

**Estudo do Efeito de Portfólio e da Incerteza na Avaliação de
Projectos de Parques Eólicos**

Mário Óscar Duarte Viana

Relatório do Projecto Final / Dissertação do MIEM

Orientador: Prof. Álvaro Rodrigues



FEUP

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica**

Julho 2010

Resumo

Os investimentos em projectos energéticos, em particular os de energias renováveis, são de capital intensivo, exigindo quase sempre o financiamento junto de instituições bancárias. As condições de financiamento são determinadas por diversos factores, dos quais se destacam os relacionados com o risco do projecto, em particular a estimativa de produção de energia e incerteza que lhe está associada.

Sabendo da complexidade que envolve o financiamento de um projecto desta natureza, procura-se demonstrar a rentabilidade económica que se estabelece quando se associam vários parques eólicos. Neste estudo surge normalmente uma questão: quais serão as vantagens económico-financeiras no financiamento em vários parques eólicos dispersamente localizados em vez de um só?

A avaliação é efectuada com base em projecções/estimativas e respectivas incertezas, dado que a natureza da fonte, o vento, não permite antever a produção senão desta forma. Efectuada para um parque isolado, essa avaliação pode conduzir a condições de financiamento pouco interessantes, dependendo, naturalmente, dos valores da incerteza. A apreciação conjunta de vários parques pode permitir mitigar essa incerteza, designando-se, nesta área como noutras, essa diminuição por “efeito de portfólio”.

Só através da quantificação destas incertezas para cada parque se poderá verificar os benefícios da associação das estimativas de produção de energia de todos os parques. O mecanismo utilizado separa a incerteza total associada a um parque em duas contribuições: a incerteza técnica e a incerteza da variabilidade futura do recurso. Foi nesta última incerteza referida que se focalizou o estudo, com o objectivo de reduzir a incerteza total associada ao portfólio de todos os parques.

O cálculo das correlações entre regimes de ventos que afectam determinadas regiões assume um papel fundamental para a determinação da incerteza de portfólio.

Do estudo de efeito de portfólio realizado e através dos dados analisados, concluiu-se que para menores níveis de incerteza, apenas no que toca à variabilidade futura – não foi abordada a questão da incerteza técnica devido à incapacidade da obtenção dos coeficientes de correlação entre projectos – as condições de financiamento são mais interessantes.

Abstract

Investments in energy projects, particularly the investments of renewable energy, are capital-intensive, often requiring finance from the banks. Financing conditions are determined by several factors, among which are those related to the risk of the project, particularly the estimate of energy production and uncertainty associated with it.

The knowledge of the complexity involved in financing such a project seeks to demonstrate the cost effectiveness that is established when associating several wind farms. In this study, a question usually arises: what are the advantages in economic and financial investment of several wind farms located in sparsely instead of one?

The evaluation is based on projections and their uncertainties, in order to the wind variability. This evaluation, made to an isolated park, can lead to unattractive financing conditions, depending on the uncertainty values. The joint consideration of several parks may allow to mitigate this uncertainty, referring to this reduction by "portfolio effect", as well as it is called on other areas.

At the design stage, it is necessary identify the uncertainties of each wind farm which contribute to the financial risk of a project. Despite the difficulty of the process, this is an essential step to prepare the study of a portfolio effect, for the reason that the uncertainty is a data that should come with the energy production estimation of a wind farm, or a set of wind farms.

Only by quantifying these uncertainties for each wind farm, we will be able to verify the benefits of the yield energy association of all wind farms. The used mechanism is characterized by separating the total uncertainty associated with a wind farm in two uncertainties: technical uncertainty and future variability uncertainty. This study is focus on future variability uncertainty, which aims reducing total uncertainty associated with the portfolio of all wind farms.

The correlations between wind regimes that affect certain regions play a key role in determining the uncertainty of the portfolio.

This portfolio effect, held by analyzed data, show that for lower levels of uncertainty, only with respect due future variability uncertainty - was not addressed the issue of technical uncertainty due to the inability of obtaining correlation coefficients between projects – financing conditions are more interesting.

Agradecimentos

Serve o presente momento para homenagear e agradecer a todas as pessoas que contribuíram, directa ou indirectamente, para a elaboração desta dissertação:

Ao meu orientador, Engenheiro Álvaro Rodrigues, deixo um profundo agradecimento pelo seu apoio contínuo, incansável orientação e pelos conselhos prestados que foram indispensáveis para o desenrolar desta dissertação.

Ao Engenheiro José Carlos Matos pela sua disponibilidade e tempo dispendido no apoio ao desenvolvimento do caso prático.

À minha família, aos meus amigos e à minha namorada que permitiram a concretização desta etapa.

