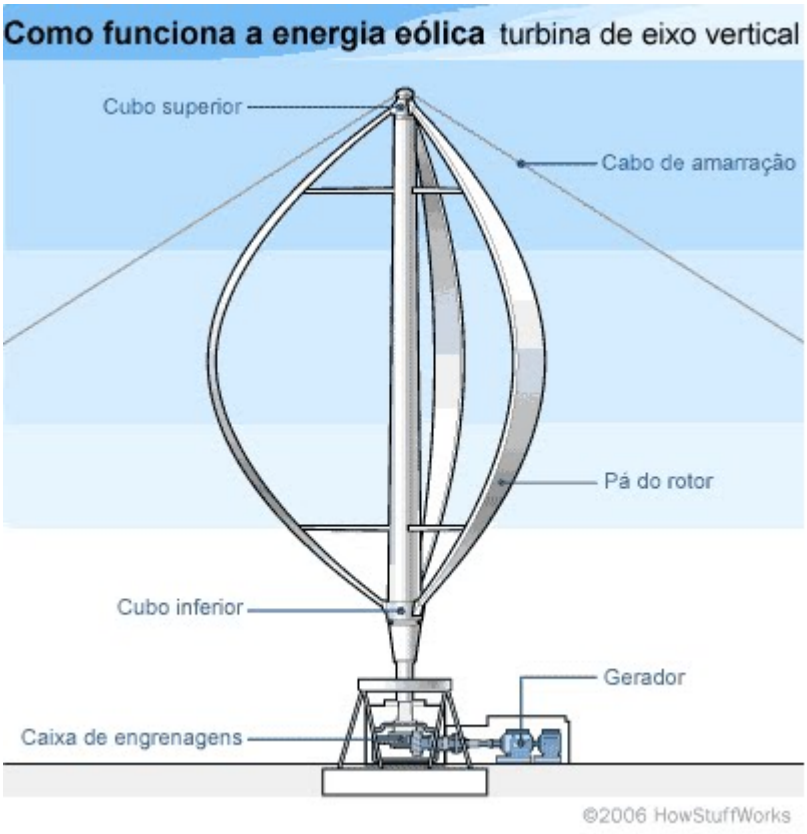


Figura 2.7: Aerogerador com Rotor de Eixo Vertical [18]

Quando a direção do vento é alterada, não é necessário nenhum ajuste pois este tipo de turbinas estão alinhadas com o vento. No entanto, precisa de um impulso do seu sistema elétrico para iniciar o processo de captação de energia proveniente do vento. Em vez de uma torre, são usados cabos de amarração para sustentação, pois assim a elevação do rotor é menor. Como menor elevação significa menor velocidade do vento devido à interferência do solo, são menos eficientes. Como vantagem, todos os equipamentos encontram-se ao nível do solo que facilita a sua instalação. Mas isso significa uma área de base maior para a turbina, o que é uma grande desvantagem em áreas de cultivo.

- **Alternador de Rotor de Eixo Horizontal**:

Os aerogeradores com eixo horizontal, apresentados na figura 2.8, são os mais utilizados devido à sua elevada eficiência. Apresentam, no entanto, um custo mais elevado comparado com os rotores de eixo vertical, mas este custo é compensado pela sua eficiência tornando este tipo de rotores os mais utilizados na geração de energia elétrica em grande escala.

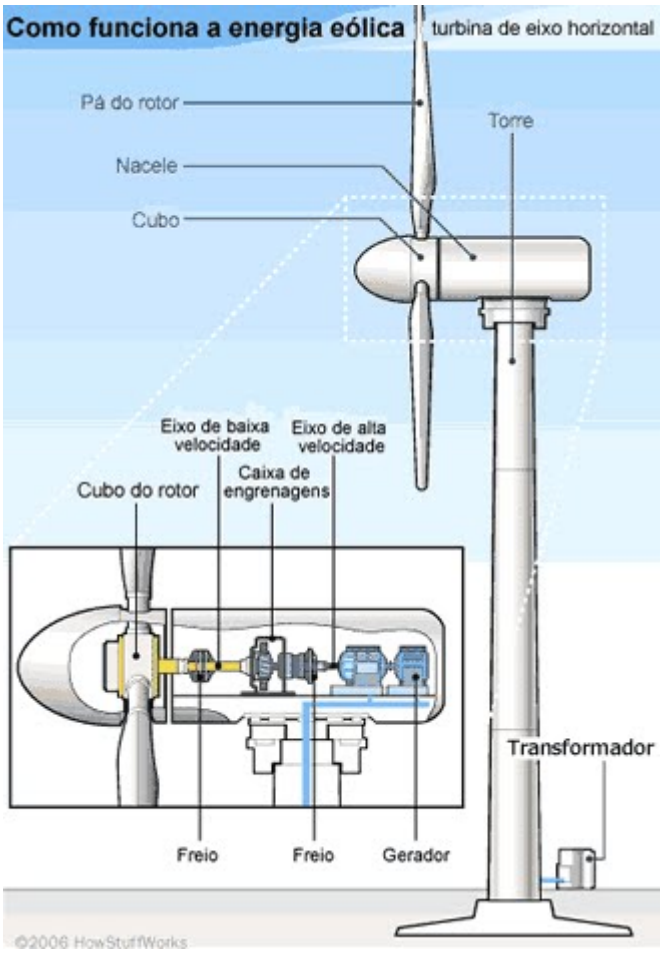


Figura 2.8: Aerogerador com Rotor de eixo horizontal [18]

Neste tipo de aerogeradores, as turbinas precisam de se alinhar constantemente com o vento, usando um mecanismo de ajuste, ou seja, motores elétricos e caixas de engrenagens deslocam o rotor para a esquerda ou direita. O controlador eletrónico da turbina realiza uma leitura sobre a posição do cata-vento e ajusta a posição do rotor para extrair o máximo de energia eólica. Este tipo de turbina está assente numa torre, com uma altura dependente da potência do aerogerador.

2.2.3.2 Caracterização do Gerador

O gerador de uma turbina eólica tem a função de converter energia mecânica em energia elétrica.

Atualmente existem três tipos de aerogeradores com aplicação industrial: as máquinas assíncronas (com e sem controlo do ângulo de *pitch*), as máquinas assíncronas duplamente alimentadas e as máquinas síncronas de velocidade variável. As máquinas assíncronas foram as primeiras a ser utilizadas devido à simplicidade de montagem sobre um eixo comum do rotor e do estator. O estator é constituído por um enrolamento trifásico distribuído de forma uniforme em torno da máquina, de modo a que o fluxo magnético resultante da aplicação de tensão no enrolamento do

estator produza uma forma de onda sinusoidal. Os conversores utilizados são do tipo *AC/DC/AC* ou *AC/AC* e permitem o controlo das potências ativa e reativa que serão injetadas na rede. Os diversos tipos de geradores são apresentados na figura 2.9.

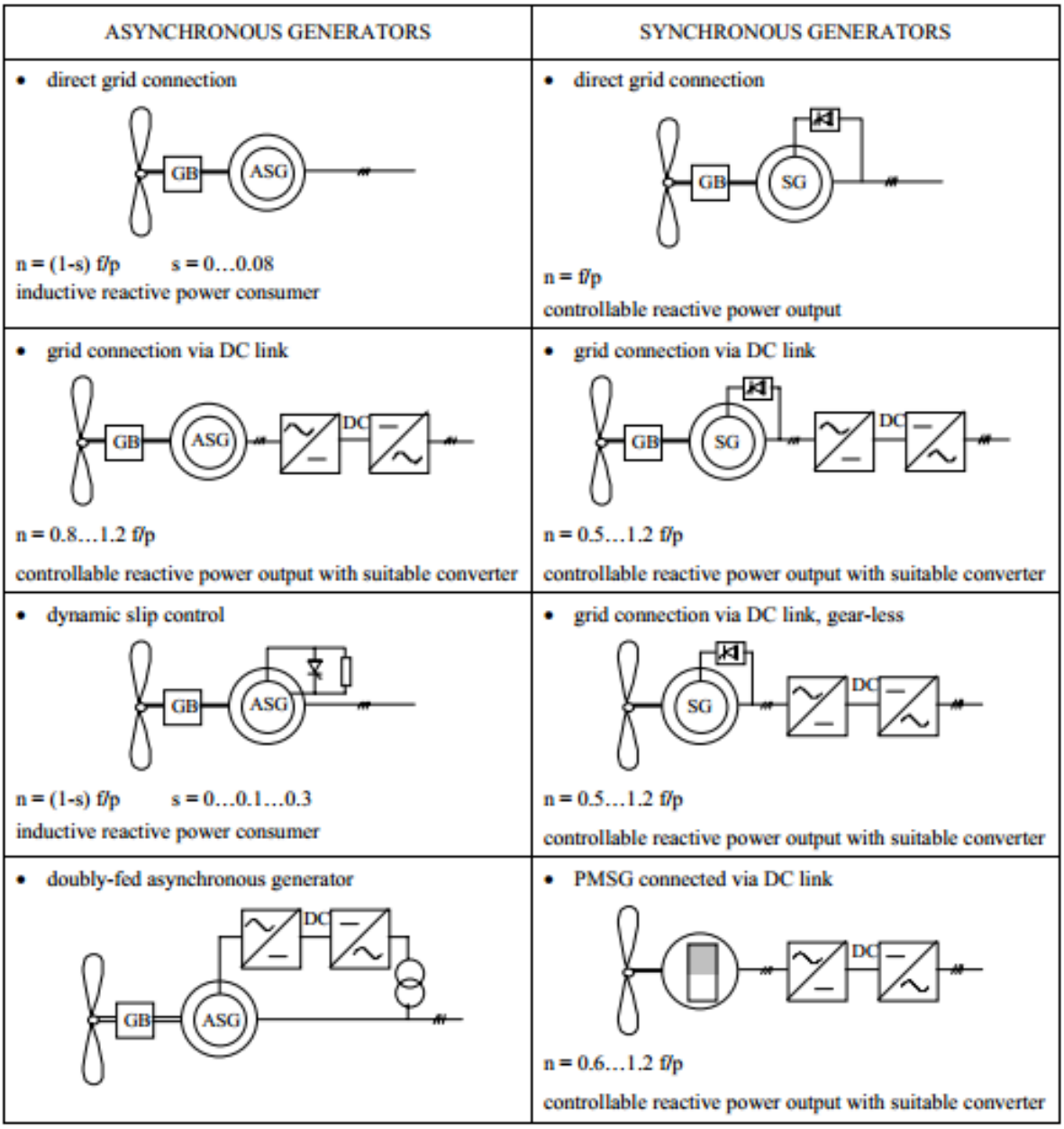


Figura 2.9: Tipos de Geradores Assíncronos e Síncronos utilizados em Aerogeradores [17]

2.3 Energia Eólica em Portugal

Atualmente Portugal, mesmo não sendo um dos países mais ventosos da Europa nem a nível Mundial, apresenta condições muito favoráveis para o aproveitamento de energia a partir de re-

cursos provenientes do vento. O primeiro parque eólico instalado em Portugal foi em 1988 nos Açores, mais propriamente em Santa Maria. Analisando o mapa de distribuição de parques eólicos de 2013, representado na figura 2.10, constata-se que no território nacional existem mais de 100 parques eólicos e mais de 700 turbinas eólicas [14]. Cerca de metade dos parque eólicos (48%) em Portugal são parques pequenos, com potências entre 1 a 10 MW e 31% dos parque têm uma dimensão média, com potências entre 10 a 25 MW.

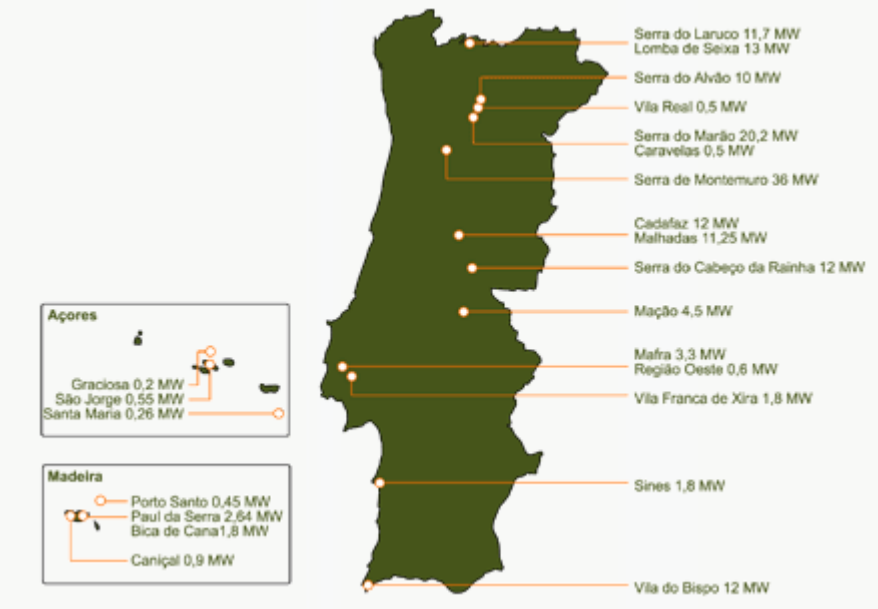


Figura 2.10: Mapa dos parques eólicos em Portugal [14]

Tendo em conta as regiões autónomas nacionais, os arquipélagos da Madeira e dos Açores constituem zonas de território nacional onde o potencial eólico é muito elevado. Relativamente ao aproveitamento da energia eólica, Portugal está bem posicionado relativamente a outros países. As perspetivas atuais apontam para um crescimento acentuado neste sector, que está ainda muito aquém do seu potencial. O potencial eólico português está avaliado em mais de 4000 MW [19].

Em 2013, a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis em Portugal foi responsável por 58,3% do total de energia elétrica consumida, com um aumento de 20% em relação a 2012. Considerando apenas a produção nacional, a contribuição das energias de carácter renovável cifrou-se no valor recorde de 61,7%. Em consequência deste aumento de produção das renováveis no ano de 2013, assistiu-se a uma redução do valor de eletricidade importada em 2,8 vezes, o que na prática se traduz num decréscimo de 10% do total consumido [5].

Segundo a afirmação de António Sá da Costa, Presidente da Direção da Associação Portuguesa de Energias Renováveis: *"2013 foi um ano em que se demonstrou a vantagem de Portugal*

ter apostado nos seus recursos renováveis para produzir eletricidade pois, além de se terem evitado importações de combustíveis fósseis e emissões de gases com efeito de estufa, o fato de 60% da eletricidade consumida ser de origem renovável possibilitou estabilizar o preço deste bem, o que também é positivo para ajudar Portugal a sair da crise."

Segundo dados publicados pela APREN, Associação Portuguesa de Energias Renováveis, em Dezembro de 2012, a capacidade geradora acumulada de energia eólica ultrapassou os 4.500 MW [7].

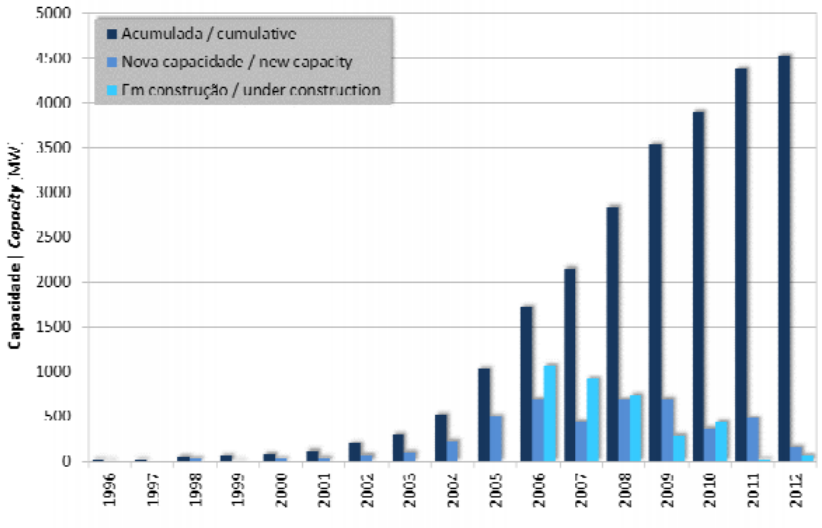


Figura 2.11: Capacidade Geradora Acumulada em Portugal [7]

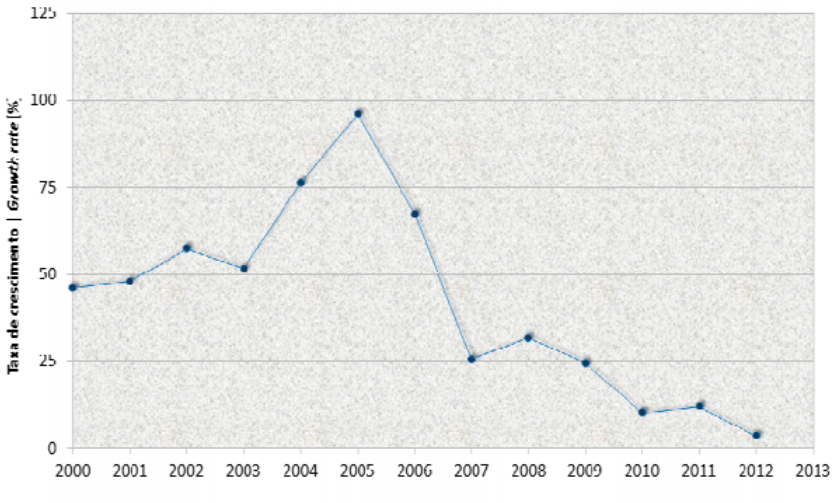


Figura 2.12: Taxa de crescimento anual da capacidade geradora em Portugal [7]

Como já foi referido no capítulo *Introdução* em *Enqudramento*, 1.2, a energia eólica é influenciada pelos registos obtidos sobre Eolicidade e Oscilação. No qual Eolicidade representa o nível de recurso eólico disponível, em cada período, definido em termos de conversão de energia elétrica por fonte eólica, ou seja, para uma determinada área, a Eolicidade é calculada tendo por base as produções reais de parques em exploração, selecionados por forma a serem o mais fidedignos e representativos. O Índice de Eolicidade (IE) é dado pela equação 2.3 [7]:

$$IE = \frac{Eolicidade_{Periodoi}}{Eolicidade_{LongoTermo}} \tag{2.3}$$

A Oscilação sobre a Eolicidade Homóloga (OE), representa a Eolicidade do período mensal, trimestral ou anual em relação à média para o período homólogo, e é dada pela equação 2.4 [7]:

$$OE = 1 - \frac{Eolicidade_{Periodoi}}{Eolicidade_{MediaPeriodoHomologo}} \tag{2.4}$$

De modo a promover a atualização do histórico de produções usado para definir a Eolicidade Média, é importante obter dados com uma periodicidade adequada que são disponibilizados pela Associação de Energias Renováveis (APREN) a partir de estudos realizados para as diferentes zonas do País. O conjunto de dados disponíveis para os Parques Eólicos de referência (PE-R) deverá evoluir gradualmente. A atualização deverá resultar numa revisão retrospetiva dos IE mensais e anuais. Atualmente, a idealização da atualização dos resultados da Eolicidade Média deverá ser feita anualmente, após o final de cada ano.

Para o ano de 2013 o número de parques eólicos em Portugal atingiu um total de 150, com uma capacidade instalada de 2,9 GW, representando cerca de 70% da potência eólica instalada até ao final de 2012.

Numa localização mais central, no Alentejo, no concelho de Ourique, foram eletrificadas cinco aldeias, que contam com uma mini-rede de distribuição alimentada por um sistema autónomo de produção de energia elétrica, o qual é composto por um pequeno grupo de aerogeradores, associado a uma pequena central de painéis fotovoltaicos. Esta rede abrange cerca de 60 habitações.

2.3.1 Energia Eólica Offshore

O recurso eólico *offshore* apresenta menos restrições relativamente a ruído e efeitos de sombra, permitindo a sua otimização espacial, o que se reflete em parques eólicos mais eficientes quando comparados com o recurso eólico *onshore* de uma perspetiva de potencial energético. Considerando que os locais ótimos para produção de energia são locais remotos enquanto os consumidores se encontram tipicamente em zonas costeiras, a potencial diminuição de custos associados ao transporte de energia tornam o *offshore* o tipo de energia eólica mais vantajoso [20].

Juntamente com a Repsol, a InovCapital, a Principle Power, Inc. (*Principle Power*), o fabricante de turbinas dinamarquês Vestas, a metalomecânica A. Silva Matos S.A., a EDP inaugurou a

primeira eólica *offshore* em Portugal. O nome do projeto é intitulado de *WindFloat*, figura 2.13, situado a uma profundidade de 50 metros, ao largo da costa, em frente à Aguçadoura, e está equipado por um aerogerador síncrono de velocidade variável de 2 MW, correspondendo ao consumo de cerca de 1300 habitações, estando já a produzir energia para a rede. Até à data foram produzidos mais de 1,7 GWh [21].

O projeto contou com a participação de mais de 60 fornecedores, dos quais mais de 40 são portugueses. A este grupo de parceiros juntou-se a Repsol que trouxe novas capacidades *offshore*, resultantes da sua experiência na exploração petrolífera no mar. A grande importância deste feito deve-se ao facto de ser o primeiro projeto de energia eólica *offshore* a nível mundial que não exigiu a utilização de qualquer equipamento de carga pesada *offshore*. Todo o processo de montagem final, instalação e preparação da entrada em funcionamento decorreu em terra firme, num ambiente controlado, mais propriamente em Setúbal. Sendo a primeira turbina eólica em águas abertas no Atlântico, e também da primeira colocação *offshore* de uma estrutura semi-submersível que sustenta uma turbina eólica.