Lista de Figuras

Figura 1 – Consumo eléctrico e fontes de produção em Portugal [7].....	13
Figura 2 – Caracterização do crescimento da potência eólica em Portugal na última década [7].....	14
Figura 3 – Distribuição da potência eólica instalada em Portugal Continental até Outubro de 2009 [8].....	15
Figura 4 – Componentes de um Aerogerador [31]	19
Figura 5 – Variação da velocidade do vento dentro e fora da esteira [36]	20
Figura 6 – Evolução do número de horas equivalente referente à energia eólica [9].....	23
Figura 7 – Situação aquando da existência de relevo	24
Figura 8 – Efeito dos obstáculos sobre o comportamento do vento, em função da sua altura [32]	25
Figura 9 – Efeito de esteira	26
Figura 10 – Variação da intensidade da turbulência com a altura [15]	27
Figura 11 – Exemplo do perfil de velocidades do vento num terreno de classe de rugosidade 2	27
Figura 12 – Caracterização da camada limite atmosférica [17].....	28
Figura 13 – Diferentes representações da distribuição de <i>Weibull</i>	31
Figura 14 – Curva de potência e curva de coeficiente de potência do Aerogerador da ENERCON E-82 [23].....	32
Figura 15 – Curva de potência de um Aerogerador de 850 kW	34
Figura 16 – Gráfico de conversão em energia	35
Figura 17 – Evolução dos custos de investimento ao longo do tempo	37
Figura 18 – A progressão dos custos de investimento desde 1989 até 2006 [34]	38
Figura 19 – Custo por kWh de energia produzida em função do regime de ventos de um local [34].....	39
Figura 20 – Viabilidade económica de um projecto	46
Figura 21 – Correlação entre as velocidades médias das 2 estações	49
Figura 22 – Coeficiente de correlação entre dois regimes de vento	49
Figura 23 – Exemplo de uma torre anemométrica [15].....	51
Figura 24– Anemómetro de copo [15].....	51
Figura 25 – Medir, correlacionar e prever	53

Figura 26 – Processo de estimação de energia.....	54
Figura 27 – Rosa dos Ventos	55
Figura 28 – Representação gráfica da velocidade do vento através da distribuição de <i>Weibull</i>	56
Figura 29 – Velocidade média anual desde 1979 até 1997.....	57
Figura 30 – Velocidade média anual desde 1984 até 1993 (períodos de 10 anos)	57
Figura 31 – Diagrama das incertezas consideradas	60
Figura 32 – Custo em função do risco aplicado a tecnologias de portfólio [25]	64
Figura 33 – Exemplo 1: velocidade média mensal em 12 meses para 3 parques.	65
Figura 34 – Exemplo 2: velocidade média mensal em 12 meses para 3 parques	65
Figura 35 – Exemplo 1: produção mensal em 12 meses para 3 parques	66
Figura 36 – Exemplo 2: produção mensal em 12 meses para 3 parques	66
Figura 37 – Influência do valor da incerteza total na probabilidade de excesso	68
Figura 38 – Zonas de estudo, Fonte: Google Earth	73
Figura 39 – Correlação Vs distância entre parques eólicos em diferentes países do norte da Europa.....	73
Figura 40 – Relação entre a energia prevista e a incerteza de portfólio para dois casos A e B [28].....	74
Figura 41 – Eficiência na associação de dois parques	74
Figura 42 – Potência real de 5 parques eólicos num espaço de 300 semanas	76
Figura 43 – Localização dos parques A, B, C, D e E.	80
Figura 44 – Produção mensal de cada parque entre Julho de 2006 e Junho de 2008	82
Figura 45 – Relação entre o coeficiente de correlação e a distância entre os parques	83
Figura 46 – Previsão anual de energia para várias probabilidades de excesso com efeito portfólio e sem efeito portfólio.....	86
Figura 47 – Previsão anual de energia para várias probabilidades de excesso com efeito portfólio e sem efeito portfólio.....	89
Figura 48– Mapa de vento da Europa, variações inter-anuais representadas como desvio padrão em percentagem da média[29].....	100

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Plano de custos para uma Turbina Eólica de 2MW, 2006 [20]	40
Tabela 2 – Descrição das torres anemométricas	48
Tabela 3 – Velocidade do vento média, mínima e máxima estabelecidas com períodos de 1 ano, entre 1979 até 1997	58
Tabela 4 – Velocidade do vento média, mínima e máxima estabelecidas com períodos de 10 anos, entre 1984 até 1993	58
Tabela 5 – Coeficiente de correlação a partir do comportamento do vento entre os parques I, II e III	70
Tabela 6 – Coeficiente de correlação a partir do comportamento do vento entre Parques IV, V e VI	70
Tabela 7 – Coeficiente de correlação a partir dos valores de produção nos parques I, II e III	71
Tabela 8 – Coeficiente de correlação a partir dos valores de produção nos parques IV, V e VI	71
Tabela 9 – Coeficientes de Pearson entre pares de parques	77
Tabela 10 – Coeficientes de correlação	82
Tabela 11 – Características dos parques de A a E	84
Tabela 12 – Matriz de Covariância e coeficientes de Pearson	85
Tabela 13 – Características dos parques de A a E	87
Tabela 14 – Matriz de Covariância e coeficientes de Pearson	88
Tabela 15 – Redução das incertezas pelo estudo de efeito portfólio	89
Tabela 16 – Nova tabela de coeficientes de correlação	91
Tabela 17 – Nova Matriz de Covariância e coeficientes de Pearson	91