O *WindFloat* já atravessou um Inverno rigoroso, tendo sido exposto a ondas até 15 m, no final de 2011 e em inícios de 2014. O seu comportamento superou as expectativas, e de acordo com os modelos teóricos que estiveram na base do projeto de engenharia, as primeiras conclusões sobre a performance do sistema foram muito positivas.



Figura 2.13: *WindFloat* - Eólica *offshore* Aguçadoura, Portugal [21]

2.4 Energia Eólica no Mundo

Ao longo dos últimos anos a energia eólica sofreu um crescimento rápido e exponencial na Europa, apresentando-se como o maior produtor deste tipo de energia renovável apesar do arranque de outros mercados como os Estados Unidos, China, Índia, entre outros. A nível mundial, no final do ano de 2012, a capacidade geradora de base eólica ultrapassou os 100 GW.

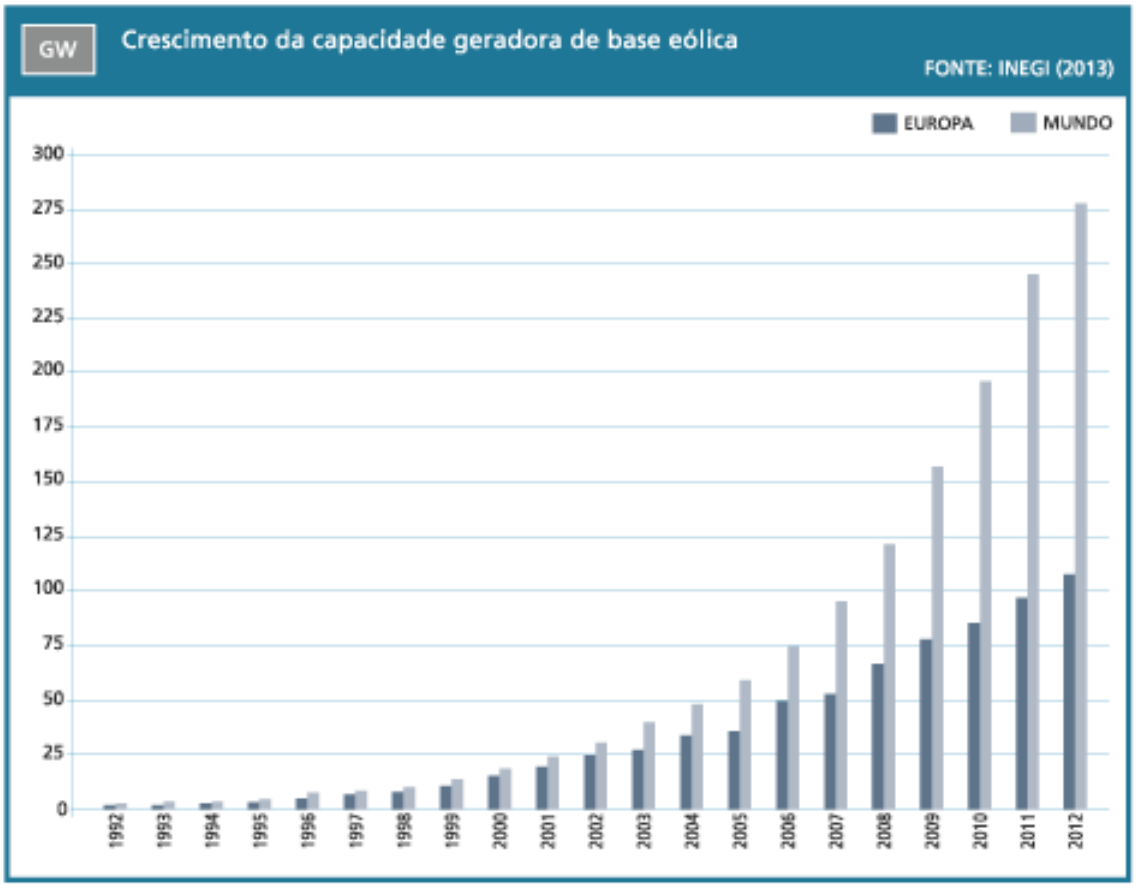


Figura 2.14: Crescimento da capacidade geradora de base eólica [22]

A Europa ocupa uma posição preponderante pois passou a ser a região dominante na produção da energia eólica em 2012, uma vez que atingiu um marco importante com a instalação de 11,9 GW de nova capacidade, atingindo 106 GW, o que representa 37,5% do mercado mundial. A energia elétrica proveniente do vento correspondeu a 11,4% da capacidade total instalada da Europa. Países como a Alemanha e Espanha permaneceram como os maiores produtores eólicos da Europa, tendo aumentando em 2012 a sua capacidade total instalada para 31,3 GW e 22,8 GW, respetivamente. Por outro lado o Reino Unido foi o terceiro em novas instalações em 2012, com 1,9 GW, seguido pela Itália, com 1,3 GW.

Segundo o relatório de 2013 da EWEA - *The European Wind Energy Association*, a instalação de energia eólica aumentou ligeiramente em relação ao ano anterior, atingindo os 117,3 GW, 110,7 GW relativos a instalações *onshore* e 6,6 GW relativos a instalações *offshore*. Estes valores correspondem a 11.159 MW de capacidade de energia eólica (no valor entre 13 mil milhões e 18 mil milhões de euros) que foi instalada nos 28 países correspondentes à União Europeia em 2013. Verificou-se contudo uma redução de 8% em relação à que foi instalado a mais em 2012. A capacidade instalada de energia eólica até ao final de 2013 permite, relativamente a um ano de vento normal, a produção de 257 TWh de eletricidade, ou seja, o suficiente para cobrir 8% do consumo de eletricidade da União Europeia - um aumento de 7% relativamente ao ano anterior [23].

A Alemanha continua a ser o país da União Europeia com a maior capacidade instalada seguido pela Espanha, Reino Unido e Itália. Quinze países da UE têm mais de 1 GW de capacidade eólica instalada, incluindo os dois países mais recentes da UE (Polónia e Roménia), e oito países da UE têm mais de 4 GW de capacidade instalada.

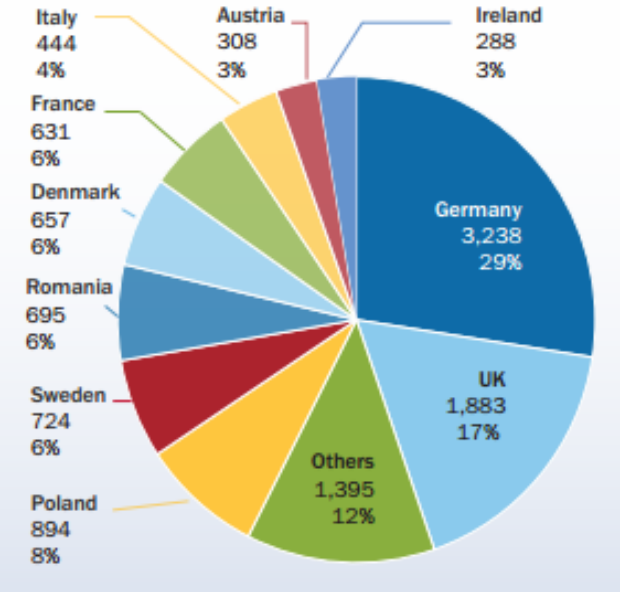


Figura 2.15: Quotas de mercado dos Estados membros da União Europeia para o ano 2013 relativas a novas capacidades de instalação, com um total de 11.159 MW [23]

As condições climatéricas e desenvolvimentos tecnológicos na Europa contribuíram para 46% de todas as novas instalações em 2013, com maior importância para dois países (Alemanha e Reino Unido), o que levou a uma significativa concentração em comparação com a tendência dos anos anteriores em que as instalações eram cada vez mais espalhadas por todos os mercados europeus de forma repartida. Este é um nível de concentração que não tinha sido visto no mercado de energia eólica da UE desde 2007, quando os três países pioneiros da energia eólica (Dinamarca, Alemanha e Espanha) em conjunto, representaram 58% de todas as novas instalações daquele ano. Uma série de mercados anteriormente repartidos de forma igual, como Espanha, Itália e França

apresentaram uma taxa de instalações de energia eólica significativamente inferior em 2013, com valores de 84%, 65% e 24% , respetivamente.

A energia eólica *offshore* apresentou um crescimento recorde em 2013, correspondendo a 1,6 GW de produção eólica instalada. Para 2014 e 2015 prevê-se um crescimento significativo. Na figura 2.16 é apresentada a capacidade eólica instalada a nível europeu.

	Installed 2012	End 2012	Installed 2013	End 2013
EU Capacity (MW)				
Austria	296	1,377	308	1,684
Belgium	297	1,375	276	1,651
Bulgaria	158	674	7.1	681
Croatia	48	180	122	302
Cyprus	13	147	0	147
Czech Republic	44	260	9	269
Denmark	220	4,162	657	4,772
Estonia	86	269	11	280
Finland	89	288	162	448
France	814	7,623	631	8,254
Germany	2,297	30,989	3,238	33,730
Greece	117	1,749	116	1,865
Hungary*	0	329	0	329
Ireland	121	1,749	288	2,037
Italy	1,239	8,118	444	8,551
Latvia	12	60	2	62
Lithuania	60	263	16	279
Luxembourg	14	58	0	58
Malta	0	0	0	0
Netherlands	119	2,391	303	2,693
Poland	880	2,496	894	3,390
Portugal	155	4,529	196	4,724
Romania	923	1,905	695	2,599
Slovakia	0	3	0	3
Slovenia	0	0	2	2
Spain	1,110	22,784	175	22,959
Sweden	846	3,582	724	4,470
United Kingdom	2,064	8,649	1,883	10,531
Total EU-28	**12,102**	**106,454**	**11,159**	**117,289**
Total EU-15	**9,879**	**99,868**	**9,402**	**108,946**
Total EU-13	**2,224**	**6,586**	**1,757**	**8,343**

Figura 2.16: Capacidade de energia eólica instalada na União Europeia [23]

Numa perspetiva Mundial, a nível de energia eólica em 2012, verificou-se uma expansão contínua do mercado, com um crescimento anual de quase 10%, e um crescimento da capacidade acumulada de cerca de 19%. Com um aumento de novas instalações a nível norte-americano e chinês. Tendo em conta os dados mais recentes, em 2012, ambos os mercados chineses e indianos sofreram um decréscimo com as suas novas instalações anuais a ficarem pelos 13,2 e 2,3 GW, respetivamente. A consolidação do mercado a nível mundial e as novas políticas energéticas na China e na Índia foram as principais razões, mas essas condições são esperadas para ser de curta duração, e o domínio asiático dos mercados globais de vento deverá continuar nos próximos anos [23]. No fim de 2012, os Estados Unidos tinham uma capacidade de energia eólica instalada de 13.124 MW, o Canadá e o México duplicaram a sua capacidade instalada, de 801 MW para um total de 1.370 MW, juntando-se, assim, à lista de países (agora 24) com mais de 1.000 MW de capacidade de energia eólica instalada.

Mais a sul, o Brasil continua a dominar a capacidade de instalação eólica na América Latina com um acréscimo de 1.077 MW para um total de 2.500 MW. O mesmo sucede com a Austrália ao largo do Pacífico com um aumento de 358 MW de novas capacidades de instalação eólica para um valor acumulado total de 2.584 MW.

Na figura 2.17 e na figura 2.18 é analisado o caso de alguns países a nível mundial no que se refere à utilização das energias renováveis para satisfazer as suas necessidades energéticas.

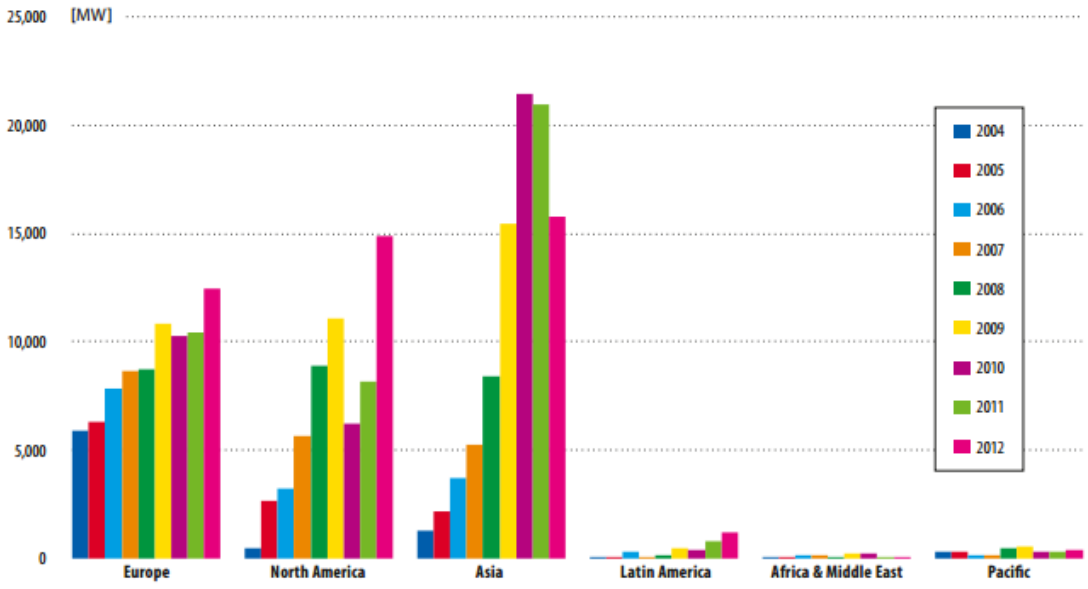


Figura 2.17: Capacidade de instalação anual por região mundial [23]

Global installed wind power capacity (MW) – Regional Distribution

AFRICA & MIDDLE EAST		End 2011	New 2012	Total (End of 2012)
	Tunisia	54	50	104
	Ethiopia	-	52	52
	Egypt	550	-	550
	Morocco	291	-	291
	iran	91	-	91
	Cape Verde	24	-	24
	Other [1]	23	-	23
	Total	1,033	102	1,135
ASIA				
	PR China	62,364	12,960	75,324
	India	16,084	2,336	18,421
	Japan	2,536	88	2,614
	Taiwan	564	-	564
	South Korea	407	76	483
	Pakistan	6	50	56
	Other [2]	109	-	108
	Total	82,070	15,510	97,570
EUROPE				
	Germany	29,071	2,415	31,308
	Spain	21,674	1,122	22,796
	UK	6,556	1,897	8,445
	Italy	6,878	1,273	8,144
	France	6,807	757	7,564
	Portugal	4,379	145	4,525
	Denmark	3,956	217	4,162
	Sweden	2,899	846	3,745
	Poland	1,616	880	2,497
	Netherlands	2,272	119	2,391
	Turkey	1,806	506	2,312
	Romania	982	923	1,905
	Greece	1,634	117	1,749
	Ireland	1,614	125	1,738
	Austria	1,084	296	1,378
	Rest of Europe [3]	3,815	1,106	4,922
	Total Europe	97,043	12,744	109,581
	of which EU-27 [4]	94,352	11,895	106,041
LATIN AMERICA & CARIBBEAN				
	Brazil	1,431	1,077	2,508
	Argentina	113	54	167
	Costa Rica	132	15	147
	Nicaragua	62	40	102
	Venezuela	-	30	30
	Uruguay	43	9	52
	Carribean [5]	271	-	271
	Others [6]	229	-	229
	Total	2,280	1,225	3,505
NORTH AMERICA				
	USA	46,929	13,124	60,007
	Canada	5,265	935	6,200
	Mexico	569	801	1,370
	Total	52,763	14,860	67,576
PACIFIC REGION				
	Australia	2,226	358	2,584
	New Zealand	623	-	623
	Pacific Islands	12	-	12
	Total	2,861	358	3,219
	World total	**238,050**	**44,799**	**282,587**

1 Israel, Jordan, Kenya, Libya, Nigeria, South Africa
2 Bangladesh, Indonesia, Philippines,Sri Lanka,Thailand, Vietnam
3 Bulgaria, Croatia,Cyprus, Czech Republic, Estonia, Finland, Faroe Islands, FYROM, Hungary, Iceland, Latvia, Liechtenstein, Lithuania, Luxembourg,Malta,Norway, Romania, Russia, Switzerland, Slovakia, Slovenia, Ukraine
4 Austria, Belgium, Bulgaria, Cyprus, Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece,Hungary, Ireland,Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, Netherlands, Poland, Portugal, Romania, Slovakia, Slovenia, Spain, Sweden, UK
5 Caribbean:Aruba, Bonaire, Curacao, Cuba, Dominica, Dominican Republic, Guadalupe,Honduras, Jamaica, Martinica
6 Colombia,Chile,Ecuador,Peru

** *Provisional Figure*
Please note: Project decommissioning of approximately 263 MW and rounding affect the final sums

Source: GWEC

Figura 2.18: Capacidade eólica instalada no Mundo [23]]

2.4.1 Alemanha

As energias renováveis produziram quase 25% da energia da Alemanha em 2013. A produção é geograficamente desigual, enquanto os parques eólicos nas planícies do norte estão previstos para, eventualmente, ultrapassar as necessidades de energia da região, o sul como é altamente industrializado ainda é fortemente dependente da energia nuclear. A energia solar, apesar de ser mais predominante no sul, ainda é muito pouco confiável para compensar a eliminação planeada de cinco centrais nucleares na metade sul do país [24].

A Alemanha apresenta-se, atualmente, como uma das maiores potências mundiais e com uma elevadíssima capacidade de instalação de recurso eólico. Com uma instalação de 23.645 turbinas eólicas com capacidade de geração de cerca de 33,8 GW, aumentou em cerca de 2.998 MW a capacidade eólica instalada na costa, sendo o nível mais alto desde 2002, quando cerca de 3,2 GW foram instalados. Em 2013 o número de turbinas aumentou, tendo sido instaladas cerca de 740 com uma eficiência bastante superior devido às novas tecnologia incorporadas, o que levou a uma produção de cerca de 3,8 MW por turbina, aumentando a capacidade de geração total em aproximadamente 2,8 GW relativamente ao ano de 2012. O diâmetro médio do rotor em 2013 fixou-se em 95 metros e a uma altura de 117 metros.

Nem todas as turbinas instaladas em 2013 foram ligadas à rede, o que afetou de certo modo as turbinas instaladas *offshore*. Mas quando essas turbinas forem ligadas à rede, a capacidade *offshore* aumentará aproximadamente o dobro de cerca de 620 MW relativamente a 2012.

A Alemanha continua a ser claramente um país de vento *onshore*, resultado de um foco em parques eólicos de propriedade da comunidade. Devido a decisões de carácter político os parques eólicos serão construídos em áreas com bons recursos. A insatisfação da população alemã é relativa às despesas de alimentação por família, com um aumento de cerca de 120 euros por ano, sendo que dois terços dos aumentos de custos são decorrentes somente da energia eólica *offshore*. O ministro da Indústria, *Sigmar Gabriel*, anunciou planos para reduzir a meta de 10 - 6,5 GW de energia eólica *offshore* até 2020. Estes planos passam pela construção da primeira central de energia utilizando o carvão nos últimos oito anos de modo a baixar os preços das tarifas da eletricidade, o que levará a um aumento da capacidade das centrais a carvão no país em 33%.

2.4.2 Reino Unido

A indústria no Reino Unido está a progredir consideravelmente ao longo dos anos, o que facilita o cumprimento de todas as metas estabelecidas pelo estado a nível energético. Cada MW de energia eólica incrementado é um passo para a segurança do abastecimento, redução do carbono e aumento do capital económico. É importante a ajuda que cada novo MW permite a nível da estabilidade dos preços, protegendo o Reino Unido dos consumidores de mercados de energia instáveis e aumentando as importações de combustível [25].

Atualmente o apoio para a energia eólica tem sido elevado, com maior pendor para a eólica *offshore*. A principal mudança que afetou a energia eólica do último ano deveu-se ao surgimento

de detalhes sobre a Reforma do Mercado de Energia Elétrica e aos termos relativos aos apoios financeiros que as indústrias receberão a partir de 2017.

A capacidade *onshore* total em operação no final de 2013 fixou-se em 6.389 MW, um aumento considerável tendo em conta os 4.998 MW em operação no final de 2012. Foram adicionados 87 novos aerogeradores, isto é um aumento significativo na taxa de implantação ao longo de 2012/13, representando um aumento de 64% na taxa de capacidade implantado em comparação com o ano anterior. Desde 1 de Julho de 2013, mais de 155 MW de capacidade passou a estar operacional a partir de nove projetos em toda a Inglaterra e Escócia, com 33 MW vindo de três projetos em Inglaterra e mais 122 MW de seis projetos na Escócia. O volume de capacidade em construção no final de 2013 foi de 1.571 MW de 69 projetos, ligeiramente abaixo dos 1.815 MW de 66 projetos registados no ano transato [25].

Relativamente ao setor eólico *offshore* instalado no Reino Unido, este cresceu 79% no período compreendido entre Julho de 2012 e Junho de 2013. A capacidade instalada de eólica *offshore* passou de 1.858 MW para 3.321 MW ao longo do mesmo período, em parte graças a quatro parques eólicos de enorme dimensão situados no *Grande Gabbard*, *Gunfleet Sands III*, *Sheringham Shoal* e *London Array*. Sendo o do *London Array*, situado ao longo do rio Tamisa, o maior parque eólico *offshore* do mundo, com uma potência instalada de aproximadamente 630 MW (175 turbinas). O consórcio do mesmo projeto prepara agora uma segunda fase de construção de modo a alargar o *London Array*, aumentando a potência instalada no parque para 870 MW, o que equivaleria à garantia de fornecimento de energia a mais de 700 mil residências britânicas e à redução de cerca de 1,2 milhões de toneladas de emissão de dióxido de carbono por ano.

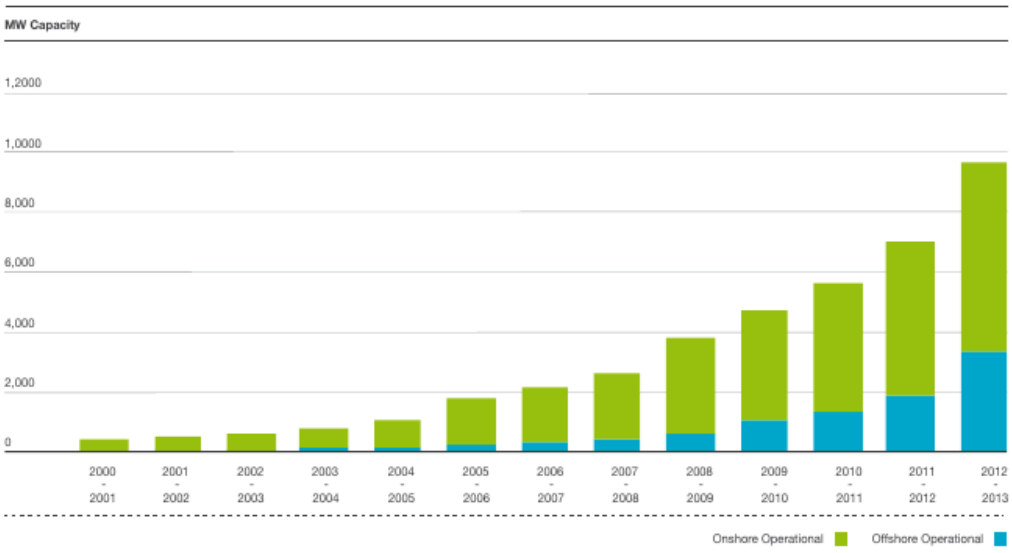


Figura 2.19: Capacidade de operação de energia eólica no Reino Unido [25]

No total, a capacidade eólica do Reino Unido atingiu os 9.710 MW no final de Junho de 2013, como é possível averiguar na figura 2.19, um aumento de 40% relativamente ao ano anterior, o que equivale à energia suficiente para operar em mais de cinco milhões e meio de lares do Reino

Unido, e trouxe um adicional de 200 mil milhões de libras de atividade para a economia do Reino Unido [25].

2.4.3 Espanha

A Rede Elétrica da Espanha (REE), a distribuidora de energia do país, informou que, em 2013, pela primeira vez, a energia eólica foi a fonte energética que mais contribuiu para a geração de eletricidade espanhola. De acordo com o relatório da REE, os parques eólicas de Espanha satisfizeram 21,1% da procura total de eletricidade do país, um pouco mais do que a energia nuclear, que atingiu 21% da procura, seguida pelo carvão (14,6%), grandes hidroelétricas (14,4%) e solar (4,9%). No total, estima-se que os parques eólicos espanhóis tenham gerado 53.926 GWh de eletricidade, 12% a mais do que em 2012. Em 6 de fevereiro de 2013, a produção eólica instantânea da Espanha chegou ao seu recorde, atingindo a marca de 17.056 MW às 15h49. O recorde de geração de eletricidade por hora também foi atingido no mesmo dia, com 16.918 MWh. Os meses de Janeiro, Fevereiro, Março e Novembro foram os que registaram a maior contribuição da produção de energia eólica para o sistema [26].

Em 2011, a energia eólica forneceu 17,1% do consumo de eletricidade no país, e 18,1% em 2012. A Espanha, que possui vários subsídios para as energias renováveis, é pioneira dentro do setor eólico, figurando como o quarto país do mundo no que se refere a potência eólica instalada.

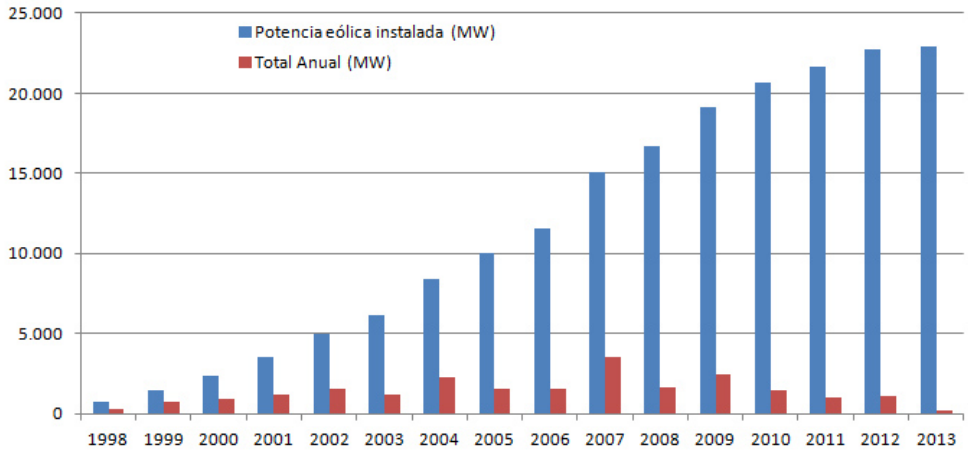


Figura 2.20: Evolução anual e acumulada da potência eólica instalada em Espanha [27]

O aumento da produção de energia renovável no país e a queda no consumo de energia elétrica em Espanha de 2,3% para 246.166 GWh mostram que a dependência da energia carbonífera e de gás natural, bem como da energia nuclear, está a diminuir. A produção de energia de centrais a gás de ciclo combinado caiu 34%, a geração de centrais a carvão caiu 27,3%, e a produção de energia nuclear diminuiu 8,3%. A REE admite que as emissões de gases do efeito estufa do setor de eletricidade da Espanha diminuíram 61,4 milhões de toneladas, ou 23,1%, em 2013, principalmente devido ao aumento da produção de origem eólica e hídrica.

A Comissão Europeia considera que os países com mais penetração da energia eólica têm seguro de vida contra o aumento do preço dos combustíveis fósseis. Os países com alta penetração de energia eólica e/ou solar têm sofrido uma pressão descendente sobre os preços dos mercados de eletricidade. Em Espanha os preços por atacado em 2012 foram 27% menores do que em 2008, em 2013, quando o vento foi a primeira tecnologia para satisfazer o consumo em Espanha, a redução do preço de mercado grossista de eletricidade em relação a 2008 foi de 31% [27].

No primeiro trimestre de 2014 a eólica foi a energia mais utiliza em Espanha, com um preço de mercado situado num mínimo de 26,09 €/MWh. Nos primeiros três meses, o vento acumulou uma produção recorde de 17.534 GWh, de acordo com dados provisórios da Rede Elétrica de Espanha (REE). A influência do vento sobre os preços do *pool* é muito claro se o mercado é visto nos dias de mais e menos vento. Até agora, este ano, o dia em que se produziu mais eletricidade com vento foi a 25 de março, em que a cobertura da procura foi de 46,9%, e o preço médio de mercado foi de 9,65 €/MWh.

2.4.4 Estados Unidos da América

Atualmente, e segundo relatórios da *American Wind Energy Association* (AWEA), a energia eólica representa mais do 4% da produção elétrica nos Estados Unidos da América, e o Departamento de Energia espera que supere os 5% em 2015. No final de 2013 havia mais MW de energia eólica em construção nos Estados Unidos como nunca registado na história do país, com a instalação de mais de 12.000 MW de nova capacidade de produção, com um recorde de 10.900 MW somente durante o quarto trimestre. À cabeça estão os estados do sul e o meio-oeste Texas, Iowa, Dakota do Norte, Michigan e Kansas.

O estado do Texas é o que maior capacidade de energia eólica tem instalada, com aproximadamente 12.355 MW e 7.772 turbinas eólicas. Somente em 2013 foram adicionados 141 MW de capacidade eólica, o que corresponde a que cerca de 8,3% da energia eólica produzida em todo o país provém da região do Texas, permitindo a alimentação a 3,3 milhões de residências. A grande diversidade de instalações eólicas americanas é um reflexo da abundância do recurso energético nos Estados Unidos da América e, segundo um estudo realizado pela *National Renewable Energy Laboratory* em 2010, os recursos eólicos do país permitem abastecer dez vezes mais as necessidades do país em termos energéticos [28].

Esta consolidação como fonte de energia vinha em grande medida alimentada pelos generosos subsídios federais, especialmente o conhecido *Production Tax Credit* (PTC) que expirou no final do ano passado e oferecia um desconto de 2,3 centavos de dólar por kW/h produzido durante os primeiros dez anos de exploração.

Em 2012, a produção de eletricidade originada por gás natural cresceu dez vezes mais que a originada por recurso eólico. Na atualidade há projetos eólicos em construção em mais de 30 estados em todo o país e o ambicioso objetivo traçado por Washington é conseguir que para 2030 20% da eletricidade nos EUA tenha como origem a força do vento, e 4% dela provenha de parques eólicos.

2.4.5 Canadá

A geografia e as condições climatéricas do Canadá tornam muito atrativa a exploração da energia eólica. Os benefícios do aumento da implantação da energia eólica incluem os aspetos económicos e a redução de emissões de gases de efeito estufa. Por exemplo, uma única instalação de seis turbinas eólicas de 65 kW em *Newfoundland* produz em ano médio cerca de 1 milhão de kWh de eletricidade por ano e reduz as emissões de dióxido de carbono em cerca de 750 toneladas [29].

O Canadá registou um crescimento excecionalmente forte da potência eólica instalada em 2013 com um recorde de cerca de 1.600 MW, colocando-o em quinto lugar a nível mundial. Atualmente, em capacidade total instalada, ocupa a nona posição com mais de 7.500 MW de energia eólica em operação. Os projetos nacionais permitem uma produção de energia capaz de atender as necessidades anuais a cerca de dois milhões de lares canadenses. Segundo Robert Hornung, Presidente da *Canadian Wind Energy Association* (CanWEA), *"Os muitos governos provinciais estão no limiar do cumprimento dos seus compromissos iniciais de desenvolvimento de energia e este amplo apoio apresenta novas oportunidades para criar mercados estáveis e sustentáveis no Canadá para o futuro desenvolvimento da energia eólica. Notavelmente, os governos de Ontário e Quebec, assumiram compromissos em 2013 para garantir a instalação de 1.400 MW de nova capacidade de energia eólica nos próximos anos, que é o primeiro passo para construir a fundação para o mercado robusto e de longo prazo para a energia eólica no Canadá."* [29].

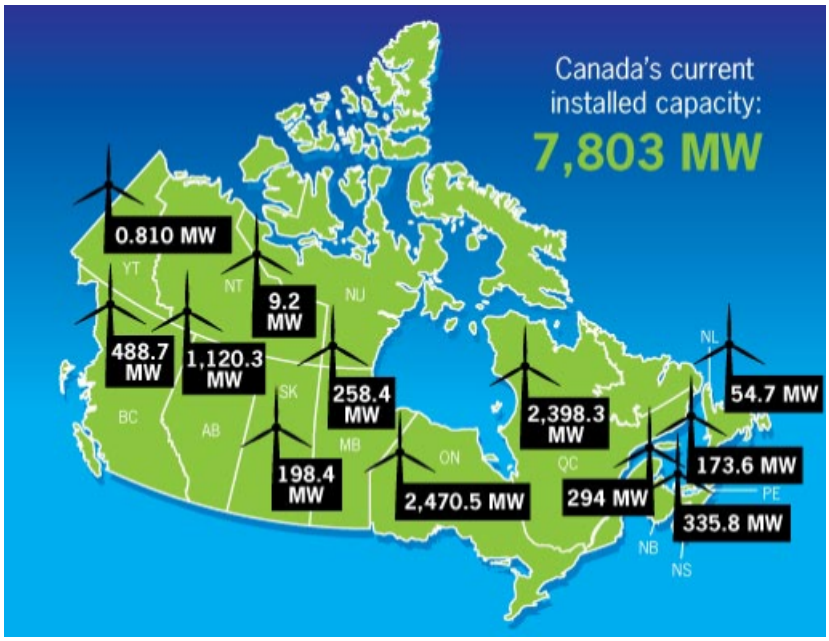


Figura 2.21: Capacidade eólica instalada no Canadá [29]

O enorme uso do recurso hidroelétrico do Canadá, que fornece 60% da eletricidade do país, é um excelente complemento para a energia eólica e fornece uma excelente oportunidade de integração deste recurso no sistema elétrico.

2.4.6 China

A partir de uma macro perspetiva, no primeiro semestre de 2013, a China manteve um crescimento económico estável, mas a um ritmo mais lento comparado com os anos anteriores. Devido a esta situação ligeiramente desfavorável o governo chinês aumentou o apoio para o desenvolvimento das energias renováveis com um plano de aumentar 18 GW de capacidade eólica e 10 GW de capacidade solar no ano corrente, promovendo a resolução dos problemas relativos à integração da rede-energia renovável [30].

Com os novos incentivos de modo a aumentar a capacidade de produção elétrica a partir recursos renováveis, em 2013, a China registou uma capacidade instalada de 16,1 GW, 24% a mais do que os 13,0 GW instalados em 2012, elevando o total da potência instalada para 90 GW e mantendo-se como o país com maior potência eólica instalada a nível mundial.

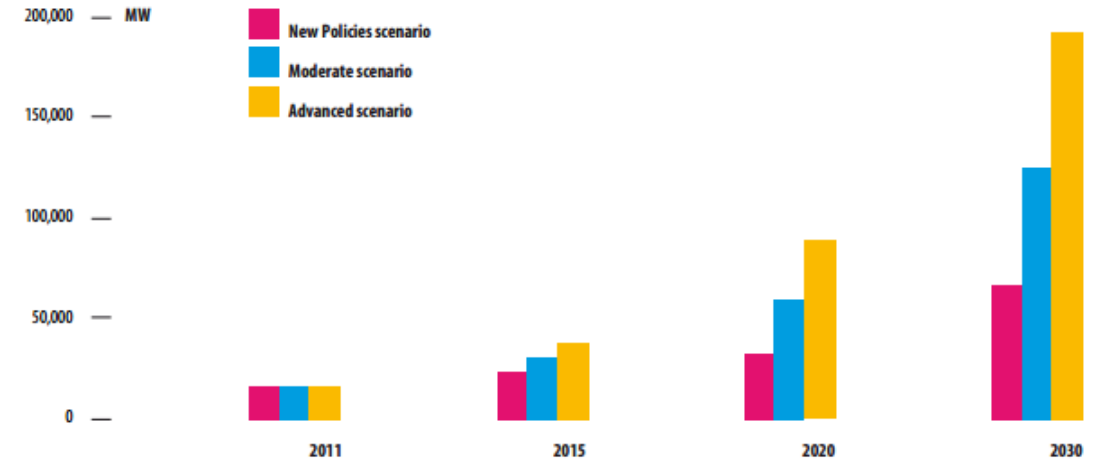
De acordo com Shi Pengfei, Presidente Honorário da Associação de Energia Eólica chinesa, havia três razões principais para a recuperação. Em primeiro lugar, o Ministério das Finanças começou a pagar os subsídios adicionais para a energia renovável, reduzindo significativamente o tempo necessário para a obtenção dos mesmos por parte dos empreendedores. Em segundo lugar, a queda no preço do carvão melhorou bastante as posições financeiras dos cinco maiores grupos de geração de energia da China, o que lhes permitiu incrementar os investimentos no setor de energia renovável. Por fim, as empresas responsáveis pelo desenvolvimento eólico perceberam que não podem baixar muito o preço dos geradores eólicos, o que poderia conduzir a um equipamento de má qualidade e por sua vez com um efeito negativo na sua produtividade.

Em 2013, a média de utilização de parques eólicos ultrapassou as 2.000 horas, em comparação com 1.900 horas em 2012, de acordo com Shi Lishan, chefe adjunto da Divisão de Energias Novas e Renováveis da Administração Nacional de Energia [31].

Atualmente o país está a caminho de aprovar a instalação de 14 GW de projetos de instalação de energia eólica (60% dos quais serão distribuídos). O país tem como objetivo estabelecer o preço para energia eólica e solar de acordo com o preço estabelecido para a energia térmica, em 2020. Também está previsto aumentar a capacidade eólica chinesa *offshore* para 5.000 MW até 2015 e para 30.000 MW até 2020, em comparação com os 390 MW instalados no primeiro *offshore* chinês, em 2010.

2.4.7 Índia

O crescimento da energia renovável na Índia é enorme e a energia eólica prova ser a solução mais eficaz para o problema do esgotamento dos combustíveis fósseis e da poluição ambiental. Com uma capacidade atual instalada de 20 GW de energia eólica, correspondendo a 12,5% do uso geral de energias renováveis, ou seja, 27,5 GW da potência global instalada da Índia, a energia eólica detém a maior parcela, cerca de 70%, entre as renováveis e continua a ser a maior fornecedora de energia limpa. Num plano estabelecido pelo governo indiano, a meta é aumentar 18,5 GW de fontes de energia renováveis, dos quais 11 GW correspondem à energia proveniente do vento, até 2017 [32].



	2011	2015	2020	2030
New Policies scenario	16,084 MW	23,784 MW	32,933 MW	66,400 MW
Moderate scenario	16,084 MW	31,499 MW	59,351 MW	124,826 MW
Advanced scenario	16,084 MW	37,436 MW	89,299 MW	191,711 MW

Figura 2.22: Capacidade do potencial eólico na Índia [32]

Na Índia, as principais áreas de potencial eólico *offshore* são os litorais de Karnataka , Kerala e Goa. Dados relativos aos recursos de vento recolhidos nas costas de Rameshwaram e Kanyakumari em Tamil Nadu e Gujarat mostram um potencial de cerca de 1 GW [32]. No entanto o país encontra obstáculos à implantação de energia eólica *offshore*, que incluem a identificação de recursos, interligação da rede de energia e operação, bem como o desenvolvimento de infra-estruturas de transporte adequado, de acordo com o projeto a realizar.

2.4.8 Japão

Tendo em conta o acidente nuclear ocorrido em Fukushima, a 11 de Março de 2011, devido a falhas dos reatores nucleares, o Japão sofreu uma crise relativamente ao fornecimento de energia, passando a pretender a eliminação gradual da energia nuclear no país. Após o desastre e numa forma de encontrar formas de implementação de energia renovável, nomeadamente a eólica, uma turbina eólica *offshore* experimental foi instalada a 20 quilómetros da ferida cidade de Fukushima com o intuito de, posteriormente, se proceder à construção do maior parque *offshore* do mundo. Esta opção deve-se aos estudos realizados de eolicidade e oscilação do vento, com frequentes ventos marítimos. Foi estimado que o Japão pode produzir até 1.570 GW de energia elétrica de origem eólica - mais de cinco vezes a produção atual de empresas de energia do Japão.

A instalação de uma turbina eólica tradicional a nível marítimo torna-se demasiado cara, caso se queira instalar em águas mais profundas, com cerca de 50 metros, por causa da sua costa ser cercada por uma plataforma continental com uma profundidade que varia entre 50 a 200 metros. É importante proceder a estudos para se poder operar nessas águas profundas, como uma turbina eólica flutuante e uma subestação com várias correntes de aço ancoradas para o fundo do mar [33].

Atualmente a energia solar é responsável por cerca de 97% da capacidade renovável do Japão, enquanto que a energia eólica representa somente 1,1%. Esta pequena percentagem deve-se aos

estudos acerca do desenvolvimento do vento que estão a ser realizados, para avaliar os impactos ambientais e os locais viáveis para a sua implementação, e que só se iniciaram no terceiro trimestre do ano passado a partir de programas de incentivo.

A *Japan Wind Power Association*, presentemente, admitiu que a nação tem 2,7 GW de capacidade eólica total instalada.

2.4.9 Brasil

A utilização da energia eólica no Brasil teve o seu arranque em 1992 com o início da operação comercial do primeiro aerogerador instalado no Brasil, que foi resultado de uma parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), através do financiamento proveniente do instituto de pesquisas dinamarquês *Folkecenter*. Essa turbina eólica, de 225 kW, foi a primeira a entrar em operação comercial na América do Sul, em 1992, localizada no arquipélago de Fernando de Noronha (Pernambuco). Ao longo dos dez anos seguintes foram desenvolvidos programas de incentivo para uma maior implementação eólica no país porém, pouco se avançou na consolidação da energia eólica como alternativa de produção de energia elétrica, devido à falta de políticas incentivadoras e ao elevado custo da tecnologia adjacente [34]. Somente nos anos mais recentes a energia eólica se expandiu, apresentando-se atualmente como a fonte de energia que mais cresce em todo o Brasil. Até 2018, a participação da energia eólica na matriz energética brasileira passará dos 3% para os 8%, o que irá permitir a construção de novos parques eólicos e a produção de cerca de 13.500 MW, energia suficiente para abastecer mais de 20 milhões de residências no país [35].

O último ano, 2013, foi um ano recorde para todo o Brasil, com 4,7 GW de nova potência instalada. O mês de Dezembro terminou com um acréscimo de 10 MW na capacidade instalada em relação ao mês anterior, passando para 3,46 GW, distribuída em 142 parques eólicos.