Índice

RESUMO.....	III
ABSTRACT	V
AGRADECIMENTOS	VII
LISTA DE FIGURAS	IX
LISTA DE TABELAS	XI
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 ENQUADRAMENTO DO TRABALHO	2
1.2 OBJECTIVOS.....	3
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	3
2 FONTES RENOVÁVEIS: POTENCIAL DA ENERGIA EÓLICA.....	5
2.1 RECURSOS ENERGÉTICOS ALTERNATIVOS.....	5
2.2 PERSPECTIVAS FUTURAS.....	9
2.3 VIABILIDADE DA ENERGIA EÓLICA	10
2.4 SITUAÇÃO ENERGÉTICA EM PORTUGAL	12
2.4.1 Potência Eólica Instalada	14
2.4.2 Perspectivas Futuras para a Energia Eólica.....	15
3 A ENERGIA EÓLICA: ANÁLISE TÉCNICA.....	17
3.1 RESUMO HISTÓRICO	17
3.2 CONSTITUIÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO	18
3.3 ENERGIA DISPONÍVEL E POTÊNCIA DE CONVERSÃO	20
3.4 FACTORES QUE INFLUENCIAM O REGIME DE VENTOS	23
3.4.1 Influência do Terreno no Vento	24
3.4.2 Turbulência	26
3.4.3 Perfil de Velocidade	27
3.5 ANÁLISE PROBABILÍSTICA DO VENTO	29
3.6 CURVA DE POTÊNCIA E COEFICIENTE DE POTÊNCIA	32
3.7 CÁLCULO DA ENERGIA GERADA POR UM AEROGERADOR	35
4 A ECONOMIA DA ENERGIA EÓLICA.....	37
4.1 EVOLUÇÃO NO CUSTO DA ENERGIA EÓLICA.....	37
4.2 CUSTO DE INVESTIMENTO	39
4.3 AVALIAÇÃO ECONÓMICA.....	40
4.4 FINANCIAMENTO	42
5 ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO EÓLICA	47
5.1 VELOCIDADE DO VENTO	47

5.1.1	Medição no Local	48
5.1.2	Modelo de Previsão	53
5.2	PREVISÃO DE ENERGIA.....	54
5.3	VARIABILIDADE ANUAL DO VENTO.....	55
5.3.1	Variabilidade do vento a 1 ano	56
5.3.2	Variabilidade do vento a 10 anos.....	57
5.4	INCERTEZA SOBRE A ENERGIA PRODUZIDA	58
6	EFEITO PORTFÓLIO.....	61
6.1	EFEITO DE PORTFÓLIO: POLÍTICA ENERGÉTICA	62
6.2	EFEITO DE PORTFÓLIO: MITIGAR A INCERTEZA DE PORTFÓLIO.....	64
6.2.1	Fundamentos	67
6.2.2	Probabilidade de Excesso.....	67
6.2.3	Índices de Energia Eólica	68
6.2.4	Dependência/Independência entre Regimes de Ventos	69
6.2.5	Dispersão geográfica dos Parques	72
6.2.6	Modelação	75
6.3	CASO PRÁTICO.....	80
7	CONCLUSÕES	93
7.1	CASO PRÁTICO.....	93
7.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	95
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	111

1 Introdução

O presente trabalho de dissertação foi desenvolvido no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica, no Ramo de Energia Térmica, na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP).

Várias fontes renováveis de energia têm sido usadas pela humanidade desde os tempos mais remotos. Fontes energéticas como o vento, a água ou a lenha dominavam a produção de calor e de força motriz. No entanto, durante o passado século, fontes energéticas não-renováveis como o carvão, o gás, o petróleo e a nuclear passaram a governar a produção energética global, de particular modo nos países de rápida industrialização.

Somente nas décadas de 60 e 70 foram expressas preocupações sobre os limites das reservas globais dos combustíveis fósseis. Surgiram vozes que defendiam, por um lado, a necessidade de assegurar a diversidade e segurança no fornecimento de energia e, por outro lado, a protecção do ambiente colocada em causa pelo exagerado uso de fontes poluidoras.

As renováveis são fontes de energia com grandes vantagens a nível ambiental e, cada vez mais, em termos económicos. Existe um enorme investimento no aproveitamento recursos renováveis, principalmente devido aos factores ambientais que afectam o planeta. O uso das energias renováveis permite não só reduzir as emissões de CO₂ para a atmosfera, como também atingir uma independência superior em relação aos combustíveis fósseis. Porém, actualmente, a principal preocupação visa diminuir a emissão de gases de efeito de estufa e assim melhorar o ambiente. Exemplo disso, é o elevado número de fontes renováveis de energia que, de forma progressiva, se vão estabelecendo nas novas políticas energéticas. O recente interesse nas energias renováveis é também impulsionado por projecções do futuro, com o espectro de um crescimento contínuo na procura de energia e uma maior falência das reservas globais na capacidade de produção de petróleo.

Os recursos energéticos renováveis são praticamente inesgotáveis e, desta forma, é fundamental relacionar devidamente as questões técnico-económicas com as questões sociopolíticas. Assim, é obrigação das entidades estatais continuar a promover medidas para estimular a produção de energia a partir de fontes renováveis. A utilização da energia eólica comporta numerosas vantagens face às energias tradicionais e mesmo em comparação com outros tipos de energias renováveis, em função do seu maior desenvolvimento. Para além de gratuita, apresenta-se como uma energia limpa e inesgotável, isto é, vai de encontro à política de valorização das fontes energéticas que não produzem gases de efeito de estufa nem outros agentes poluidores. Tem um papel de complementaridade na produção de energia eléctrica, contribuindo assim para a diversificação dos modos de produção e para diminuir a nossa dependência energética do exterior.

Os projectos de parques eólicos estão a sofrer um acentuado desenvolvimento em tamanho e em número. Esta indústria movimenta cada vez mais milhões de euros que, no entanto, estão associados a um risco. Este risco é constituído por diferentes vertentes: política, natural e financeira. Esta tese de mestrado concentra-se no estudo da incerteza das estimativas de

produção, procurando uma redução da incerteza associada à estimativa de produção dos parques.