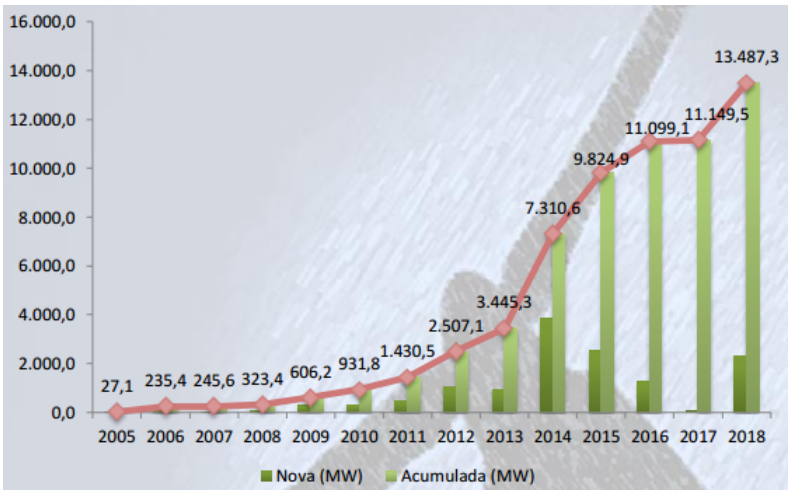


Figura 2.23: Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil [34]

A capacidade instalada dos parques eólicos em operação comercial no Brasil em Janeiro de 2014 foi de 2.211 MW, 20% maior que a capacidade registada para o mesmo mês do ano anterior, de 1.841 MW. Já a produção total dessas centrais fixou-se numa média de 763 MWh contra 612 MWh em janeiro de 2013, o que significou um aumento de 25%. A produção média no início do ano correspondeu a 35% da capacidade instalada, o que coloca o Brasil num patamar superior ao de países com maior potencial de geração eólica [34].

Numa análise ao Boletim das Usinas Eólicas, divulgado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o Nordeste brasileiro foi o mercado impulsionador da capacidade instalada no país, concentrando 1.461 MW provenientes de 60 geradores eólicos e com um aumento de 25,3% em relação a Janeiro de 2013. No mercado do Sul foi registada uma capacidade de 723 MW para um total de 29 grupos eólicos, o que representa um crescimento de 11,6% em relação ao mesmo mês do ano anterior. No Sudeste brasileiro, nesse ano, apenas foi instalado um parque eólico com capacidade de 28 MW. Segundo o boletim da CCEE, os estados com maior participação na produção média no período foram Ceará, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Bahia e Santa Catarina, que totalizaram 93% do total produzido.

O Brasil ainda não possui empreendimentos eólicos *offshore*. Este facto é justificado pelos preços elevados dos materiais das turbinas que precisam de ser resistentes à corrosão marinha, à complexidade de instalação no mar e aos custos de manutenção. Estudos e testes realizados apontam para a tendência de diminuição de tais custos e destacam as vantagens da fonte *offshore* em detrimento da *onshore*. É essencial o papel do estado brasileiro para apoiar o desenvolvimento de projetos eólicos *offshore*, não somente atuando na regulação do setor mas fomentando investimentos [36].

2.5 Integração da Energia Eólica nos Sistemas Elétricos de Energia

Para se proceder à integração da produção eólica nos Sistema Elétricos de Energia (SEE) é importante definir-se de forma objetiva e transparente regras, procedimentos e condições técnicas de forma a explorar a rede de forma eficiente e segura, garantindo continuidade e qualidade de serviço, e evitando atrasos nas decisões relativas às autorizações de ligação dos produtores às redes. Quando se integra a produção eólica no sistema, também definida como produção distribuída, novas regras e cenários desafiarão a implementação de mudanças de modo a permitir o estabelecimento de confiança entre os produtores e os concessionários das redes [17].

Caso se proceda à integração de somente 5 a 10% de energia eólica nos sistemas elétricos, a rede não irá sofrer alterações significativas que possam criar desafios técnicos e económicos, mas caso se pretenda integrar maior quantidade de produção eólica, o sistema terá que ser analisado detalhadamente. Exemplos de sistemas dinâmicos são os casos da China, Índia, Brasil e outras economias emergentes, em que a integração de energia eólica pode ser uma solução a baixo custo

para atender a procura e necessidade da população a níveis energéticos [35].

A energia eólica, tendo em conta a sua flutuação, pode afetar os sistemas negativamente. Devido à sua natureza estocástica como resultado das incessantes mudanças meteorológicas, e também devido à sua natureza intermitente e difusa, as incertezas adjacentes irão afetar a rede, ou seja, a qualidade de fornecimento da energia, a segurança e a estabilidade do sistema. Tendo em conta a facilidade de compreender a dinâmica e controlo da integração da geração convencional por parte dos operadores e entidades competentes, o mesmo não se sucede com a energia proveniente do vento e que poderá ter grandes repercussões no sistema de energia. Quando se substitui um gerador eólico por um gerador convencional, o mesmo deve ser capaz de fornecer os mesmos serviços auxiliares prestados pela central convencional, controlando as tensões nodais, mantendo a frequência da rede e contribuindo para a corrente em falta. O impacto técnico na integridade da rede implica o uso de tecnologias que precisam de ser devidamente compreendidas e quantificadas [37].

A variabilidade e a imprevisibilidade da energia eólica podem causar um desequilibro na rede, pois a potência de saída pode não ser suficiente para atender a procura quando necessário, enquanto que não pode haver um excesso de potência de saída quando a procura é baixa. Em Dezembro de 2004, na Alemanha, verificou-se uma perda de 4000 MW e de 2000 MW num prazo de seis horas, na Dinamarca, em Janeiro de 2005, como resultado de grandes mudanças na potência produzida nos geradores eólicos.

A integração de elevados níveis de produção eólica criam dificuldades para a operação dos mercados de eletricidade, dificuldades na definição da escala de serviço dos grupos convencionais e no despacho da produção, dificuldades na validação das condições de exploração da rede, dificuldades na definição dos níveis de reserva de operação do sistema em cada área de controlo e a nível de segurança de abastecimento relativas ao recurso primário. Os impactos previsíveis nas redes definem-se como [17]:

- Variações rápidas e lentas das tensões no sistema, relativamente ao seu valor nominal;
- Congestionamentos de ramos da rede e de subestações;
- Aumentos dos níveis de potência de curto-circuito;
- Qualidade de onda: níveis de *flicker* e nível de distorção harmónica;
- Problemas de estabilidade, tendo em conta o comportamento dinâmico e a estabilidade da tensão;
- Pré-despacho e despacho das unidades convencionais.

Ao proceder-se ao dimensionamento de um parque eólico é de elevada relevância averiguar a potência que será instalada, pois ao instalar-se uma capacidade eólica superior à capacidade no

ponto de interligação têm-se de adotar filosofias de sobre-equipamento devido à baixa probabilidade da potência instalada ser utilizada na sua globalidade. Considerando as curvas de duração da produção anual de um parque eólico, representadas na figura 2.24, para determinados valores de potência instalada (A), a diferença entre esses valores com os determinados para uma capacidade eólica superior (B), corresponde a um aumento da potência instalada por sobre-equipamento (C).

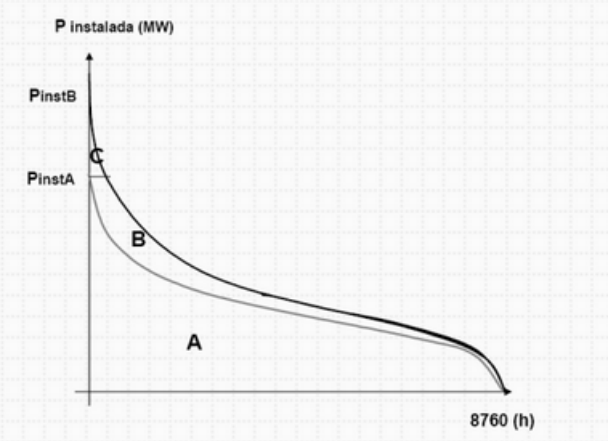


Figura 2.24: Curvas de duração de produção anual de um parque eólico [38]

A integração de aerogeradores de indução pode requerer a realização de um estudo pormenorizado acerca do impacto nas redes elétricas como avaliação da variação dos perfis de tensão, das perdas na rede e da ocorrência de congestionamentos nos ramos.

2.5.1 Capacidade de suportar Cavas de Tensão

Em determinadas áreas com elevada penetração de produção eólica, as perdas de geração devido a quedas de tensão ou frequência podem levar a anomalias no sistema de produção. Como tal, é importante existir uma capacidade de sobrevivência a cavas de tensão (*Ride Through Fault*), que corresponde à capacidade de controlo de tensão/potência reativa, por parte dos aerogeradores, para sobreviverem a quedas temporárias de tensão na sequência de curtos circuitos trifásicos, bifásicos e monofásicos. Esta capacidade de controlo permite evitar a saída intempestiva de grandes produções eólicas, daí o interesse dos operadores de sistema em requerer esta funcionalidade que implica custos adicionais para os produtores independentes (PI), e só algumas tecnologias mais recentes permitem esta funcionalidade.

A capacidade dos aerogeradores se manterem ligados à rede em caso de cavas de tensão resultantes de defeito na mesma permite que a produção eólica se mantenha em operação, caso a tensão nos seus terminais se mantiver acima da curva U(t), figura 2.25.

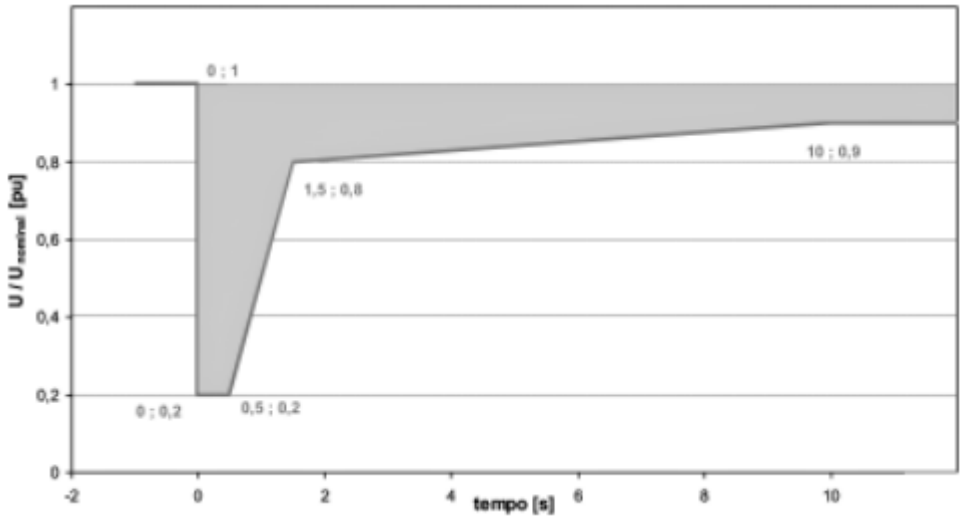


Figura 2.25: Curva U(t) [17]

A capacidade de fornecer energia reativa à rede durante um defeito tem em consideração a compensação das cavas de tensão provocadas, proporcionando um suporte para a tensão na rede, de acordo com a curva Iq(U), figura 2.26.

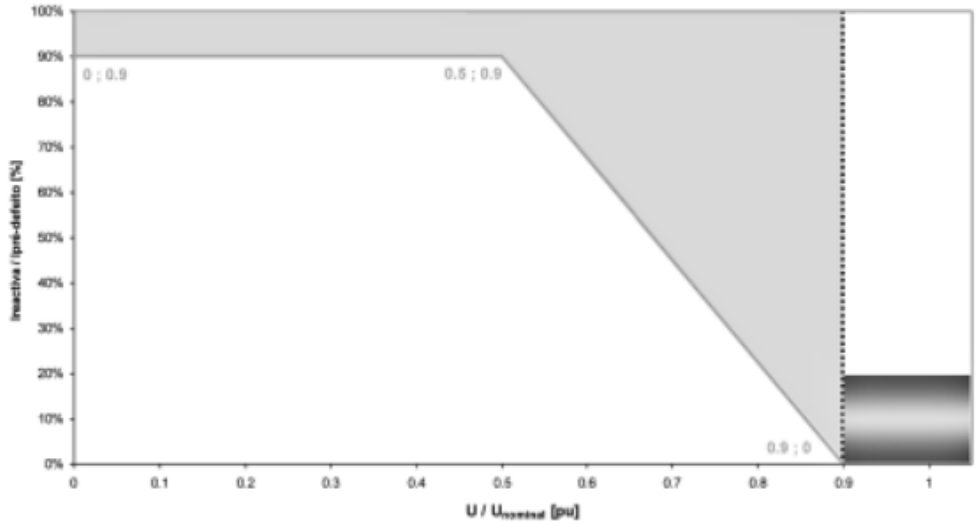


Figura 2.26: Curva Iq(U) [17]

2.5.2 Potência Reativa

Para o gerador de indução produzir potência ativa, precisa de absorver potência reativa, que é necessária para a sua excitação, isto é, para a magnetização do seu circuito magnético. No caso do gerador estar interligado com a rede, a potência reativa é assegurada pelo sistema elétrico. No caso de funcionamento de forma isolada, é necessário um sistema de excitação composto por baterias de

condensadores, cujo controlo de potência reativa injetada é discreto, alternando a capacidade das baterias. Existem, ainda, sistema de excitação constituídos por SVC's (*Static Var Compensators*), cujo controlo de potência reativa é contínuo, alterando o ângulo de disparo dos tirístores. Através das baterias de condensadores é possível controlar o valor de potência reativa injetada/consumida pelo gerador de indução, na rede elétrica, de maneira a que este valor atinja o respetivo limite estabelecido pela legislação, dependendo do regime de operação [17].

2.5.3 Black Start - Arranque de rede isolada

O *Black Start* consiste na capacidade do sistema, que se encontra isolado, iniciar a recuperação de uma interrupção total ou parcial do sistema de transmissão a partir da injeção de potência para alimentação das cargas. O seu reestabelecimento é individual e gradual, de modo a que a rede retorne a sua interligação novamente. Por outras palavras corresponde a uma sequência de eventos estudados antecipadamente e que estão embebidos no *software* de controlo da microrede, o MGCC (*Micro Grid Central Controller*), no controlador da microfonte MC (*Micro Source Controller*) e no controlador de carga LC (*Load Controller*).

Os principais problemas verificados quando se procede ao estudo das sequências de eventos correspondem à construção da rede BT (Baixa Tensão), à ligação dos microgeradores, ao controlo da tensão e frequência, à ligação de cargas controláveis, à mudança nas estratégias de controlo e na sincronização com a rede MT (Média Tensão).

2.6 Conclusão

Neste capítulo foi apresentada de forma detalhada a importância da energia eólica a nível nacional e mundial e a sua crescente presença nos sistemas de produção. Abordou-se a integração de energia eólica *offshore* em Portugal e os avanços da sua integração no sistema de produção nacional, bem como a expansão gradual de parques eólicos nacionais. Os países mundiais analisados detalhadamente apresentam um papel importante em termos de capacidade de produção eólica.

Atualmente verifica-se a nível mundial um crescimento considerável da integração de capacidade eólica. Segundo dados da Associação Global de Energia Eólica (*WWEA*) a Ásia, América do Norte e Europa seguem na frente relativamente à potência instalada de energia eólica, seguidos pela América Latina.

Capítulo 3

Fiabilidade do Sistema Elétrico de Energia

3.1 Introdução

Atualmente a energia elétrica é o sustento para a base da sociedade moderna, permitindo uma comodidade a um nível residencial bem como a uma generalidade de indústrias e serviços. É importante manter os aspetos de qualidade e continuidade de serviço do fornecimento de energia por parte das entidades responsáveis, de modo a satisfazer os consumidores finais de uma forma o mais económica possível.

A qualidade de serviço é garantida a partir da capacidade de produção de reserva por parte do sistema elétrico de energia (SEE) e de uma adequada margem de reserva por parte da rede de transporte e distribuição. As reservas são determinadas a partir de avarias aleatórias que o sistema pode sofrer e a possibilidade de os seus componentes não estarem disponíveis para realizar as suas funções. O dilema dos engenheiros ligados aos sistemas elétricos reside em como aumentar a qualidade de serviço e otimizar o número dos equipamentos utilizados na rede com vista a minimizar o impacto causado ao consumidor pelas avarias, e ao mesmo tempo, descrever os investimentos de modo a manter as tarifas a um nível aceitável [39].

A fiabilidade de um sistema elétrico pode ter várias definições mas, umas das consideradas será: *"Fiabilidade de um sistema (ou de um componente) é a probabilidade de o sistema (ou o componente) desempenhar, de uma forma adequada, a função para que foi concebido, nas condições previstas e nos intervalos de tempo em que tal é exigido."* [40].

As avarias ao ocorrerem de forma aleatória exigem estudos de fiabilidade pormenorizados do sistema, por forma a determinar qual a sua capacidade adequada. Os estudos exigem modelos simples mas que representem o sistema e técnicas probabilísticas para que sistemas mais complexos possam ser analisados de forma mais precisa e a um tempo de cálculo reduzido. Há a necessidade

de dividir os estudos de fiabilidade do sistema de produção em duas áreas, o sistema de produção em regime estático que corresponde à capacidade instalada no sistema e o sistema de produção em regime girante que corresponde à capacidade suscetível de entrar em funcionamento num dado intervalo de tempo.

Para se reduzir a probabilidade de ocorrência das avarias, a frequência e a sua duração, bem como reduzir o impacto da sua ocorrência é necessário aumentar os investimentos aquando do planeamento, da construção e exploração. O impacto económico das avarias não só é a perda resultante do não fornecimento da energia, mas também os custos indiretos para os clientes.

Devido à complexidade de um SEE, o equilíbrio entre a produção e a carga tem de se manter mesmo afetado pelas avarias de um determinado componente. Por isso, uma relação "custo benefício"deve ser verificada, tendo em conta a melhor fiabilidade possível entre os componentes do SEE.

Na figura 3.1 é observada a relação do acréscimo de fiabilidade resultante de um determinado investimento com o seu custo, no qual se pode decidir se um investimento é significativo ou não. A análise do custo incremental corresponde a uma fiabilidade $\Delta C/\Delta F$, em que ΔC corresponde à variação de custo e ΔF à variação de fiabilidade.

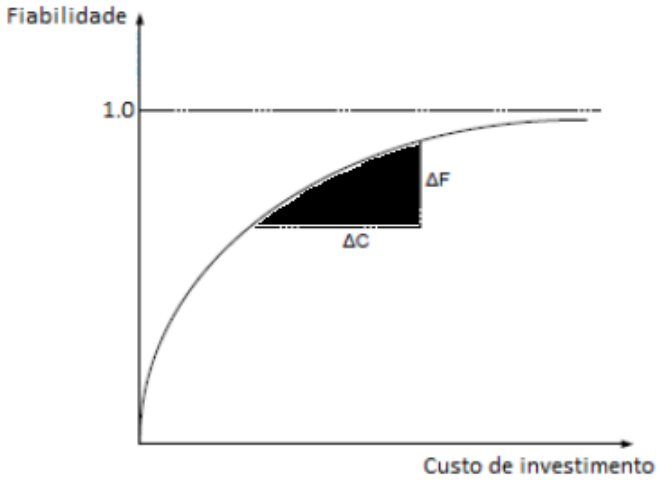


Figura 3.1: Custo incremental da fiabilidade $\Delta C/\Delta F$ [41]

De modo a efetuar-se uma análise mais pormenorizada, considera-se a figura 3.2, que compara o custo total de fiabilidade com o valor da fiabilidade. Quanto maior a fiabilidade pretendida, maior será o custo de investimento e, menor é o custo das interrupções de serviço, de modo a se obter uma maior satisfação por parte do cliente. O ponto mínimo relativo ao custo total corresponde ao centro da curva do custo total de fiabilidade [39].

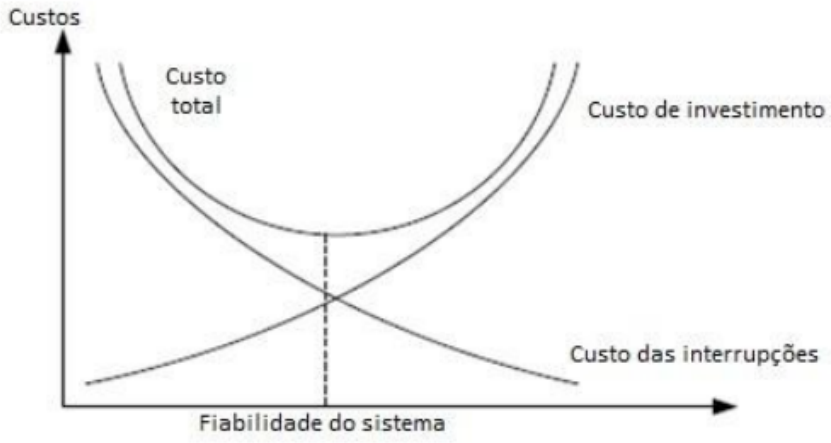


Figura 3.2: Custo total de fiabilidade [41]

3.2 Considerações Gerais de Fiabilidade

As avarias dos diversos componentes que constituem o sistema são aleatórias e difíceis de se prever. Os estudos probabilísticos são, então, o método mais viável nos estudos de fiabilidade para analisar as anomalias ocorridas.

O ciclo de vida de um componente, figura 3.3, é caracterizado pela variável aleatória em que o componente se pode encontrar, avariado ou a funcionar. Para sistemas de potência elevada, no entanto, não é correto seguir a mesma teoria pois estão dependentes de complexos serviços auxiliares. Por forma a representar tais sistemas é usual considerar estados de avaria parcial, mas devido à sua complexidade apenas é normal considerar modelos com apenas um estado de avaria parcial, figura 3.4, em que λ corresponde à taxa de avarias e μ corresponde à taxa de reparações [41].