Para estimar o valor de energia de produção de um parque é necessário identificar um número de incertezas. Divide-se a incerteza total associada a qualquer projecto em incerteza técnica - englobando a conversão e todos os processos de medição - e em incerteza relacionada com a variabilidade futura do vento.

1.1 Enquadramento do Trabalho

Frequentemente, procura-se uma combinação otimizada nos investimentos para se tirar partido da independência entre projectos. A teoria de portfólio procura controlar o comportamento de um certo número de incertezas. Neste processo são virtualmente contabilizados valores em termos de risco, estimativa e liquidez.

Actualmente existe um elevado investimento na energia eólica, porque esta se assume como uma das mais promissoras fontes renováveis de energia. O conhecimento do clima do vento é essencial para os estudos de viabilidade económica do aproveitamento da energia eólica num determinado local.

Os projectos pertencentes à área dos recursos eólicos são frequentemente considerados como investimentos de risco. A intermitência do vento e a sua variabilidade inter-anual são, entre outros, factores de incerteza e, por isso, de risco, que têm que ser analisados antes da decisão de investimento. Perante isto, diversas empresas estão a procurar demonstrar na prática que existe mais benefício no financiamento de vários parques eólicos, do que apenas num só.

O conceito de efeito de portfólio em parques eólicos envolve duas direcções diferentes: a primeira está relacionada com as políticas energéticas e a segunda com o investimento e o financiamento.

Uma política energética em portfólio, *mix energético*, visa a segurança energética através do uso de diferentes tecnologias para produção. Através da combinação de diferentes fontes produtoras de energia, procura-se maximizar a diversificação no que toca a factores políticos e de mercado. São definidos planos energéticos onde fontes convencionais ou alternativas não são avaliadas na base de um custo individual, mas na base de um custo de portfólio.

No entanto, esta tese de mestrado foca-se numa outra vertente, o estudo de portfólio associado aos projectos de parques eólicos. O objectivo principal passa por mitigar a incerteza associada à variabilidade futura do vento, permitindo um melhor financiamento através da combinação de vários parques. Sendo que o efeito de portfólio permite uma estimativa anual de energia de retorno superior com o mesmo risco, ou o mesmo retorno mas com um risco mais pequeno.

Apresenta-se um caso prático de identificação de incertezas associadas aos projectos de parques eólicos, que comprova as vantagens da estimativa de produção, num determinado horizonte temporal, pela associação de vários parques dispersos. O estudo de efeito portfólio, neste âmbito, pode ser elaborado tendo em conta valores de energia produzida, ou dados da velocidade do vento, que servirão para calcular os coeficientes de correlação. A partir destes coeficientes, determina-se a dependência/independência entre os locais de produção eólica e o comportamento geral do vento.

A análise das fontes de incerteza e um estudo do efeito de portfólio acarretam assim vantagens para o financiamento de um projecto de vários parques eólicos, quando comparado com a apreciação de um único projecto.

1.2 Objectivos

Dado o desenvolvimento, o crescimento e a expectativa criada à volta da energia eólica, pretende-se com este trabalho contribuir para uma melhor compreensão das incertezas associadas à construção de parques eólicos e evidenciar vantagens na aplicação de um estudo efeito portfólio.

Este trabalho tem os seguintes objectivos:

- Verificar o actual estado das energias renováveis num panorama geral, com especial relevo para a energia eólica;
- Analisar as incertezas associadas à estimativa de produção anual de parques eólicos com diferentes horizontes temporais;
- Demonstrar um processo analítico para avaliar o “Efeito Portfólio” associado aos projectos de parques eólicos.

1.3 Estrutura da Dissertação

Este trabalho encontra-se dividido em 7 Capítulos.

Neste primeiro capítulo é dada uma breve nota introdutória sobre o que será tratado ao longo desta dissertação. O tema é contextualizado através de uma introdução, do seu enquadramento geral e são ainda definidos os objectivos a serem cumpridos com a sua realização.

No capítulo 2 apresenta-se o estado de arte no que toca ao papel das energias renováveis na actualidade e as suas perspectivas futuras. De seguida, são caracterizadas as condições relativas à viabilidade da energia eólica, bem como uma breve descrição da situação energética em Portugal.

No capítulo 3 é efectuada uma introdução à temática da energia eólica, iniciada com uma breve referência histórica e constituição de um aerogerador, seguida de uma descrição dos processos para produção de energia. São enumerados os factores que influenciam os ventos e descreve-se a representação estatística associada aos regimes de ventos.

No capítulo 4 aborda-se a componente económica associada aos projectos de parques eólicos. É dada especial atenção à forma como são definidos os custos de investimento, descrevendo-se a sua evolução ao longo dos anos. Por último, indica-se as condições de financiamento de um parque eólico.

No capítulo 5 caracterizam-se as incertezas associadas à estimativa de produção de um parque eólico, incluindo métodos de medição de velocidade e conversão em energia, correlação e modelo de previsão. A variabilidade futura do vento é estudada tendo em conta dois

horizontes temporais. Por outro lado, são também explicadas as incertezas sobre a energia esperada.

O Capítulo 6 apresenta os pressupostos e características que definem o estudo de efeito de portfólio associado com os projectos de parques eólicos, e descreve as etapas utilizadas para validar a redução na incerteza total. É estudado um caso prático através do qual se comprovam as vantagens de um estudo de efeito de portfólio.

No capítulo 7 são expostas as conclusões retiradas do trabalho e são referidas algumas sugestões sobre o trabalho futuro que poderá vir a ser desenvolvido.

2 Fontes Renováveis: Potencial da Energia Eólica

2.1 Recursos Energéticos Alternativos

O desenvolvimento está profundamente ligado ao progresso do aproveitamento das fontes de energia. Na verdade, existe uma interdependência entre ambos: a evolução industrial é resultado da progressão e descoberta de novas fontes energéticas que, por sua vez, ocorrem em consequência das necessidades da indústria.

As necessidades energéticas de um país são directamente proporcionais ao seu grau de industrialização. Assim, as economias altamente industrializadas são grandes consumidoras de energia e precisam de importar frequentemente recursos energéticos para cobrir as suas necessidades. Em geral, esse alto consumo exige também a utilização de diversas fontes.

A enorme participação das fontes não-renováveis na oferta mundial de energia coloca-nos perante um grande desafio que se constitui na busca de fontes alternativas. E isso não pode demorar a ocorrer, sob o risco de o mundo, literalmente, entrar em colapso, tendo em conta a significância do petróleo no nosso actual modelo de vida. Há diversas fontes renováveis que surgem como alternativas já que, ao se desenvolverem tecnologicamente, assumiram-se como rentáveis em termos económicos, sendo utilizadas em maior escala.

Várias fontes renováveis de energia têm sido usadas pela humanidade desde os tempos mais remotos. Provavelmente o século XXI não terá uma fonte de energia predominante, como ocorreu no século XIX com o carvão e no século XX com o petróleo. Deverão coexistir várias fontes de energia, principalmente as renováveis e pouco poluidoras, tal como as de origem biológica. Todas estas deverão conhecer uma maior expansão nas próximas décadas.

Organizações, indústrias e empresas de serviços assumem o seu interesse na energia eólica, como um bom investimento e como contribuição para a solução dos problemas energéticos do futuro. Em termos económicos, estima-se que num grande número de países a energia eólica é competitiva face às energias fósil e nuclear, tendo em conta aspectos como a diversidade energética, o desenvolvimento económico, produção dispersa e benefícios ambientais.

Fontes Renováveis de Energia

A energia do Sol é “A” fonte de energia. Toda a vida terrestre e a maior parte da vida marinha dependem da energia generosa do Sol, já que é o responsável pela movimentação dos gigantescos mananciais energéticos das correntes oceânicas. A energia eólica é, na verdade, energia solar, a imensa quantidade de energia de todos os rios e quedas de água provém do Sol que coordena o grande ciclo de evaporação para formar nuvens, as quais são transportadas por ventos dirigidos também pela energia solar. A fonte para o reabastecimento dos reservatórios das turbinas hidroeléctricas é a energia solar, acontecendo o mesmo para a geração de electricidade através das energias das marés, das ondas e, no futuro, das correntes

oceânicas. Por fim, os materiais orgânicos que se utilizam para a biomassa derivam também da energia do Sol. O Sol constitui-se assim como a fonte primária de energia para Terra, para nós próprios e para o Sistema Solar.

Esta secção fornece um resumo das opções tecnológicas de uso das fontes renováveis de energia e os seus potenciais de contribuição para a sustentabilidade energética, bem como os seus impactos:

- Solar

De todas as formas de utilização das fontes renováveis de energia, a geração termo-solar de electricidade é considerada praticamente ilimitada a longo prazo e é um recurso energético bastante abundante. A energia eléctrica é produzida por centrais termo-solares com concentradores que geram a maior parte da energia eléctrica proveniente da radiação directa do sol.

Os maiores sistemas centralizados existentes utilizam espelhos parabólicos, que focam a luz solar em tubos de vidro evacuados que transportam o calor às turbinas a vapor convencionais via permutador de calor. Para uma produção centralizada, a geração de energia através de tais turbinas é mais barata do que a produzida por centrais fotovoltaicas.

Na área fotovoltaica o crescimento tem ocorrido principalmente nos geradores conectados à rede eléctrica pública. A modularidade dos geradores fotovoltaicos possibilita mesmo pequenos incrementos na potência de cada sistema. As células fotovoltaicas constituem módulos que são colocados em conjunto e convertem a luz solar directamente em electricidade sem qualquer parte móvel. Os materiais semicondutores são encapsulados e selados hermeticamente. Uma longa vida útil de mais de 25 anos tornam essa tecnologia moderna cada vez mais atraente. Com recurso a electrónica adequada, os sistemas fotovoltaicos podem ser conectados à rede eléctrica ou permanecerem isolados em sistemas autónomos. Uma bateria de armazenamento é normalmente opcional para sistemas conectados à rede, mas é uma necessidade para os sistemas autónomos. Os arranjos fotovoltaicos não emitem vibrações, ruídos ou poluentes durante a sua operação. Isto significa que eles podem estar integrados em novas edificações ou nas já existentes. Desta forma os proprietários tornam-se produtores de energia além de consumidores.

São projectadas reduções de custo futuras, que irão tornar esta tecnologia competitiva com a geração convencional em áreas urbanas de regiões do planeta, onde a radiação solar é de facto abundante.