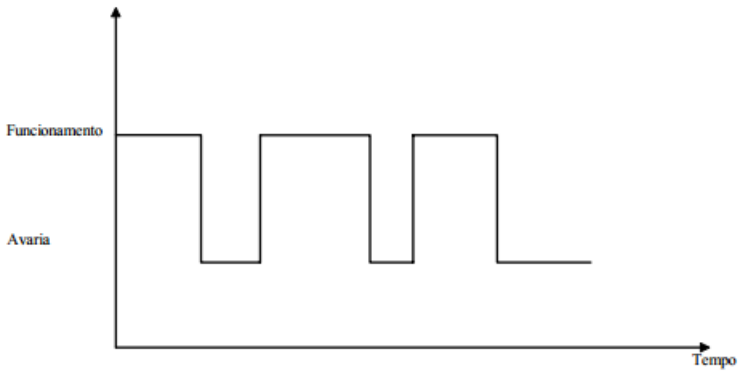


Figura 3.3: Ciclo de vida de funcionamento de um componente [41]

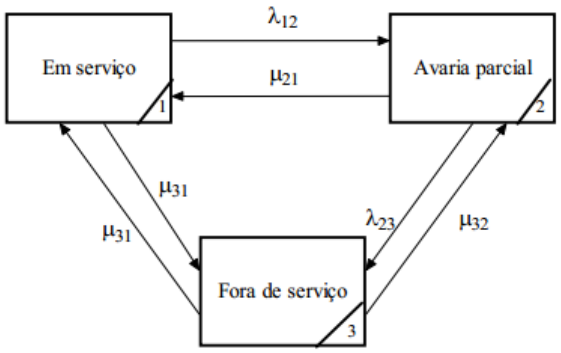


Figura 3.4: Modelo de um alternador com um estado de avaria parcial [41]

Fiabilidade representa a probabilidade de obter sucesso ou a percentagem de sucesso. Em todo o conjunto de estados possíveis, a variável aleatória (X), corresponde ao tempo de falha estocástico de um determinado equipamento e a sua expressão matemática, denominada por R (*Reliability*), é dada pela equação 3.1 [39]:

$$R(t) = P(X > t) \tag{3.1}$$

Ao definir-se a função de probabilidade acumulada de falha como $F(t)$, (*Failures*), é possível representar a repartição dos tempos de falha para uma determinada amostra de componentes de um estudo de fiabilidade, dada pela equação 3.2 [42]:

$$F(t) = 1 - R(t) = 1 - P(X > t) = P(X < 1) \tag{3.2}$$

A função densidade de probabilidade (f.d.p.), $f(t)$, é dada pela derivada da função de probabilidade de falha, expressa na equação 3.3:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = \frac{dR(t)}{dt} \tag{3.3}$$

Definindo a função densidade de probabilidade é possível obter a equação 3.4:

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t), dt \tag{3.4}$$

Ao recorrer-se à relação de complementaridade entre $F(t)$ e $R(t)$, tem-se a equação 3.5:

$$F(t) + R(t) = 1 \tag{3.5}$$

Sabendo que a probabilidade de um determinado componente do sistema avariar até ao instante t é dada por $Q(t)$, obtêm-se a equação 3.6:

$$Q(t) = P(X \leq t) \tag{3.6}$$

A partir da função densidade de probabilidade *f(t)* e pela relação entre as equações 3.4, 3.5 e 3.6 determina-se a equação 3.7:

$$Q(t) = \int_0^t f(t), dt \tag{3.7}$$

Relacionando a equação anterior com a equação 3.5, resultam as equações 3.8 e 3.9:

$$Q(t) = F(t) - F(0) = F(t) \tag{3.8}$$

$$Q(t) + R(t) = 1 \tag{3.9}$$

Procedendo à operação matemática de reintegração, a função densidade de probabilidade de falha, *f(t)*, é dada pela equação 3.10:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \tag{3.10}$$

Ao analisar graficamente a função de probabilidade acumulada de falha, na figura 3.5, que resulta da integração da função densidade de probabilidade de falha, *f(t)*, é possível verificar que a sua curva é uma imagem invertida da curva da função de fiabilidade.

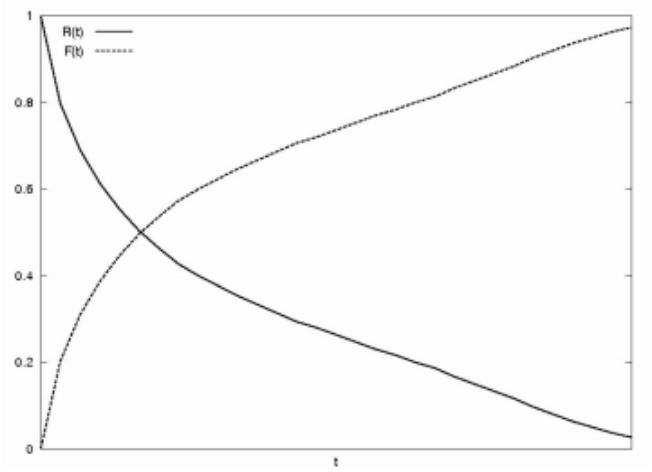


Figura 3.5: Curvas das funções de fiabilidade e de probabilidade acumulada de falha [41]

Caso o integral *dF(t)/dt* que se obtivesse para um limite de integração superior a *t=0* a probabilidade obtida seria uma probabilidade acumulada incondicional e, como tal, não irá corresponder à verdadeira probabilidade de falha [42].

Assim, pela equação 3.11:

$$f(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = \frac{-dR(t)}{dt} \tag{3.11}$$

Um indicador importante no estudo de fiabilidade de um componente em análise é a taxa de avarias, $\lambda(t)$, e corresponde à probabilidade do componente avariar no intervalo de tempo $t,t+\Delta t$, dividida por Δt. Ao considerar-se N componentes iguais a taxa de avarias é dada pela equação 3.12 [39]:

$$\lambda = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{N_a(t+\Delta t) - N_a(t)/N_f(t)}{\Delta t} = \frac{dN_a(t)}{dt} = \frac{1}{N_f(t)} \tag{3.12}$$

Em que:

- $N_f(t)$ representa o número de componentes que funcionam até ao instante t;
- $N_a(t)$ representa o número de componentes que avariam até ao instante t;
- $N_a(t+\Delta t)$ representa o número de componentes que avariam até ao instante $t+\Delta t$.

Sabendo, pela equação 3.13, que:

$$R(t) = 1 - \frac{N_a(t)}{N_0} \tag{3.13}$$

Temos, a partir da equação 3.14:

$$\frac{dR(t)}{dt} = -\frac{1}{N_0}\frac{dN_a(t)}{dt} \tag{3.14}$$

Pelo que, pela equação 3.15:

$$\frac{dN_a(t)}{dt} = -N_0\frac{dR(t)}{dt} \tag{3.15}$$

Substituindo a equação 3.15 na equação 3.12, obtêm-se a equação 3.16:

$$\lambda(t) = -\frac{N_0}{N_f(t)}\frac{dR(t)}{dt} = -\frac{1}{R(t)}\frac{dR(t)}{dt} \tag{3.16}$$

Ao multiplicar.se ambos os membros da equação 3.16 pela derivada de t, dt, tem-se a equação 3.17:

$$\lambda(t)dt = -\frac{1}{R(t)}dR(t) \tag{3.17}$$

Integrando a equação 3.17, obtém-se as equações 3.18 e 3.19:

$$\int_0^t \lambda(t)dt = -\int_1^{R(t)} \frac{dR(t)}{R(t)} \tag{3.18}$$

$$\int_0^t \lambda(t)dt = -logR(t) \tag{3.19}$$

A partir das simplificações anteriores resulta a equação 3.20 que corresponde à fiabilidade de um determinado componente em função da sua taxa de avarias:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t)dt} \tag{3.20}$$

Se a taxa de avarias, $\lambda(t)$, for constante para um determinado período de tempo, ou seja, o componente funcionar no seu período de vida útil, são obtidas as equações 3.21 e 3.22 tendo em conta a probabilidade do componente em análise funcionar ou avariar:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \tag{3.21}$$

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} \tag{3.22}$$

Analisando as equações 3.21 e 3.22, admite-se que a distribuição é exponencial e determina-se a equação 3.23, que corresponde à função densidade de probabilidade:

$$f(t) = -\frac{dR(t)}{dt} = \lambda e^{-\lambda t} \tag{3.23}$$

A função exponencial é uma das distribuições da fiabilidade mais importantes: é simples e pode ser aplicada em muitos casos. É dominante no período de vida útil ou de uso do equipamento.

O valor médio de uma variável aleatória com distribuição exponencial é dado pela equação 3.24 [41]:

$$E(X) = \frac{1}{\lambda} \tag{3.24}$$

Para um componentes com uma taxa de avarias constante, o valor médio é dado pela equação 3.24. O resultado obtido significa que o tempo médio antes de uma avaria ocorrer, MTTF (*Mean Time To Failure*), num determinado componente, com uma taxa de avarias constante é igual ao inverso da taxa de avarias, equação 3.25:

$$MTTF = m = \frac{1}{\lambda} \tag{3.25}$$

O tempo médio de reparações, MTTR (*Mean Time To Repair*), tendo em conta a taxa de reparações, μ, é dado pela equação 3.26:

$$MTTR = r = \frac{1}{\mu} \tag{3.26}$$

A partir da relação entre as duas equação anteriores, 3.25 e 3.26, é possível determinar o tempo médio aquando a ocorrência de avarias, MTBF (*Mean Time Between Failures*), equação 3.27:

$$MTBF = m + r = \frac{1}{f} \tag{3.27}$$

Tendo em conta, a partir da equação 3.28, a frequência do ciclo, f avarias/ano, corresponde a:

$$f = \frac{1}{MTBF} = \frac{1}{m+r} = \frac{\lambda}{1+\lambda r} \tag{3.28}$$

Para um determinado período de tempo, a probabilidade de encontrar um grupo e/ou componente fora de serviço define-se por FOR (*Forced Outage Rate*), e é expressa pela equação 3.29:

$$FOR = \frac{\lambda}{\lambda+\mu} = \frac{r}{m+r} = \frac{r}{T} = \frac{f}{\mu} = \frac{tempo\ de\ avarias}{tempo\ de\ avarias + tempo\ de\ funcionamento} \tag{3.29}$$

Em que:

- T representa o período do ciclo.

As *FOR* dos grupos/componentes dependem do tipo de grupo/componente, da sua idade, da sua potência e da existência ou não de uma adequada manutenção, pelo que deverão ser obtidas por cada empresa para os seus grupos/componentes, pela análise dos respetivos registos da exploração [41].

3.3 Fiabilidade dos Sistemas de Produção

O Sistema Elétrico de Energia (SEE) está dividido em três níveis hierárquicos, figura 3.6 [41]:

- Nível Hierárquico *I* - Produção;
- Nível Hierárquico *II* - Transporte;
- Nível Hierárquico *III* - Distribuição.



Figura 3.6: Hierarquização do Sistema Elétrico de Energia (SEE) [39]

Do mesmo modo, os estudos relativos à fiabilidade do Sistema Elétrico de Energia (SEE) encontram-se divididos nas seguintes áreas:

- Fiabilidade do sistema de produção (capacidade estática);
- Fiabilidade do sistema de produção (capacidade girante);
- Fiabilidade do sistema de transporte;
- Fiabilidade do sistema de distribuição;
- Fiabilidade do sistema composto produção/transporte.

Os níveis hierárquicos são analisados de forma independente, mas o sistema tem que ser visto e analisado como um todo, pelo que novos métodos e estudos, designados como modelos de fiabilidade do sistema composto produção/transporte, foram aperfeiçoados e criados por forma a analisar de uma forma mais minuciosa a qualidade dos barramentos do sistema e, posteriormente, analisar a qualidade de serviço do sistema de distribuição. A determinação da capacidade do sistema de produção é importante pois o sistema tem de ser capaz de alimentar as cargas de uma forma adequada. Os estudos a realizar estão divididos em dois problemas distintos:

- Capacidade estática do sistema, consiste na determinação, a médio e longo prazo, da capacidade que deve ser instalada no sistema;
- Capacidade girante do sistema, consiste na determinação, na fase de exploração, da capacidade girante que deve estar disponível para satisfazer o consumo.

A reserva estática deverá ser suficiente de forma a garantir a satisfação dos consumos de energia, mesmo quando determinados grupos saem de serviço por motivos relacionados a avarias ou manutenções não programadas ou até mesmo quando o consumo evolui de uma forma superior à prevista. Caso a alimentação de todas as cargas não seja satisfeita por a capacidade instalada não ser suficiente, é necessário aumentar os investimentos e instalar uma capacidade em excesso, só que neste caso os custos de exploração serão muito elevados [41].

Por forma a definir a reserva girante é necessário ter uma conhecimento do tempo de arranque das diversas centrais que não estão em funcionamento.

A FOR também é usada na avaliação da capacidade estática de um sistema de potência, incluindo a sua reserva. No planeamento da expansão, as unidades de geração são modeladas a dois estados, operação (disponibilidade) e falha (indisponibilidade), devendo-se, portanto, determinar o valor das probabilidades estacionárias. Na operação são usados modelos Markovianos com vários estados (modelos multi estado), considerando-se os estados intermediários entre o estado de operação e o estado de falha, como o estado de reserva ou *standby*.

Na avaliação da fiabilidade da capacidade instalada ou a instalar num sistema de potência, um dos cálculos mais relevantes é a determinação da probabilidade de encontrar uma certa quantidade da produção fora de serviço num intervalo de tempo que pode variar desde algumas horas até um ou vários anos.

3.4 Análise das Capacidades Fora de Serviço

Na construção da tabela das capacidades fora de serviço (CFS), é relevante obter a taxa de indisponibilidade dos determinados grupos em análise. A probabilidade de um grupo não estar em funcionamento (*FOR*), bem como a sua capacidade, variam de unidade para unidade.

Ao proceder-se à análise de uma rede teste real a nível nacional, a construção da tabela deverá ser iniciada tendo em conta um sistema constituído pelo grupo de menor capacidade. No sistema,

de seguida, serão incluídos os outros grupos por ordem crescente da sua capacidade. As alterações serão efetuadas até que todas as capacidades dos grupos em análise tenham sido consideradas [41].

Por forma a exemplificar o método em estudo, será considerado um sistema constituído por apenas três grupos de diferentes capacidades e diferentes FOR na tabela 3.1:

Tabela 3.1: Dados relativos aos grupos

Grupos	Capacidade (MW)	FOR
Grupo 1	1	0,01
Grupo 2 e Grupo 3	2	0,02

O Grupo 1, como se pode constatar, é o grupo de menor capacidade. A tabela das CFS será constituída apenas pelo grupo de capacidade de 1 MW, tabela 3.2:

Tabela 3.2: Tabela das CFS do Grupo 1

Estado	CFS (MW)	Probabilidade
Funcionamento	0	0,99 (P1)
Avaria	1	0,01 (P2)

A tabela seguinte a ser construída será para o Grupo 2, com uma capacidade de 2 MW, tabela 3.3:

Tabela 3.3: Tabela das CFS do Grupo 2

Estado	CFS (MW)	Probabilidade
Funcionamento	0	0,98 (P3)
Avaria	2	0,02 (P4)

A tabela das CFS para o Grupo 3 será igual ao Grupo 2, no entanto, agregando as tabelas das CFS para o Grupo 1 e para o Grupo 2, tabelas 3.2 e 3.3, respetivamente, obtém-se a tabela 3.4:

Tabela 3.4: Tabela das CFS do Grupo 1 e do Grupo 2

Estado Grupo 1	Estado Grupo 2	CFS (MW)	Probabilidade
Funcionamento	Funcionamento	0	0,9702 (P1*P3)
Avaria	Funcionamento	1	0,0098 (P2*P3)
Funcionamento	Avaria	2	0,0198 (P1*P4)
Avaria	Avaria	3	0,0002 (P2*P4)

Combinando a tabela 3.4 com a tabela 3.3, que corresponde, também, às CFS do Grupo 3, teremos a tabela 3.5:

Tabela 3.5: Tabela das CFS do Grupo 1, do Grupo 2 e do Grupo 3

Estado Grupo 1	Estado Grupo 2	Estado Grupo 3	CFS (MW)	Probabilidade
Funcionamento	Funcionamento	Funcionamento	0	0,950796
Avaria	Funcionamento	Funcionamento	1	0,009604
Funcionamento	Avaria	Funcionamento	2	0,019404
Avaria	Avaria	Funcionamento	3	0,000196
Funcionamento	Funcionamento	Avaria	2	0,019404
Avaria	Funcionamento	Avaria	3	0,000196
Funcionamento	Avaria	Avaria	4	0,000396
Avaria	Avaria	Avaria	5	0,000004

Analisando a tabela 3.5 é possível constatar que existem duas formas de se obterem os valores das CFS para 2 e 3 MW. Como ambos os valores são iguais, ao associa-los constrói-se a tabela da probabilidade das CFS para o sistema em geral, tabela 3.6:

Tabela 3.6: Probabilidade das CFS do sistema

CFS (MW)	Probabilidade	Probabilidade Acumulada
0	0,950796	1
1	0,009604	0,049204
2	0,038808	0,039600
3	0,000392	0,000792
4	0,000396	0,000400
5	0,000004	0,000004

Na coluna da direita, na tabela 3.6, o valor correspondente das probabilidades acumuladas dá uma probabilidade de a capacidade de um grupo do sistema ou qualquer outra capacidade superior se encontrar fora de serviço. Caso se pretenda adicionar um novo grupo ao sistema, o processo das CFS é o mesmo, no entanto, se o sistema apresentar um elevado número de grupos é necessário proceder à determinação de um sistema sistemático de modo a adicionar e remover grupos da tabela das CFS [41].

De modo a obter-se uma explicação prática, considera-se um novo sistema constituído por dois grupos distintos, tabela 3.7:

Tabela 3.7: Dados dos grupos do novo sistema

Grupos	Capacidade (MW)	FOR
Grupo 1	1	0,01
Grupo 2	1	0,02

As probabilidades das CFS do novo sistema são apresentadas na tabela 3.8:

Tabela 3.8: Tabela das probabilidades das CFS do novo sistema

CFS (MW)	Probabilidade
0	0,9702
1	0,0296
2	0,0002

De seguida adiciona-se ao novo sistema um novo grupo, denominado de Grupo 3, tabela 3.9:

Tabela 3.9: Tabela das CFS do Grupo 3

Grupo	Capacidade (MW)	FOR
Grupo 3	2	0,03

Como Regra Geral:

- Multiplicar os estados anteriores pela probabilidade de o novo grupo de encontrar em funcionamento;
- Adicionar, aos novos estados, a probabilidade de o novo gerador estar avariado multiplicado pela probabilidade daquele estado anterior que, combinado com a saída forçada do novo gerador, origina o valor em causa da CFS.

Tabela 3.10: Tabela das probabilidades das CFS do novo sistema, juntamente com o Grupo 3

CFS (MW)	Estado Anterior	Novo Estado	Forma de Cálculo	Probabilidade
0			0,9702*0,97	0,941094
1	G1 ou G2		0,0296*0,97	0,028712
2	G1 e G2		(0,0002*0,97)+(0,9702*0,03)	0,029300
3		G1 e G3 ou G2 e G3	0,0296*0,03	0,000888
4		G1,G2,G3	0,0002*0,03	0,000006

3.4.1 Arredondamento e Truncamento da tabela das probabilidades das CFS

A construção da tabela das CFS tem um limite de estados possíveis. À medida que o número de unidades cresce, o número de possíveis CFS cresce a um ritmo elevado, de modo que é conveniente encontrar um processo para arredondar ou truncar a tabela das probabilidades das CFS. Por outras palavras, é necessário reduzir o número de possíveis valores de CFS, englobando esses valores noutros e eliminar as configurações com uma probabilidade de ocorrência inferior a um dado valor [41].

As técnicas de arredondamento seguem uma distribuição proporcional, equações 3.30 e 3.31:

$$P_X^{Novo} = P_X^{Anterior} + \frac{Y-C}{Y-X} P_c \tag{3.30}$$

$$P_Y^{Novo} = P_Y^{Anterior} + \frac{C-X}{Y-X} P_c \tag{3.31}$$

Em que:

- C, valor do estado a eliminar;
- X, valor do estado anterior a eliminar;
- Y, valor do estado atual a eliminar;
- Y > C > X;

Ao efetuar-se um arredondamento a tabela introduz determinados erros porém, se a análise for efetuada para sistemas de grande dimensão, os erros introduzidos podem ser desprezáveis [41].

3.4.2 Análise de Recorrência para construção da tabela das CFS

Na construção de uma tabela das CFS, adicionando uma nova unidade de geração, utiliza-se um algoritmo recursivo. As unidades são acrescentadas uma a uma e de forma independente, tendo em conta a equação 3.32:

$$P^{com}(X) = P^{sem}(X).(1-d) + P^{sem}(X-C).d \tag{3.32}$$

Em que:

- C, capacidade da unidade que se inclui no sistema;
- d, *FOR* da unidade a acrescentar ao sistema;
- $P^{com}(X)$, probabilidade associada a uma capacidade X, depois de incluída uma nova unidade;
- $P^{sem}(X)$, probabilidade associada a uma capacidade X, antes de incluída uma nova unidade C;
- $P^{sem}(X-C)$, probabilidade associada à capacidade X-C, na tabela anterior à adição da unidade C.

A equação 3.33, para a construção de uma tabela das probabilidades das CFS, também permite a reconstrução de uma tabela depois de a unidade ser removida do sistema [41].

$$P^{sem}(X) = \frac{P^{com}(X) - P^{sem}(X-C).d}{1-d} \tag{3.33}$$

3.5 Índices de Fiabilidade

As tabelas das probabilidades das CFS permitem determinar a probabilidade de uma dada carga, considerada constante ao longo do ano, não ser alimentada. Num sistema elétrico com variadas cargas não constantes, há necessidade de considerar um diagrama de cargas.