No caso português, a fraca procura até aos dias de hoje prendia-se essencialmente com duas razões: O investimento inicial elevado e o difícil e burocrático acesso ao estatuto de micro produtor em regime bonificado, que é a única forma de obter retorno económico razoável de uma instalação deste tipo. O Decreto-Lei 363/07 veio alterar esta realidade, simplificando o acesso às referidas licenças e criando um conjunto de medidas que irá finalmente permitir aos microprodutores fazer um investimento economicamente rentável. Do ponto de vista económico é de salientar a garantia da taxa de venda bonificada durante um período de 15 anos, o que permite um retorno do investimento rápido e controlado. Deste modo, torna-se evidente para o microprodutor que a solução que mais lhe convém é a instalação para a venda à rede, pelo simples facto de ser esta a única forma de ter acesso ao regime bonificado, não

valendo de modo algum a pena investir numa instalação para consumo próprio. Nunca é demais reforçar a ideia de que os combustíveis fósseis tendem a tornar-se cada vez mais caros, e que o facto de se tornar num microprodutor é uma garantia de que os efeitos negativos provocados por esse factor o afectarão consideravelmente menos [1].

○ Hídrica

A energia hídrica é uma tecnologia madura e extremamente confiável. No entanto, requisita altos investimentos iniciais, embora tenha baixos custos de manutenção. A sua vida útil é de mais de um século. Por outro lado, surgem diferentes efeitos negativos provenientes do uso destas barragens, as de elevadas dimensões provocam repercussões ao nível dos ecossistemas que são, em geral, postos em causa. Em termos práticos, outras fontes renováveis de energia produzem a mesma quantidade de energia mas com um menor terreno de ocupação, como a energia eólica, que pode ser construída em terra utilizada em simultâneo para a agricultura.

A maior parte do potencial hídrico no mundo industrializado já foi utilizado, sendo gerados cerca de 19% da electricidade global, constituindo-se também como a maior fatia da energia renovável comercial hoje disponível. A optimização do sistema produtor passa pela exploração do potencial hídrico com resultados em termos de redução de custos e de emissões, bem como apoio e incentivo para o desenvolvimento de outras fontes de energia renováveis. A energia hídrica constitui-se assim como uma reserva importante para permitir a penetração de fontes intermitentes como a eólica.

Em consequência de economias de escala, aproximadamente 97% das turbinas hidroeléctricas têm uma capacidade que excede 10 MW.

○ Biomassa

A base da cadeia alimentar na Terra é uma imensa fonte de bioenergia, apesar de apenas 1% da radiação que chega às plantas ser utilizada na fotossíntese. Existe uma clara separação entre o uso inteligente e sustentável das tecnologias de bioenergia modernas, como o biodiesel ou o biogás, e a bioenergia tradicional colectada através de lenha, resíduos de colheita e estrume.

Em números redondos, de um potencial global tendo em conta área do globo terrestre, apenas 322.000.000 de hectares têm condições adequadas para obtenção de matéria designada para biomassa. Ou seja, exclui-se usualmente desertos (19%), áreas mais íngremes do que 30° (11%) bem como áreas agrícolas (12,5%). A produção de peso seco em média é de 6/7 toneladas por ano, sendo o potencial sustentável de aproximadamente 100 EJ/ano, dos quais 40% viriam da madeira e 36% de colheitas de biomassa para fins energéticos. Uma fracção notável de cerca de 38% do potencial global já está a ser utilizada [2]. A biomassa é usada de forma insustentável quando o consumo é mais alto do que o grau de substituição natural, quando se provoca destruição de florestas, degradação de solos, redução da biodiversidade e alteração do curso de águas.

o Geotérmica

O calor subterrâneo de até 100°C pode ser usado para aquecimento de água e de ambientes. Com temperaturas mais altas, o vapor pode ser usado para gerar electricidade, mas as perdas de calor são consideráveis. Alternativamente, água fria pode ser bombeada para rochas quentes ou para minas profundas, de onde retorna como água quente. O vapor ou a água quente emergem naturalmente e a água utilizada deve ser devolvida, uma vez que muitas vezes contém CO₂ e outros contaminantes. Algumas dessas tecnologias ainda estão em desenvolvimento.

Outra abordagem usa o calor próximo à superfície através de bombas de calor, cuja tecnologia é madura. Esses sistemas devem ter um Coeficiente de Performance¹ de pelo menos 3,6 e, se for necessário, utiliza-se electricidade produzida a carvão para compensar as perdas de transformação de energia. Além disso, o impacto ambiental da extracção/adicção de calor ao meio ambiente deve ser cuidadosamente considerado.

o Eólica

A electricidade gerada pela energia eólica é economicamente competitiva em muitas áreas e o período de recuperação do investimento em energia, *payback* energético, é curto. Apesar de uma fase estagnada da economia mundial, a indústria eólica apresentou um crescimento muito forte. Do potencial técnico global da energia eólica 1.000 EJ, aproximadamente 140 EJ podem ser utilizados de forma sustentável.

Muitos locais de potencial eólico nos países em desenvolvimento ainda não foram avaliados, daí que muito ainda há para desenvolver neste recurso energético e será fundamental definir os locais mais aptos à obtenção da energia de proveniência eólica. Contribuindo para isto o interesse em colocar parques eólicos instalados no mar, a pouca distância da costa, os chamados parques *offshore*.

Ao longo da última década, houve um grande desenvolvimento dos aerogeradores, de 30 kW para 3 MW, com 5 MW para turbinas *offshore*. Devido às flutuações do vento, o factor de carga é de 20 a 25% em sítios terrestres, e 30% *offshore*. As turbinas operam com velocidades de vento de 3 a 25 m/s, e o seu tempo de vida útil é, em média, estimado para vinte anos.

O uso da terra para esta tecnologia é mínimo, uma vez que esta pode ser utilizada para a agricultura, muitas vezes fornecendo rendimentos adicionais. As turbinas modernas já reduziram em muito a poluição sonora, que é menor do que o ruído do tráfego urbano. O impacto sobre pássaros tem sido estudado extensivamente, e é significativamente menor do que o das linhas de transmissão existentes e do que o tráfego aéreo.

A competitividade da energia eólica é favorecida pelos reduzidos gastos de operação e manutenção. É verdade que há um elevado investimento inicial. No entanto, torna-se evidente que com contratos de venda de energia adequados, os chamados PPAs², a rentabilidade deste recurso pode ser apelativa.

¹ - COP – rendimento na permutação de calor

² - *Power Purchase Agreement*

De referir ainda o aumento da competitividade económica para uma região que pode advir da construção de um parque eólico ao nível da criação de novos empregos na fase de construção, geração de investimento em zonas desfavorecidas e benefícios para os proprietários.

A Energia Nuclear

Embora seja tema de controvérsia, a energia nuclear é considerada uma fonte de energia alternativa não-renovável.

A cisão nuclear, ou a divisão do átomo, tendo por matéria-prima minerais altamente radioactivos, como o urânio, foi descoberta em 1938. Utilizada inicialmente para fins militares, durante a Segunda Guerra Mundial, somente mais tarde começaram a ser desenvolvidas pesquisas para a utilização da energia nuclear com objectivos pacíficos. Em meados da década de 60 várias turbinas nucleares estavam em construção ou já em funcionamento, especialmente na Europa e nos Estados Unidos. Acreditava-se então que a energia nuclear seria a energia do futuro. Isso ficou ainda mais evidente quando veio o primeiro choque do petróleo.

Nas centrais atómicas, a cisão nuclear é provocada sob controlo no reactor atómico, o elemento fundamental desse tipo de processo. A energia libertada na cisão produz calor que aquece uma certa quantidade de água, transformando-a em vapor. A pressão do vapor faz girar uma turbina que acciona um gerador e este converte a energia mecânica proveniente da turbina em energia eléctrica. Actualmente, os Estados Unidos lideram a produção desta energia a partir de centrais nucleares. Os países mais dependentes da electricidade nuclear são a França, Suécia, Finlândia e Bélgica, onde mais de 50% da electricidade provêm de centrais atómicas.

2.2 Perspectivas Futuras

“Em 2008 foram investidos 101,4 mil milhões de euros em empresas e projectos de energias limpas em todo o mundo. A eólica atraiu a maior fatia dos investimentos, a geotérmica teve o crescimento mais rápido e a solar registou os maiores ganhos” [11].

Esta frase traduz o futuro da produção de energia no mundo. As chamadas energias limpas estão a caminho de tornar realidade o desejo de um ambiente saudavelmente homogeneizado reduzindo a emissão de CO₂ e prevenindo, dessa forma, as temidas alterações climáticas com efeitos desastrosos. No entanto, é preciso referir com convicção que a instabilidade dos recursos renováveis, pré-define, por assim dizer, que para triunfar necessitam do apoio recorrente das chamadas energias não-renováveis, fósseis ou a nuclear.

Afaste-se assim a ideia de um dia podermos atingir 100% da energia necessária baseada em recursos renováveis, caso estes tenham uma disponibilidade aleatória. Somos sempre forçados, no limite, a combinar as energias não controladas (renováveis) com energias controladas (clássicas).

Esta mesma fonte refere que a energia eólica vai-se amadurecendo, contribuindo para isso a enorme fatia de investimento com a qual foi contemplada, cerca de 33,9 mil milhões de euros dos 101,4 mil milhões investidos em renováveis.

Daqui a 20 anos os lares serão iluminados pela energia solar ou utilizarão como fonte eléctrica a produção eólica? Os carros serão abastecidos com energia eléctrica? O combustível derivado do petróleo produzido no Médio Oriente, no Norte de África ou na América do Sul será substituído por biocombustíveis feitos de algas?

É difícil saber, mesmo no cenário económico melhor fundamentado, qual das tecnologias vai dominar o mercado e qual delas perderá força. Tal tarefa torna-se ainda mais difícil pois o cenário financeiro actual é o pior desde a Grande Depressão. De qualquer forma, observando a linha de orientação dos movimentos feitos pelo sector privado, os milhões de euros destinados a projectos de energia limpa estão a suscitar diversos interesses que servem de estímulo para atrair ainda mais investimento.

Empreendedores e investidores de risco realçam que as mudanças no mercado de energia são inevitáveis, embora haja uma certa discordância em relação ao seu ritmo. No entanto, é preciso afirmar que estas questões anteriormente colocadas têm uma relação intrínseca: o facto de os lares daqui a 20 anos poderem ser iluminados por energia solar ou eólica obrigará certamente a uma alteração de política noutras vertentes, por exemplo, em relação ao abastecimento dos carros.

Um exemplo desta correlação está bem expresso no facto de a Dinamarca gerar cerca de 30% da sua electricidade por meios eólicos. Infelizmente, o vento nesta região é mais forte à noite do que de dia, enquanto a procura é maior no período diurno. Não havendo um sistema de armazenamento, a electricidade perder-se-á. De forma a contrariar esse facto, o sector da energia eólica dinamarquês vende boa parte dessa energia para a Alemanha por um preço extremamente reduzido. Em contrapartida, para equilibrar falha de rentabilidade, estabeleceram-se medidas que fomentam a redução clara das emissões de CO₂, através do aumento de um imposto sobre os carros de combustível convencional, e imposto zero sobre carros eléctricos, com emissão nula de gases. Ou seja, esta política permite obter um desenvolvimento sustentado de energia renovável, por um lado através da produção eólica, e por outro, através do estímulo à compra de carros eléctricos.