A partir do diagrama de cargas é possível construir um diagrama de cargas classificadas, determinado a partir da análise do valor das cargas máximas de todos os dias ao longo do ano, por ordem decrescente. O diagrama de cargas classificado está representado na figura 3.7 [41].

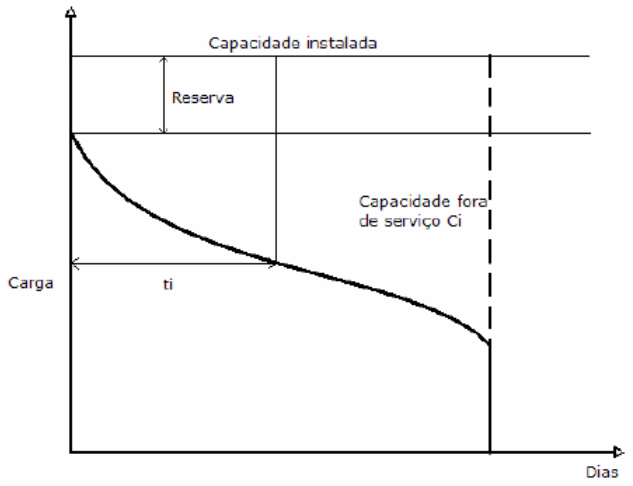


Figura 3.7: Diagrama de cargas classificado [41]

Em que:

- C_i, corresponde à capacidade i fora de serviço da tabela das probabilidades das CFS;
- t_i, corresponde ao número de dias durante os quais a capacidade C_i fora de serviço origina perda de carga.

Normalmente são considerados os picos diários para a construção do diagrama de cargas. Ao combinar as tabelas das probabilidade das CFS com um diagrama de cargas, é possível calcular, a partir de métodos probabilísticos, os índices de fiabilidade. Entre os índices mais utilizados, consideram-se:

- LOLE, *Loss of Load Expectation* - Expectativa de o sistema de produção não ser capaz de alimentar a carga;
- LOLP, *Loss of Load Probability* - Probabilidade de o sistema de produção não ser capaz de alimentar a carga;
- LOEP, *Loss of Energy Probability* - Probabilidade de perda de energia por parte do sistema de produção;
- LOEE, *Loss of Energy Expectation* - Expectativa de perda de energia por parte do sistema de produção;
- ENF - Energia Não Fornecida.

3.5.1 Determinação do LOLE

A partir da análise da tabela das probabilidades das CFS juntamente com um diagrama de cargas, é possível calcular a expectativa de o sistema de produção não ser capaz de alimentar a carga (LOLE). A técnica do cálculo do LOLE resume-se a [42]:

- Construção da tabela das probabilidade das capacidades fora de serviço;
- Simular sucessivamente a perda de capacidade de cada linha da tabela das capacidades fora de serviço;
- Verificar, no diagrama de cargas classificado, qual é o número de dias para o qual se espera que a ponta do diagrama exceda a capacidade disponível do sistema;
- Estimar cada número de dias pela probabilidade de perda de capacidade a eles associada;
- Somar os resultados, e obtenção da expectativa de não alimentar a carga em dias por ano.

A expressão para o cálculo do índice é apresentada na equação 3.34:

$$LOLE = \sum_{i=1}^{n} p_i t_i .365\ dias/ano \tag{3.34}$$

Em que:

- p_i, probabilidade de perda da capacidade de i MW;
- n, número de estados na tabela das probabilidade das CFS.

Como exemplo, admite-se que o diagrama de cargas do sistema em consideração, figura 3.8, é dado por uma reta definida por um máximo de 2.5 MW e um mínimo de 0.5 MW, tendo em conta as probabilidades das CFS da tabela 3.10. A capacidade máxima do sistema produtor é de 4.0 MW.

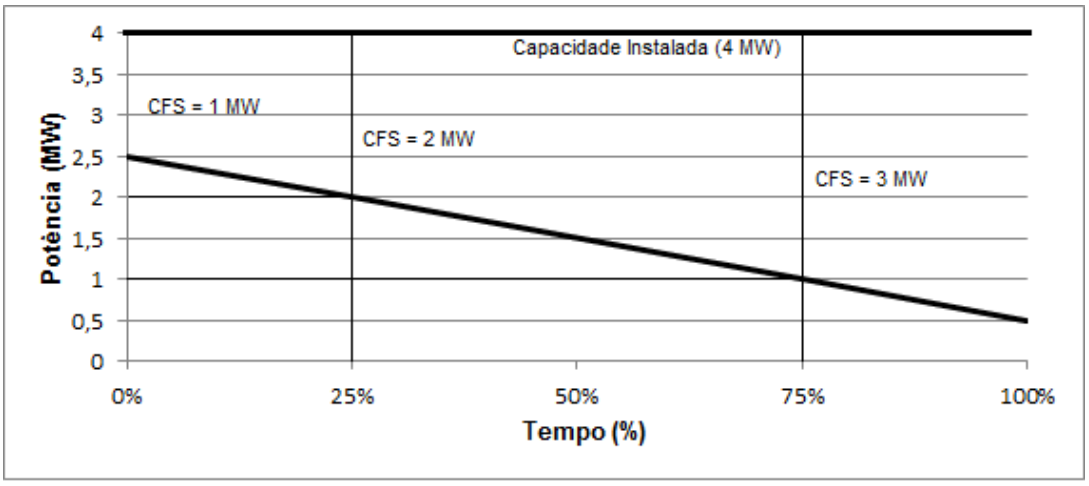


Figura 3.8: Cálculo do LOLE para um diagrama de cargas classificado linear

A tabela 3.11 é construída recorrendo à equação 3.34, e permite a determinação do valor do LOLE.

Tabela 3.11: Determinação do LOLE

CFS (MW)	Probabilidade	ti(%)/100	pi*ti
0	0,941094	0	0
1	0,028712	0	0
2	0,029300	0,25	0,007325
3	0,000888	0,75	0,000666
4	0,000006	1	0,000006

$$LOLE = (0+0+0,007325+0,000666+0,000006).365 = 0,00797.365 = 2,918\ dias/ano \tag{3.35}$$

O valor obtido para o LOLE é excessivo. Na prática considera-se aceitável um valor de 0,1 dias/ano, o que corresponde a uma incapacidade de geração disponível por parte do sistema para alimentar a ponta do diagrama de cargas.

3.5.2 Determinação do LOLP

Um outro índice de fiabilidade a determinar, é o LOLP. Este índice corresponde à probabilidade adimensional (entre 0 e 1) de o sistema de produção não ser capaz de alimentar a carga.

A técnica de cálculo é a mesma para a determinação de LOLE, no entanto, o valor é obtido em percentagem, não considerando o total de dias anual.

Sintetizando, pode escrever-se a equação 3.36:

$$LOLP = \sum_{i=1}^{n} p_i t_i \ \% \tag{3.36}$$

Considerando o mesmo exemplo para o cálculo de LOLE, através da combinação do diagrama de cargas classificado com a tabela das probabilidades das CFS, obtêm-se o valor expresso na equação 3.37

$$LOLP = (0+0+0,007325+0,000666+0,000006) = 0,00797\% \tag{3.37}$$

A cada probabilidade de ocorrência da tabela 3.11 é multiplicada a representação do seu estado no diagrama de cargas classificado, figura 3.8. O que se conclui que a percentagem de carga é superior à CFS.

3.5.3 Determinação do LOEE

Paralelamente à determinação do LOLE e LOLP, que representam a não alimentação da carga por parte do sistema de produção, é possível determinar a energia não fornecida.

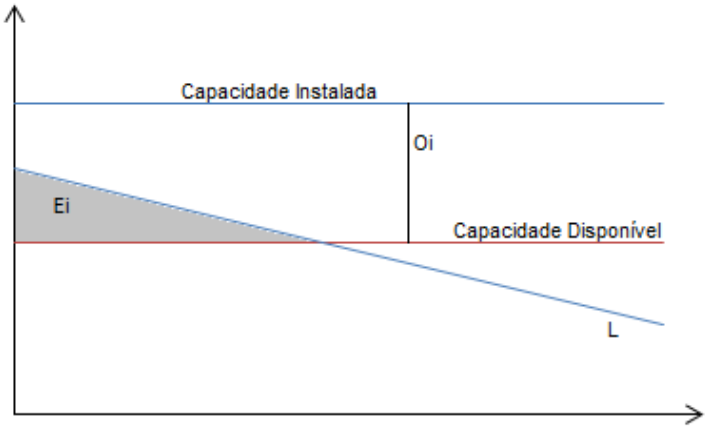


Figura 3.9: Energia Não Fornecida

Pela análise da figura 3.9, obtida a partir de um diagrama de cargas, a área localizada abaixo da curva, para um determinado período de tempo, corresponde à Energia Não Fornecida para o mesmo período, devido à insuficiente capacidade de produção.

Os resultados também podem ser expressos sob a forma do quociente entre a Energia Não Fornecida devido à insuficiente capacidade instalada e à energia total necessária para garantir a satisfação dos consumos [42].

A Energia Não Fornecida é dada por $E_i P_i$ e a soma de ambos os produtos representa o total de Energia Não Fornecida, também denominado por LOEE, expectativa de perda de energia por parte do sistema de produção.

A expressão matemática que permite calcular o índice de fiabilidade LOEE, é a seguinte (equação 3.38):

$$LOEE = \sum_{i=1}^{n} E_i P_i \tag{3.38}$$

Normalizando o valor da equação 3.38 pela energia total E, obtém-se a expressão dada pela equação 3.39

$$LOEE_{pu} = \sum_{i=1}^{n} \frac{E_i P_i}{E} \tag{3.39}$$

Significado das variáveis:

- O_i, grandeza da capacidade fora de serviço;
- E_i, Energia Não Fornecida devido à perda da capacidade fora de serviço;
- P_i, probabilidade de saída de serviço de O_k.

3.6 Conclusão

Neste capítulo apresentou-se a metodologia para o estudo relativo à Fiabilidade do Sistema Elétrico de Energia, com as devidas formulações matemáticas e as metodologias correspondentes. Com o apoio pequenos exemplos numéricos, foi possível obter uma noção sobre o cálculo das capacidades fora de serviço para, posteriormente, a partir do diagrama de cargas classificado se calcularem os índices de fiabilidade.

Capítulo 4

Fiabilidade da Produção em Parques Eólicos

4.1 Introdução

A redução das emissões de gases para a atmosfera e a constante procura por fontes de energia não poluente, tornam a energia eólica como a principal fonte renovável capaz de competir com as grandes centrais convencionais.

Aspetos relativos à penetração de energia eólica no Sistema Elétrico de Energia (SEE) têm sido abordados recentemente. A natureza intermitente do vento, bem como o comportamento probabilístico de interrupção das turbinas eólicas, influenciam a fiabilidade do SEE mas com um menor impacto relativamente às unidades convencionais.

As complexidades da integração da energia eólica no SEE pode ser analisada a partir dos modelos de fiabilidade que, ao longo dos anos, têm sido amplamente estudados na presença de energia eólica. O problema relativo à natureza intermitente do vento é modelizado conjugando uma análise analítica com uma simulação cronológica da velocidade do vento [43].

4.2 Crédito de Capacidade (*CC*)

O conceito de crédito de capacidade (CC) é utilizado para avaliar a importância das fontes de energia intermitentes na expansão do sistema de energia. Expressa a quantidade de energia convencional cuja instalação pode ser evitada sem que haja perda de fiabilidade no sistema [44].

O crédito de capacidade corresponde à fração de potência eólica instalada para o qual não é necessário proceder a um investimento duplo, ou seja, a um investimento com unidades convencionais e unidades renováveis. Por exemplo, se se instalar 1000 MW de energia eólica com um CC de 30%, pode evitar-se um investimento de 300 MW de energia convencional.

O CC é determinado por meio da equação 4.1 [44]:

$$CC = 1 - \frac{P_{adi} - P_{sub}}{P_{vento}} \tag{4.1}$$

Em que:

- P_{vento}, corresponde à capacidade de energia eólica adicional;
- P_{adi}, corresponde à capacidade total do sistema de energia, considerando P_{vento};
- P_{sub}, corresponde à capacidade total do sistema de energia, sem considerar P_{vento}.

Ao contrário das fontes convencionais, a energia eólica é de natureza estocástica. Uma unidade de fornecimento de energia convencional, a menos de uma avaria, pode sempre responder às exigências de produção do sistema de energia. Na prática, no entanto, há uma probabilidade de uma determinada unidade estar fora de serviço devido a uma manutenção programada ou a uma avaria ocasional no momento em que o sistema necessita de produção de energia. Assim, nenhum tipo de unidade energética pode operar com 100% de crédito de capacidade [45].

A figura 4.1 apresenta o que acontece com o sistema de produção de energia, quando a energia eólica é adicionada ao sistema. Em primeiro lugar, a produção de eletricidade a partir de centrais convencionais é reduzida, resultando num menor consumo de combustíveis fósseis. Em segundo lugar, a reserva é ajustada à nova situação, de acordo com os créditos de capacidade de vento [46].

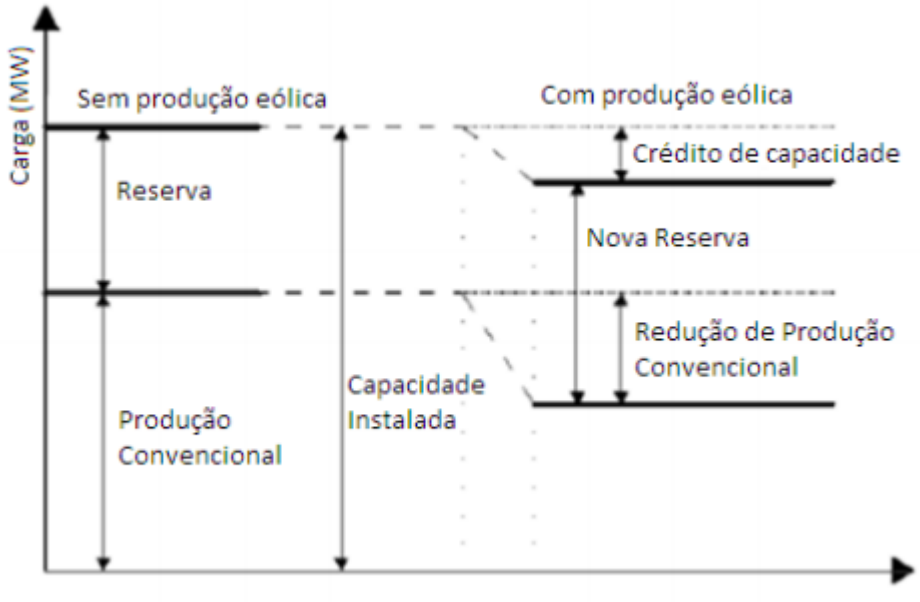


Figura 4.1: Capacidade do sistema de produção de energia, sem e com produção eólica [47]

Por causa da alta conetividade do sistema de fornecimento de energia elétrica, uma única avaria numa central de energia pode causar falhas em todo o sistema de energia elétrica. Portanto, quando uma central de energia deixa de funcionar, outras centrais têm que cobrir a oferta perdida diretamente. Como tal, as outras centrais de energia devem ter capacidade de reserva disponível em caso de emergência. Esta capacidade de reserva é igual à capacidade da maior central em funcionamento [46].

4.3 Efetiva Capacidade de Suporte de Carga

A Efetiva Capacidade de Suporte de Carga, *Effective Load-Carrying Capability* (ELCC), é aplicada a todos os geradores e é baseada nos indicadores de fiabilidade, como a probabilidade de perda de carga (LOLP), a expectativa de o sistema de produção não ser capaz de alimentar a carga (LOLE) ou a energia não fornecida (ENF).

Define-se ELCC como o acréscimo de carga que pode ser fornecida por um gerador adicional e, pode ser realizada a partir de um modelo de fiabilidade do sistema de energia, com os ajustes adequados por forma a justificar a natureza estocástica e variável da energia eólica. A ELCC atribui diferentes valores de capacidade aos geradores tendo em conta a sua contribuição para a fiabilidade do sistema, ou seja, os geradores que produzem sem interrupções e entregam energia eficazmente durante os períodos de maior procura, são recompensados com a atribuição de crédito de capacidade. Por outro lado, aos geradores menos fiáveis e em que a sua produção é interrompida, a atribuição do crédito de capacidade é menor [48].

Relativamente aos geradores intermitentes, como os geradores eólicos, a ELCC distingue entre os que, durante os regimes de vento para entrega de energia, estão disponíveis durante os períodos de carga máxima, os que por vezes falham durante os mesmo períodos e os que nunca estão disponíveis [47].

De forma a calcular o ELCC é necessário um banco de dados que contém os requisitos de carga horária e as características do gerador. Para os geradores convencionais, os requisitos necessários são a capacidade nominal, as taxas de interrupção forçada e as programações específicas de manutenção. Como requisito para um gerador intermitente, é necessário o registo de pelo menos um ano da produção de energia por hora [48].

Durante décadas que a ELCC tem sido amplamente aplicada, a partir de diferentes números de referência. Alguns trabalhos, como o de *Garver, 1966*, mediram o valor da capacidade de um gerador a uma unidade perfeitamente fiável [48].

Embora existam algumas variações na abordagem de cálculo da ELCC, o procedimento segue as seguintes etapas [48]:

- O sistema é modelado sem considerar o gerador eólico e as cargas são ajustadas para se obter um determinado nível de fiabilidade;
- O nível de fiabilidade é equiparado à expectativa de perda de carga (LOLE), normalmente de 0,1 dias/ano;
- O LOLE é calculado a partir da probabilidade de perda de carga (LOLP), multiplicada pelo número de dias ao longo de um ano. Assim, o LOLE indica um valor esperado em que o sistema não é capaz de alimentar a ponta dos diagramas de carga diária e pode ser expresso em horas/ano ou dias/ano;

- Uma vez alcançado o LOLE desejado, o gerador eólico é adicionado ao sistema. Um novo LOLE é determinado, que terá um valor mais baixo, o que indica maior fiabilidade para o sistema;
- O aumento da capacidade do sistema representa a ELCC do gerador eólico.

Uma das preocupações no processo de cálculo é o facto de o gerador não produzir o valor que foi estimado no cálculo prévio da ELCC. Por exemplo, uma unidade de carga de um gerador convencional pode ficar fora de serviço durante o período de pico. Embora essa situação possa colocar pressão sobre a rede e sobre o operador de sistema, um bom planeamento usando abordagens probabilísticas como a ELCC permite que estes riscos sejam quantificados e calculados de maneira sistemática.

4.4 Avaliação da Fiabilidade de um SEE com Produção Eólica

Várias abordagens são utilizadas para representar os modelos de fiabilidade e a capacidade de crédito dos geradores eólicos, principalmente devido ao seu caráter intermitente. Algumas dessas abordagens, frequentemente utilizadas e amplamente conhecidas, são descritas nos pontos que se seguem.

4.4.1 Análise Retrospetiva

A análise retrospetiva concentra-se no histórico do desempenho de um gerador eólico, de modo a poder-se analisar o impacto na fiabilidade do sistema. Uma análise retrospetiva pode ser realizada através da utilização de dados referentes à produção eólica horária, juntamente com os dados reais de carga no modelo de fiabilidade. A realização da análise é simples, pois apenas é necessária uma avaliação da variação cronológica da produção eólica [48].

Existem dois métodos para representar a capacidade de crédito de um gerador eólico usando esta abordagem [49]:

- Método de Capacidade Firme (MCF), *Firm Capacity Method* - O gerador eólico é comparado a um gerador ideal;
- Método de Capacidade Efetiva (MCE), *Effective Capacity Method* - O gerador eólico é comparado a um gerador convencional.

Por forma a calcular a ELCC a partir dos dois métodos referidos anteriormente, recorre-se a registos cronológicos de produção eólica horária recolhidos anualmente. Em primeiro lugar calcula-se o LOLE sem considerar a produção eólica, no qual se ajusta a carga para se alcançar o limite da expectativa de perda de carga (LOLE). Uma vez que se atinge o valor de LOLE desejado, o gerador eólico é adicionado ao sistema e o modelo é executado novamente. O novo LOLE, de menor valor, é calculado e o gerador eólico é retirado do sistema. Em seguida, adiciona-se uma

unidade de referência ao sistema, ideal para o método MCF e convencional para o método MCE, e incrementa-se essa unidade gradualmente até ao valor de LOLE corresponder ao obtido com a integração do gerador renovável. A capacidade da unidade de referência é analisada e representa a ELCC da produção eólica [49].

4.4.2 Análise Prospetiva

A análise prospetiva, de como o recurso intermitente pode afetar a fiabilidade do sistema, envolve uma modelagem probabilística de previsão da produção eólica. Os níveis de produção eólica são calculados a partir de estudos probabilísticos e, são convertidos por forma a que seja aceitável pelo modelo de fiabilidade em estudo, de modo a que os dados sobre previsão eólica sejam reunidos para uma análise futura [48].

4.4.3 Curvas de Fiabilidade

O método de análise das curvas de fiabilidade é similar ao método de análise retrospetiva. As curvas são representadas com e sem produção eólica e o procedimento para a sua representação é o seguinte [49]:

- Calcula-se o LOLE em função da carga do sistema para dois casos distintos: com produção eólica e sem produção eólica.
- Traçam-se as respetivas curvas de fiabilidade, sabendo que, a produção eólica é subtraída à carga cronologicamente;
- Define-se um limite da expectativa de perda de carga (LOLE);
- A diferença entre os pontos de interceção das duas curvas de fiabilidade com o limite da expectativa de perda de carga admitido, representa a ELCC.

Na figura 4.2 são representadas as curvas de fiabilidade que mostram a relação entre o índice de fiabilidade da expectativa de perda de carga (LOLE) e o pico de carga anual com e sem a integração da produção eólica. Para um determinado nível de fiabilidade, neste caso 0,1 dias/ano, a ELCC para a central eólica pode ser avaliada tendo em conta a diferença entre os valores de carga para o nível de fiabilidade considerado.

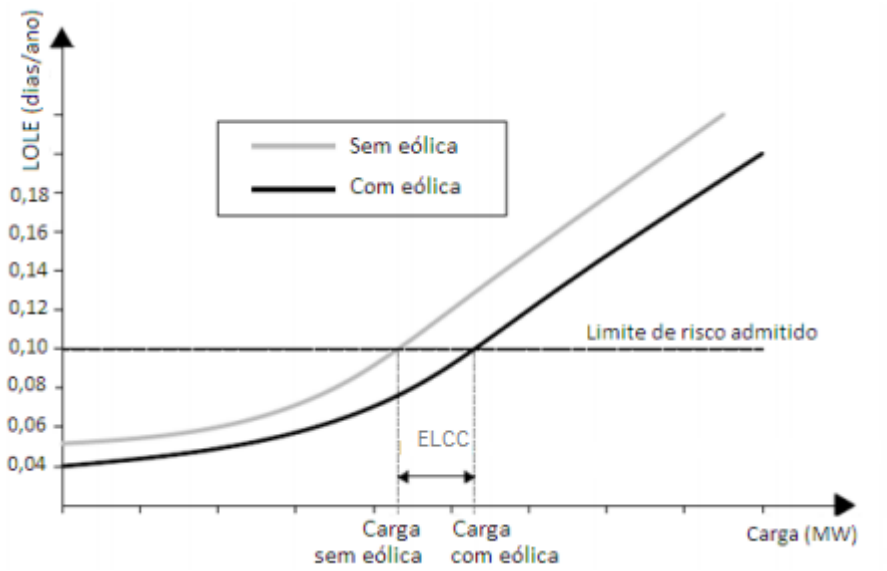


Figura 4.2: Representação das curvas de fiabilidade para cálculo da ELCC [47]

4.4.4 Métodos de Aproximação

Devido à dificuldade em criar um banco de dados apropriado para o cálculo da ELCC, outros métodos mais simples foram surgindo ao longo dos anos.

Para avaliar o valor da capacidade de produção eólica, seria desejável realizar cálculos usando apenas dados relativos ao recurso eólico a partir de conjuntos de dados auxiliares. Embora existam vários métodos para calcular a ELCC, como os métodos de aproximação, os dados que serão obtidos apenas se limitam a aproximações de resultados [48].

O fator de capacidade de produção eólica é um método utilizado para aproximar o valor do crédito de capacidade. Tendo em conta uma perspetiva de planeamento, o fator de capacidade é interpretado como a relação entre a potência esperada e a produção de energia anual [49].

O seu cálculo pode ser facilmente efetuado calculando os dados de produção eólica disponível hora a hora. Também pode ser calculado para a duração de todo o período, as horas em que o sistema atinge o pico de utilidade ou para as horas em que o risco de não cumprir a entrega de energia à carga é maior.

Outro método a ter em conta é o método de aproximação para análise, *Time-Period-Based Methods*, e corresponde a um método de risco indireto assumindo uma elevada correlação entre as horas de maior procura e a probabilidade de o sistema de produção não ser capaz de alimentar a carga (LOLP). Este método tem como principal desvantagem o facto de não considerar os potenciais riscos que poderão afetar o sistema [49].

4.5 Conclusão

Neste capítulo foram abordados os conceitos relativos ao Crédito de Capacidade (CC) de um parque eólico, bem como o método utilizado para a sua determinação, Efetiva Capacidade de Suporte de Carga (ELCC).

Na determinação da ELCC, tendo em conta a contribuição dos geradores para a fiabilidade do sistema, abordaram-se duas análises distintas, a Análise Retrospetiva e a Análise Prospetiva, respetivamente. Por forma a ultrapassar algumas dificuldades inerentes às análises descritas, outros métodos, como o Método de Análise das Curvas de Fiabilidade e os Métodos de Aproximação, foram analisados detalhadamente.

Capítulo 5

Análise e Resultados do Estudo do Sistema Teste

5.1 Introdução

O sistema teste em estudo corresponde a uma ilha isolada, no qual são consideradas as produções de energia relativas ao ano de 2012. Os dados considerados para a análise do sistema teste são de caráter confidencial, tendo em conta que foram fornecidos por uma empresa nacional. A abordagem de resultados passa por avaliar o impacto da produção eólica na fiabilidade do sistema de produção, ao longo de um ano. Os dados para a análise do sistema teste considerados vão desde o dia 1 de Janeiro de 2012 até ao dia 31 de Dezembro de 2012, com intervalos horários. Visto que o ano em estudo é um ano bissexto, os dados são avaliados para um período de 8784 horas, que corresponde a uma análise horária para 366 dias.

5.2 Constituição do sistema em estudo

O sistema em estudo consiste numa central termoelétrica constituída por dois grupos de geradores, cada grupo constituído por quatro geradores convencionais e por um parque eólico constituído por dez aerogeradores.

Os aerogeradores são da marca *ENERCON*, modelo *E44*, com uma potência nominal de 900 kW cada. As características são as seguintes [50]:

- Potência Nominal - 900 kW;
- Diâmetro do rotor - 44 m;
- Área varrida pelas pás - 1521 m^2;
- Velocidade - variável, 12 a 34 rpm;
- Limite inferior de velocidade - 3 m/s;

- Limite superior de velocidade - 34 m/s.

Na figura 5.1 é ilustrada a constituição do aerogerador da *ENERCON* utilizado no parque eólico do sistema teste e na figura 5.2 é representada a curva de potência calculada para o modelo *E44*.

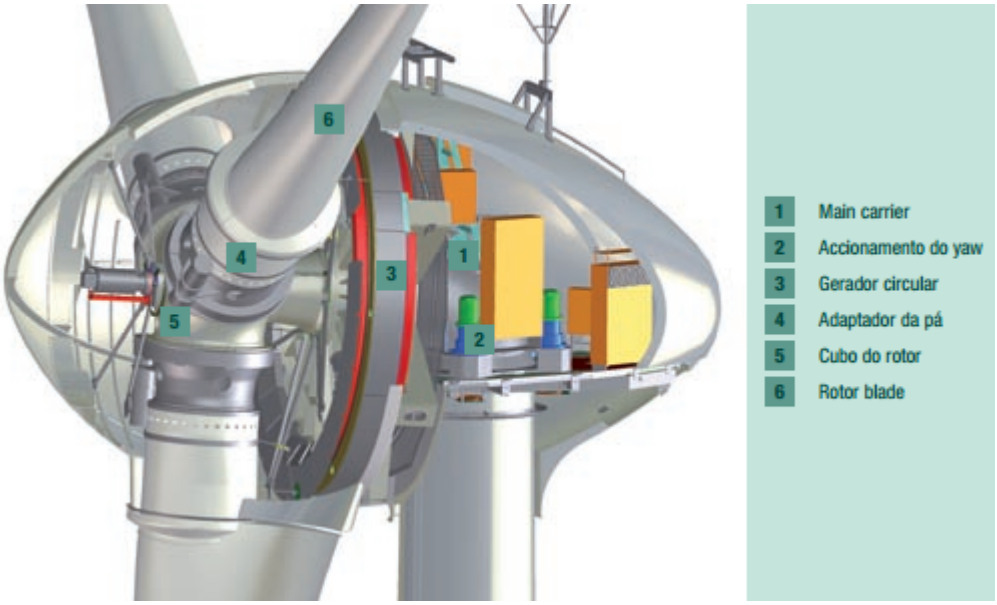


Figura 5.1: Constituição do aerogerador da marca *ENERCON*, modelo *E44* [50]

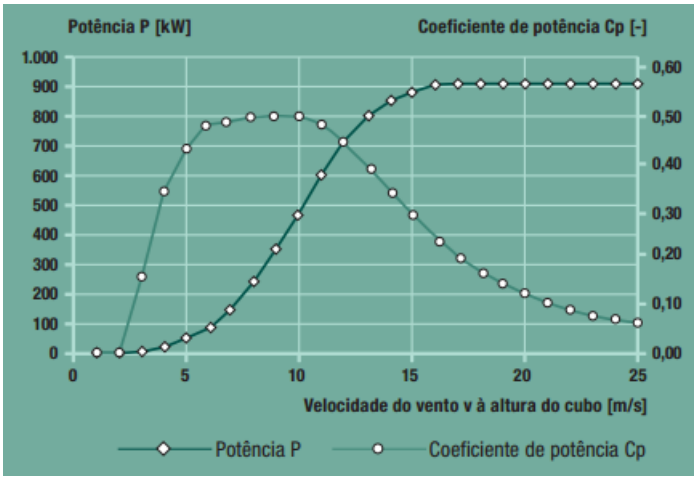


Figura 5.2: Curva de potência calculada para o modelo *E44* [50]

Os oito geradores convencionais, que constituem a central termoelétrica, estão divididos em dois grupos distintos. O primeiro grupo possui quatro geradores convencionais a *diesel*, de menor dimensão, com uma potência nominal de 7,696 MW e o segundo grupo, constituído pelos restantes quatro geradores convencionais, de maior dimensão, com uma potência nominal de 16,280 MW.

5.3 Produção de energia e análise de consumo

Na figura 5.3 é apresentada a produção anual horária de energia proveniente da central termo-elétrica e do parque eólico para o ano de 2012, de 1 de Janeiro a 31 de Dezembro.

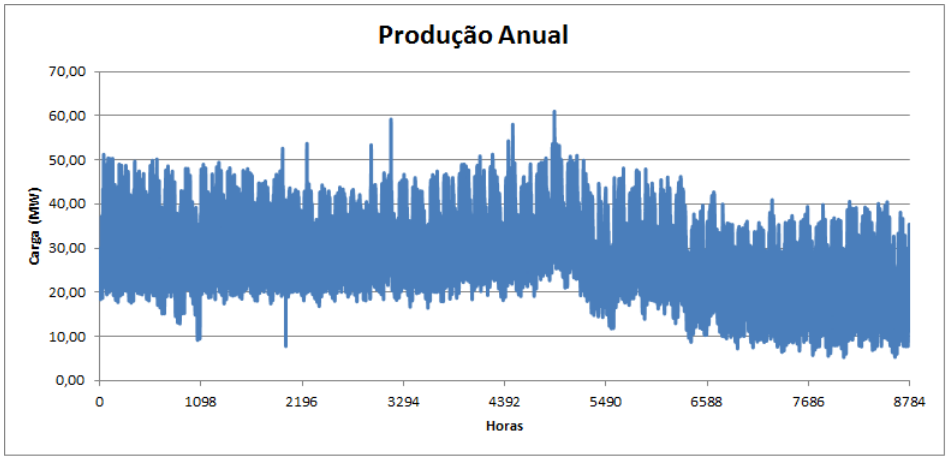


Figura 5.3: Diagrama de produção eólica e térmica para o ano de 2012

Nos estudos de fiabilidade, e como já foi referido no capítulo *Fiabilidade da Produção em Parques Eólicos*, 4, como as cargas não são constantes há a necessidade de se considerar um diagrama de cargas classificado das pontas diárias, sendo usual utilizar uma aproximação linear. Com a informação relativa ao consumo anual do ano de 2012, relativamente ao sistema em estudo, considera-se uma reta que tem início no ponto de maior carga e fim no ponto de menor carga. O ponto de maior carga corresponde a 70,15 MW e o ponto de menor carga a 35,50 MW. Com a aproximação do diagrama de cargas por um linear, figura 5.4, o erro resultante não é considerado e a determinação dos índices de fiabilidade é simplificada.

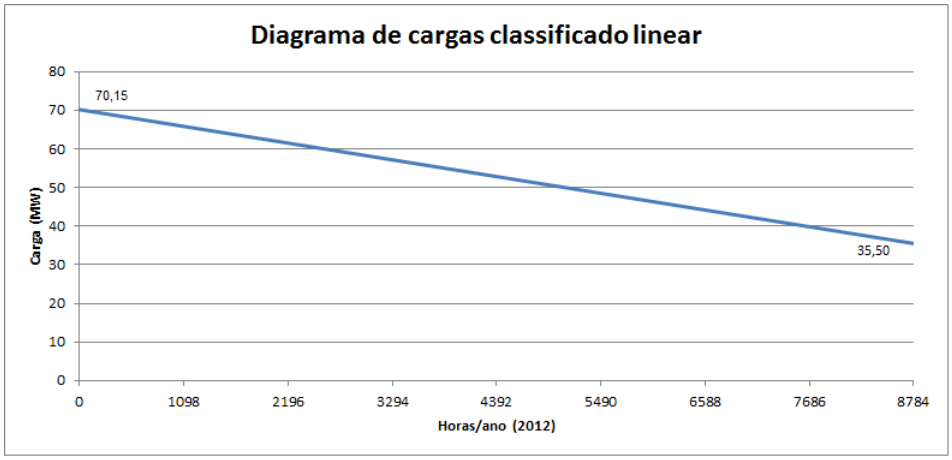


Figura 5.4: Diagrama de cargas classificado linear - ano 2012

5.4 Análise da fiabilidade do sistema teste sem considerar a produção eólica

Tendo em conta que o sistema teste é constituído por uma central termoelétrica e por um parque eólico, numa primeira fase são apenas considerados os oito geradores convencionais da central termoelétrica. Na tabela 5.1 é apresentada a constituição da central termoelétrica, a respetiva potência nominal e o valor de FOR para cada gerador convencional:

Tabela 5.1: Informação relativa ao FOR da central termoelétrica

Número Gerador	Potência (kW)	FOR
1	7696	0,02
2	7696	0,02
3	7696	0,02
4	7696	0,02
5	16820	0,03
6	16820	0,03
7	16820	0,03
8	16820	0,03

Considerando o sistema produtor termoelétrico, apresentado na tabela 5.1, é necessário proceder à determinação da tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço (CFS). O número de combinações possíveis, numa análise inicial, tem em conta os dois estados possíveis (funcionamento e avaria) e o número de geradores a considerar, neste caso, 8 geradores convencionais e, correspondem a 256 combinações (2^8). A partir da utilização de uma simulação computacional em *Visual Basic* do *Microsoft Excel*, foi possível determinar as capacidades fora de serviço, a respetiva probabilidade e a probabilidade acumulada para o conjunto de geradores da central termoelétrica.

Na tabela 5.2 é apresentada a construção da tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço, para o sistema produtor sem integração de produção eólica em estudo, no ano de 2012. Verifica-se que o número de combinações possíveis corresponde a 25, devido ao facto dos quatro primeiros geradores convencionais apresentarem a mesma potência nominal, o que se verifica, também, com os últimos quatro geradores. Na construção da tabela das probabilidades das CFS sem consideração de produção eólica, é relevante referir a potência total instalada (98064 kW).

Tabela 5.2: Tabela das probabilidades das CFS

CFS	Probabilidade	Probabilidade Acumulada
0	0,8165659	1
7696	0,066658441	0,1834341
15392	0,002040565	0,116775659
16820	0,101018462	0,114735094
23088	2,77628E-05	0,013716633
24516	0,008246405	0,01368887
30784	1,41647E-07	0,005442465
32212	0,000252441	0,005442323
33640	0,004686423	0,005189882
39908	3,43457E-06	0,000503459
41336	0,000382565	0,000500024
47604	1,75233E-08	0,000117459
49032	1,17112E-05	0,000117441
50460	9,66273E-05	0,00010573
56728	1,59336E-07	9,10286E-06
64424	8,12938E-10	1,05558E-06
65852	2,41468E-07	1,05477E-06
67280	7,47118E-07	8,13302E-07
73548	3,28527E-09	6,61838E-08
74976	6,09892E-08	6,28986E-08
81244	1,67616E-11	1,90931E-09
82672	1,86702E-09	1,89255E-09
90368	2,54016E-11	2,55312E-11
98064	1,296E-13	1,29635E-13

Para determinar os índices de fiabilidade, LOLP e LOLE, utilizando a mesma simulação computacional, é necessário ter em conta a carga máxima e mínima verificada na figura 5.4, para um total de 8784 horas. Os valores dos índices de fiabilidade são os seguintes:

- LOLP = 0,00103
- LOLE = 0,00103 * 366 = 0,37698 dias/ano

Numa análise teórica, o valor de LOLE para o ano de 2012, ultrapassa o limite da expectativa de perda de carga admitido de 0,1 dias/ano. É de notar, no entanto, que o valor obtido, é bastante bom tendo em conta a dimensão do sistema em estudo, pois qualquer sistema elétrico de energia é condicionado por condições técnicas e os índices de fiabilidade podem ultrapassar os limites estabelecidos.

Por forma a avaliar a evolução dos índices de fiabilidade é necessário conhecer-se a carga máxima e mínima para os anos de 2009 a 2013. Com a utilização da simulação computacional determina-se, novamente, os valores dos índices de fiabilidade para cada um dos anos em análise, sem considerar a produção eólica. Na tabela 5.3 são apresentadas as cargas máximas e mínimas, bem como os valores de LOLP e LOLE:

Tabela 5.3: Evolução dos índices de fiabilidade sem produção eólica

Ano	Carga Máxima (MW)	Carga Mínima (MW)	LOLP	LOLE
2009	74,35	38,50	0,00182	0,66430
2010	74,25	36,05	0,00167	0,60955
2011	73,15	38,00	0,00148	0,5402
2012	70,15	35,50	0,00103	0,37698
2013	70,05	33,00	0,00095	0,34675

A partir dos valores obtidos de LOLE para cada um dos anos apresentados na tabela 5.3, é possível traçar a curva de fiabilidade sem considerar a produção eólica, figura 5.5

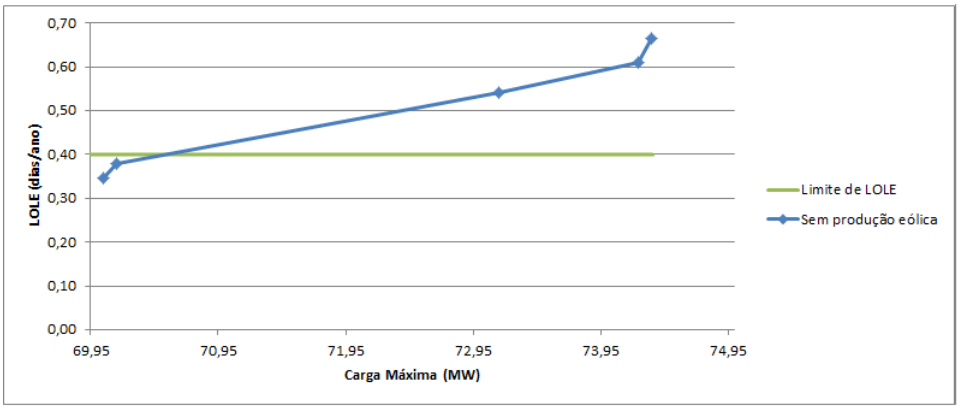


Figura 5.5: Curva de fiabilidade sem produção eólica

A partir da análise da figura 5.5, verifica-se que nos anos de 2009, 2010 e 2011, o valor da expectativa de perda de carga ultrapassa o limite estabelecido de LOLE. O valor de LOLE tem tendência a diminuir nos anos seguintes devido à carga máxima e mínima serem inferiores em comparação com os anos anteriores. Tendo em conta os valores obtidos através da simulação computacional para a obtenção de LOLE, o limite foi estabelecido em 0,4 dias/ano, por forma a posteriormente ser possível obter um valor credível da ELCC para o sistema teste em análise, com a integração da produção eólica.

5.5 Análise da fiabilidade do sistema teste com integração de produção eólica

A análise da fiabilidade do sistema de produção com a integração de produção eólica, é realizada utilizando dois métodos já definidos no capítulo *Fiabilidade da Produção em Parques Eólicos* em *Avaliação da fiabilidade de um SEE com produção eólica*, 4.4. Em primeira análise o método a ser realizado é o dos métodos de aproximação e o segundo, e por último, é a análise das curvas de fiabilidade de modo a obter o valor da ELCC.

5.5.1 Métodos de aproximação e curvas de fiabilidade

Tendo em conta que os valores de produção anual de energia eólica para o ano de 2012 são conhecidos, procede-se à determinação do fator de capacidade (FC) para o mesmo ano. O fator de capacidade é calculado a partir da equação 5.1:

$$FC = \frac{\sum_{i=1}^{8784} P_{eolicaProduzida_i/hora}}{P_{eolicaInstalada}.8784} = \frac{19457,35}{79056} = 0,246 = 24,6\% \tag{5.1}$$

Após a determinação do fator de capacidade (FC), é possível, numa aproximação, admitir que o parque eólico com uma potência instalada de 9 MW corresponde a um gerador convencional equivalente de 2,214 MW. O FOR admitido para o gerador convencional equivalente é de 0,05. Na tabela 5.4 é apresentada a integração do gerador equivalente e o respetivo FOR, para o ano de 2012.

Tabela 5.4: Informação relativa ao FOR do sistema elétrico juntamente com o gerador convencional equivalente ao parque eólico

Número Gerador	Potência (kW)	FOR
1	7696	0,02
2	7696	0,02
3	7696	0,02
4	7696	0,02
5	16820	0,03
6	16820	0,03
7	16820	0,03
8	16820	0,03
9	2214	0,05

Utilizando, novamente, a simulação computacional em *Visual Basic* do *Microsoft Excel*, determina-se a tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço, 5.5.

Tabela 5.5: Tabela das probabilidades das CFS com o gerador convencional equivalente ao parque eólico

CFS	Probabilidade	Probabilidade Acumulada
0	0,775737605	1
2214	0,040828295	0,224262395
7696	0,063325519	0,1834341
9910	0,003332922	0,120108581
15392	0,001938536	0,116775659
16820	0,095967539	0,114837123
17606	0,000102028	0,018869584
19034	0,005050923	0,018767556
23088	2,63746E-05	0,013716633
...	...	...
41336	0,000363437	0,000500196
42122	1,71729E-07	0,000136759
43550	1,91283E-05	0,000136587
47604	1,66472E-08	0,000117459
49032	1,11256E-05	0,000117442
49818	8,76166E-10	0,000106317
50460	9,17959E-05	0,000106316
51246	5,85559E-07	1,45198E-05
52674	4,83136E-06	1,39342E-05
...	...	...
77190	3,04946E-09	4,95877E-09
81244	1,59235E-11	1,90931E-09
82672	1,77367E-09	1,89339E-09
83458	8,3808E-13	1,1972E-10
84886	9,33509E-11	1,18882E-10
90368	2,41315E-11	2,55312E-11
92582	1,27008E-12	1,39968E-12
98064	1,2312E-13	1,29605E-13
100278	6,48E-15	6,48458E-15

A potência total para a determinação da tabela 5.5 corresponde a 100278 kW num conjunto de 9 geradores. Os valores de LOLP e LOLE para o ano de 2012, tendo em conta, a carga máxima e mínima, bem como o número de horas de um ano bissexto, são os seguintes:

- LOLP = 0,00070
- LOLE = 0,00070 * 366 = 0,25620 dias/ano

Para avaliar a evolução dos índices de fiabilidade com a introdução de produção eólica, no qual o parque eólico corresponde a um gerador convencional de 2214 kW, são considerados os valores de LOLE de 2009 a 2013, apresentados na tabela 5.6.

Tabela 5.6: Evolução dos índices de fiabilidade com o gerador convencional equivalente ao parque eólico

Ano	Carga Máxima (MW)	Carga Mínima (MW)	LOLP	LOLE
2009	74,35	38,50	0,00132	0,48180
2010	74,25	36,05	0,00122	0,44530
2011	73,15	38,00	0,00115	0,41975
2012	70,15	35,50	0,00070	0,25620
2013	70,05	33,00	0,00064	0,23360

Juntamente com a curva de fiabilidade da figura 5.5 e dos valores de LOLE apresentados na tabela 5.6, é possível obter a curva de fiabilidade considerando a integração da produção eólica, no qual o parque eólico é equivalente a um gerador convencional de 2214 kW, figura 5.6.

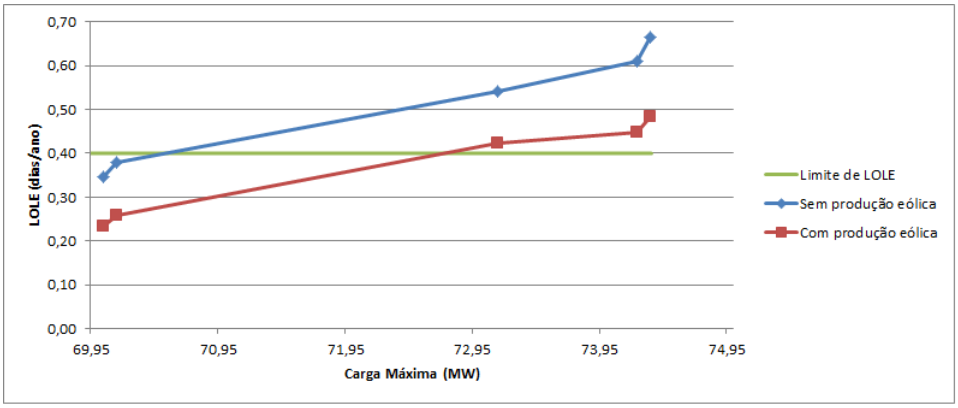


Figura 5.6: Curva de fiabilidade com o gerador convencional equivalente ao parque eólico

A partir da análise da figura 5.6 observa-se que a fiabilidade do sistema elétrico aumenta quando se introduz o gerador convencional equivalente ao parque eólico. Os valores da expectativa de perda de carga (LOLE) são inferiores quando comparados com a figura 5.5, em que não se introduz produção eólica. A curva de fiabilidade encontra-se relativamente próxima do limite estabelecido, de 0,4 dias/ano, considerando a produção eólica, enquanto que sem produção eólica, a curva de fiabilidade tende a distanciar-se e a apresentar valores de LOLE bastante superiores.

Ao intersetar-se as retas de carga máxima, sem e com produção eólica, da figura 5.6, com o limite estabelecido de LOLE, 0,4 dias/ano, obtém-se a ELCC. Na figura 5.7 apresenta-se a forma de calcular a ELCC do sistema, em que se são obtidas as equações das retas mais próximas com o limite da expectativa de perda de carga, neste caso consideram-se as cargas máximas e os respetivos valores de LOLE para os anos de 2011 e 2012.

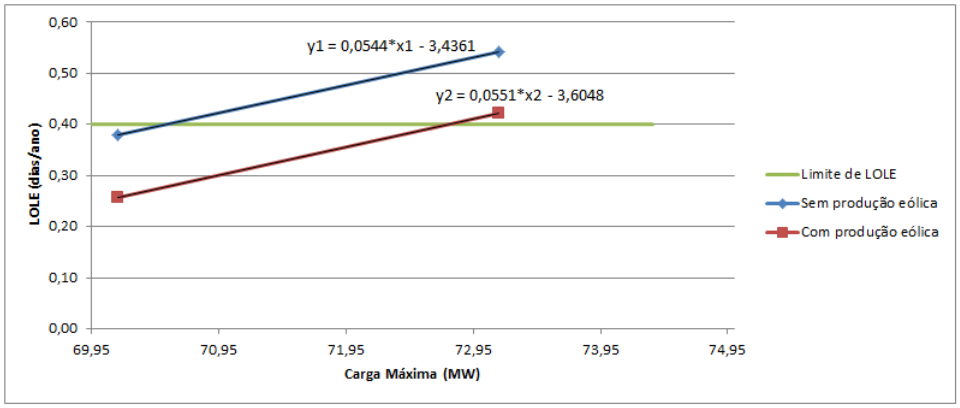


Figura 5.7: Curva de fiabilidade com zona de interceção

Nas equações 5.2 e 5.3 são apresentadas as retas em função de x1 e x2, respetivamente:

$$y1 = 0,0544.x1 - 3,4361 \leftrightarrow x1 = \frac{y1 + 3,4361}{0,0544} \tag{5.2}$$

$$y2 = 0,0551.x2 - 3,6048 \leftrightarrow x2 = \frac{y2 + 3,6048}{0,0551} \tag{5.3}$$

Substituindo y1 e y2 nas equações 5.2 e 5.3, respetivamente, por 0,4 (valor do limite de LOLE em dias/ano), são obtidas as equações 5.4 e 5.5

$$x1 = 70,5165MW \tag{5.4}$$

$$x2 = 72,6824MW \tag{5.5}$$

O valor de ELCC corresponde à diferença entre x2 e x1, então pela equação 5.6:

$$ELCC = x2 - x1 = 72,6824 - 70,5165 = 2,1659MW \tag{5.6}$$

Considerando o gerador convencional equivalente ao parque eólico do sistema teste em ilha isolada, a partir dos valores de produção eólica para o cálculo do FC, e as curvas de fiabilidade, o valor da ELCC corresponde a 2,1659 MW para um parque eólico com uma potência instalada de 9 MW. O valor correspondente ao crédito de capacidade (CC) é de 24,07%.

O valor do CC, para este sistema teste, é elevado, pois os valores de carga máxima e mínima são relativamente próximos da potência instalada. Quanto mais próximos os valores de carga máxima e mínima estão da potência instalada, mais significativo será o valor de CC. O que se pode verificar a partir dos valores obtidos, é que para um limite de LOLE diferente, o valor da ELCC também será diferente, quer isto dizer que o valor admitido de LOLE da interseção com as retas das curvas de fiabilidade afeta, consideravelmente, o valor final da ELCC, que por sua vez afetará o valor de CC.

5.6 Análise de resultados

As figuras 5.8 e 5.9 apresentam os diferentes valores obtidos de LOLP e LOLE, sem e com produção eólica. É possível verificar a diminuição dos índices de fiabilidade quando a produção eólica é integrada no sistema elétrico em estudo.

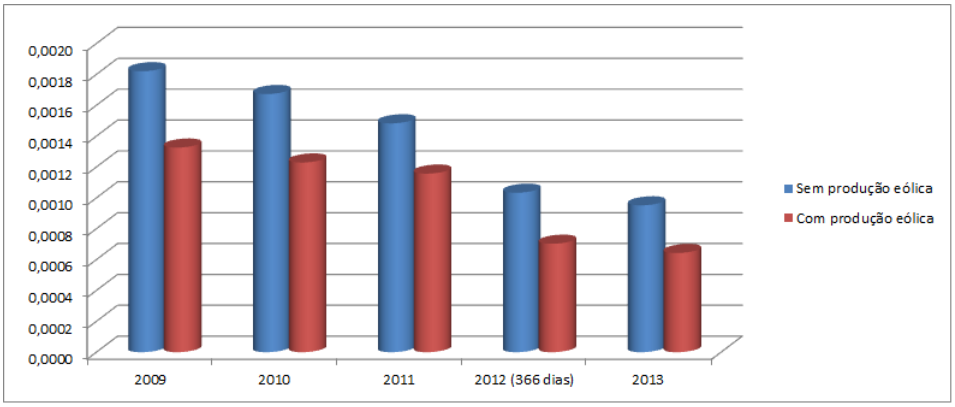


Figura 5.8: Valores de LOLP

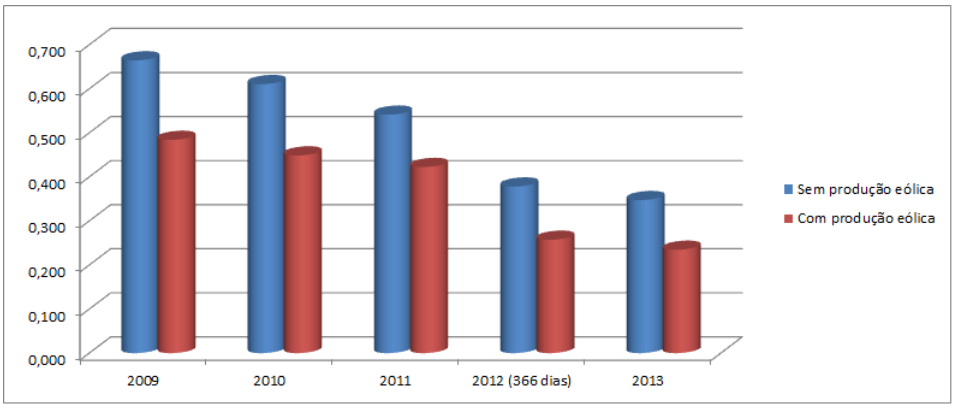


Figura 5.9: Valores de LOLE

O que se pode verificar, a partir da análise das figuras 5.8 e 5.9, é a elevada penetração da central termoelétrica no sistema teste, verificada pela instalação de oito geradores convencionais a *diesel*. A fiabilidade do sistema é maior quanto maior for a integração de produção eólica, pois a potência instalada aumenta, e o parque eólico é considerado como um gerador convencional equivalente a partir de ajustes efetuados, e verificados anteriormente, tendo em conta o cálculo do FC. A integração de produção eólica apresenta outros benefícios, como a não emissão de CO2 para a atmosfera e um melhoramento em termos ambientais para a sociedade.

5.7 Conclusão

Neste capítulo foi analisada a constituição do sistema teste, tendo em conta o número de geradores convencionais e o número de aerogeradores, bem como as suas potências nominais.

Posteriormente foram realizados cálculos a partir de uma simulação computacional em *Visual Basic* do *Microsoft Excel*, por forma a determinar a tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço (CFS) com e sem produção eólica e os respetivos índices de fiabilidade.

Por último, a partir dos métodos de aproximação e das curvas de fiabilidade foi possível avaliar o impacto da produção eólica no sistema de produção e a evolução dos índices de fiabilidade nos últimos cinco anos.

Capítulo 6

Conclusão e Projeção Futura

6.1 Conclusão

Atualmente, a energia eólica tem um papel preponderante a nível do fornecimento energético de caráter renovável. O fornecimento de energia por parte do recurso eólico torna-se atrativo para a sociedade, apresentando-se com um papel significativo no portfólio dos sistemas de produção. Tendo em conta a importância que caracteriza este tipo de energia, é de elevada relevância efetuar estudos de fiabilidade, de modo a obter com precisão uma estimativa dos impactos causados por este tipo de energia intermitente, incontrolável e pouco previsível.

Nos estudos de fiabilidade do sistema produtor, há várias causas para um gerador não estar disponível. Neste tipo de situações, causados por falhas nos equipamentos ou mesmo falhas programadas, para o cálculo das probabilidades das capacidades fora de serviço (CFS), considerando os alternadores como podendo residir em dois estados distintos, é possível avaliar a probabilidade de determinado componente ou gerador estar fora de serviço, retomando-o posteriormente.

Por forma a se avaliar a fiabilidade do SEE, sem e com produção eólica, utilizam-se métodos probabilísticos para calcular o valor dos índices de fiabilidade mais utilizados: LOLP (*Loss of Load Probability*) e LOLE (*Loss of Load Expectation*). O cálculo dos índices de fiabilidade, como das probabilidades das capacidades fora de serviço, foi determinado com a utilização de uma simulação computacional em *Visual Basic* do *Microsoft Excel*. A simulação, no entanto, não considera a manutenção programada dos grupos geradores que compõem o sistema produtor termoelétrico.

Na análise dos resultados obtidos, a partir da simulação computacional e de cálculos analíticos, as curvas de fiabilidade permitem avaliar o impacto da integração da produção eólica na fiabilidade do sistema de produção. Substituindo o parque eólico por um gerador convencional foi possível determinar diferentes valores de LOLE e averiguar a diminuição da expectativa de perda de carga do sistema, bem como o crédito de capacidade (CC) pela determinação da efetiva

capacidade de suporte de carga (ELCC).

Em suma, a energia eólica ao ser integrada no sistema de produção melhora, consideravelmente, a fiabilidade do sistema elétrico de energia (SEE). A utilização dos geradores eólicos permite que algumas das unidades convencionais possam ser substituídas por energias renováveis.

6.2 Projeção futura

Ao integrar-se uma produção de carácter renovável, proveniente de um recurso incontrolável, é importante avaliar qual o seu impacto na fiabilidade do sistema em estudo. Para se proceder ao cálculo dos índices, é necessário obter-se informação relativa às produções médias anuais, para o ano em estudo como para os anos anteriores, bem como prever-se os diagramas de cargas, classificado e característico.

Por outro lado, a obtenção dos dados de produção anual é difícil e, por vezes, impossível de se obter. Uma maior facilidade na obtenção de informação dos sistemas de produção para um período de, aproximadamente, cinco anos, favorece, consideravelmente, a análise a ser efetuada para avaliar a fiabilidade do sistema elétrico.

Referências

[1] John M Antle, Susan M Capalbo, James B Johnson, e Dragan Miljkovic. The kyoto protocol: economic effects of energy prices on northern plains dryland grain production. *Agricultural and Resource Economics Review*, 28:96–105, 1999.

[2] Sandro Miguel Marmelo. O mercado petrolífero mundial: a necessidade de um multilateralismo de gestão energética. 2009.

[3] Jeongje Park, Kyeonghee Cho, Taegon Oh, Jaeseok Choi, e AA El-Keib. Evaluation of economic impacts of wind turbine and solar cell generators on power system considering co 2 emission. Em *Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2010 IEEE 11th International Conference on*, páginas 413–418. IEEE.

[4] Liang Wu, Jeongje Park, Jaeseok Choi, AA El-Keib, Mohammad Shahidehpour, e Roy Billinton. Probabilistic reliability evaluation of power systems including wind turbine generators using a simplified multi-state model: A case study. Em *Power and Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE*, páginas 1–6. IEEE.

[5] Quercus. Access date: 18 de Março. URL: www.quercus.pt/comunicados/2014/janeiro/.

[6] Ren. Access date: 18 de Março. URL: www.centrodeinformacao.ren.pt.

[7] Apren. Access date: 18 de Março. URL: www.apren.pt.

[8] Lusa-sol. Access date: 18 de Março. URL: http://sol.sapo.ao/inicio/Economia/Interior.aspx?content_id=80251.

[9] Quartz. Access date: 20 de Março. URL: www.qz.com/135082/asia-pacific-nations-will-consume/.

[10] Se Ho Kim, Young Hwan Kim, e Kwang Y Lee. Impact of wind power generation in the korea-jeju power system. Em *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, páginas 1–6. IEEE.

[11] Technology green energy. Access date: 25 de Março. URL: www.technologygreenenergy.blogspot.pt.

[12] Energynext. Access date: 25 de Março. URL: www.energynext.in.

[13] Ammonit. Access date: 25 de Março. URL: www.ammonit.com/pt/energia-eolica/energia-eolica.

[14] Portal das energias renováveis. Access date: 25 de Março. URL: www.energiasrenovaveis.com.

[15] Catalab wordpress. Access date: 26 de Março. URL: www.catalab.wordpress.com.

[16] Microeólica. Access date: 26 de Março. URL: www.microeolica.weebly.com.

[17] João Abel Peças Lopes. Apontamentos de energia eólica, 2005 FEUP.

[18] Aero blogspot. Access date: 26 de Março. URL: www.aero-mini.blogspot.pt/2009/11/funcionamento-de-um-aerogerador_27.html.

[19] Ageneal. Access date: 17 de Março. URL: www.ageneal.pt/.

[20] Carlos Correia. O offshore eólico. *renováveis magazine*, 2:8, 2º trimestre 2010.

[21] Edp- energias de portugal. Access date: 28 de Março. URL: www.edp.pt/pt/media/noticias/2012/Pages/inauguracaoWindfloat.aspx.

[22] Inegi. Access date: 30 de Março. URL: www.e2p.inegi.up.pt/relatorios/Portugal_Parques_Eolicos_201312.pdf.

[23] Ewea-the european wind energy association. Access date: 30 de Março. URL: www.ewea.org.

[24] Renewables international. Access date: 30 de Março. URL: www.renewablesinternational.net.

[25] Renewable united kingdom. Access date: 30 de Março. URL: www.renewableuk.com.

[26] Instituto carbono brasil. Access date: 30 de Março. URL: www.institutocarbonobrasil.org.br.

[27] Asociación empresarial eólica. Access date: 30 de Março. URL: www.aeeolica.org.

[28] American wind energy association. Access date: 30 de Março. URL: www.awea.org.

[29] Canadian wind energy association. Access date: 30 de Março. URL: www.canwea.ca.

[30] Chinese wind power. Access date: 31 de Março. URL: www.chinawindpower.com.hk.

[31] Renewable energy world. Access date: 31 de Março. URL: www.renewableenergyworld.com.

[32] India wind power. Access date: 31 de Março. URL: www.indianwindpower.com.

[33] Japan wind power association. Access date: 31 de Março. URL: jwpa.jp.

[34] Associação brasileira de energia eólica. Access date: 3 de Abril. URL: www.portalabeeolica.org.br.

[35] Exame. Access date: 3 de Abril. URL: http://exame.abril.com.br/economia/noticias/energia-eolica-sopra-com-impeto-no-brasil.

[36] João Paulo Costa de Medeiros. *Precificação da Energia Eólica Offshore no Brasil*. Ph. d. thesis, 2014 Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

[37] Temitope Raphael Ayodele, Adiasa Jimoh, Josial L Munda, e Agee J Tehile. Challenges of grid integration of wind power on power system grid integrity: A review. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 2(4):618–626, 2012.

[38] Joana Santiago Pereira de Almeida. *Impacto na fiabilidade do sistema de produção da interligação de parques eólicos na rede*. Ph. d. thesis, 2008 FEUP.

[39] F Maciel Barbosa. Análise da fiabilidade da rede de transporte e distribuição, 2013 FEUP.

[40] F Maciel Barbosa. Introdução à fiabilidade de sistemas elétricos de energia, 2010 FEUP.

[41] F Maciel Barbosa. Fiabilidade do sistema produção/transporte, 2005 FEUP.

[42] Vladimiro Miranda. Fiabilidade em sistemas de potência, 2010 FEUP.

[43] Ahmad Salehi Dobakhshari e Mahmud Fotuhi-Firuzabad. A reliability model of large wind farms for power system adequacy studies. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 24(3):792–801, 2009.

[44] Kris R Voorspools e William D D'haeseleer. An analytical formula for the capacity credit of wind power. *Renewable Energy*, 31(1):45–54, 2006.

[45] George Caralis, Yiannis Perivolaris, Konstantinos Rados, e Arthouros Zervos. On the effect of spatial dispersion of wind power plants on the wind energy capacity credit in greece. *Environmental Research Letters*, 3(1):015003, 2008.

[46] Niels J Schenk, Henri C Moll, José Potting, e René MJ Benders. Wind energy, electricity, and hydrogen in the netherlands. *Energy*, 32(10):1960–1971, 2007.

[47] André Alexandre da Cunha Araújo. *Análise da fiabilidade de um parque eólico*. Ph. d. thesis, 2012 FEUP.

[48] K Porter. Determining the capacity value of wind: A survey of methods and implementation. 2005. URL: www.nerc.com/docs/pc/ivgtf/milligan_porter_capacity_paper_2005.pdf.

[49] Phoon Hee Yau. Generation system reliability evaluations with intermittent renewables. 2006. URL: www.esru.strath.ac.uk/Documents/MSc_2006/phoon.pdf.

[50] Enercon. Access date: 27 de Maio. URL: http://www.enercon.de/en-en/60.htm.