O aumento da eficiência que se prevê na operação de parques eólicos e o progressivo aumento no preço dos combustíveis fósseis, está a transformar a energia eólica economicamente competitiva quando comparado com a produção de energia convencional. Consequência disto, zonas com elevadas velocidades de vento, outrora sem qualquer interesse, estão a constituir-se como áreas comercialmente apetecíveis.

2.3 Viabilidade da Energia Eólica

A utilização da energia eólica comporta numerosas vantagens face às energias tradicionais e mesmo em comparação com outros tipos de energias renováveis, em função do seu maior desenvolvimento. Dentro desta linha de ideias, a energia eólica é também completamente renovável, sendo que o seu desenvolvimento técnico permitiu chegar a um alto nível de fiabilidade e eficiência. Outra vantagem fundamental é o facto de a matéria-prima não trazer encargos, ou seja, os aerogeradores não necessitam de abastecimento de combustível e o vento é infinito.

O investimento em parques eólicos poderá ter um impacto economicamente positivo sobretudo em comunidades menos exploradas, onde não se adivinhavam potenciais de

desenvolvimento, promovendo novos empregos e postos de trabalho. Contribui ainda para isso o facto de serem compatíveis com a exploração agrícola e utilizações do terreno para criação de gado.

O incentivo por parte do Estado para o investimento nesta forma de energia traz-lhe também algumas vantagens, como a redução da elevada dependência energética proveniente do exterior, nomeadamente de combustíveis fósseis. Introduce-se poupanças devido à menor aquisição de direitos de emissão de CO₂ por cumprir o protocolo de Quioto, bem como directivas comunitárias evitando assim penalizações de incumprimento. Desta forma, liberta-se uma certa margem para completar a cota de GEE (Gases de Efeito de Estufa) para outros sectores da actividade económica. Por outro lado, a competitividade já demonstrada por este recurso energético mostra que a sua utilização confere elevados níveis de rentabilidade e reduzido custo. Assim, é promovido um desenvolvimento sócio-económico-ambiental sustentável, descentralizado e diversificado, importante para o desenvolvimento de qualquer região ou país, em contraposição à utilização de energia fornecida por fontes não-renováveis ou pelas renováveis tradicionais que provocam grandes impactos ambientais.

O que quer que aconteça com a energia eólica dependerá da evolução do mercado rumo à maturidade. A médio e longo prazo, a evolução, a maior eficiência e os menores custos de geração permitirão que a energia eólica ganhe um certo grau de autonomia, sem que se mantenha eternamente impulsionada por factores políticos ou sociais.

Com isto, verifica-se que os sistemas eólicos são uma alternativa eficaz e viável que devem ser estrategicamente instalados, principalmente se associados a outros sistemas. Definem-se como uma forma de produção sustentável a longo prazo, desde que a sua rentabilidade seja entendida não por um ângulo de ajuda pública, mas sim por um ângulo de competitividade. Tudo indica que através desta competitividade e amadurecimento, alcançar-se-á também um nível maior de eficiência.

Vantagens Competitivas

Para tornar o aproveitamento da energia dos ventos competitiva é necessário considerar em conjunto três factores de grande importância: o regime local de ventos, o custo da energia produzida por outras fontes concorrentes e os factores institucionais. Nenhum desses três aspectos pode ser considerado isoladamente e a importância dos factores institucionais não pode ser desprezada, ou seja, a competitividade da energia do vento em comparação com outras fontes convencionais pode tornar-se pouco atraente devido aos baixos preços dos combustíveis fósseis. No entanto, a longo prazo, a mais que provável subida do preço dos combustíveis fósseis associada aos baixos custos de operação e manutenção dos parques alterarão o balanço e colocarão a energia eólica numa posição mais competitiva.

Desde logo, é um motor de peso para contrariar os efeitos negativos da inflação derivada do petróleo limitando, ainda, o caos consequente do aquecimento global. Pode constituir assim a alavanca para um seguro desenvolvimento económico e social quando bem aproveitada em termos de sustentabilidade e competitividade no mercado.

Embora a energia eólica tenha um carácter intermitente, numa base anual apresentam uma utilização relativamente constante, ou seja, é gerada anualmente uma energia média que depende apenas da potência instalada. No caso da eólica representa entre 2100 a 2400 horas

anuais equivalentes de produção para uma dada potência instalada, podendo, no entanto, em casos particulares superar este intervalo. No entanto, o crescimento da eólica vai depender, provavelmente, da utilização em conjunto com a hídrica. O maior problema das energias renováveis é o facto de não serem controláveis, isto é, a produção de energia depende, em cada instante, da disponibilidade do recurso.

Para o projecto e posterior construção de parques eólicos, é necessário um espaço físico que permita a sua instalação para atender à procura local e que possibilite suprir, no futuro, o aumento dessa mesma procura. Apesar dos seus elevados custos de construção, em relação a parques, por exemplo, com uma potência nominal instalada na ordem dos 100 a 200 MW, tem baixíssimos custos de manutenção e o custo do combustível é zero.

2.4 Situação Energética em Portugal

O sistema energético português é muito dependente das fontes de energia não renováveis, nomeadamente do petróleo, do gás natural e do carvão, o que provoca um crescimento significativo das importações e contribui para a poluição atmosférica [3]. Conhecimento recente diz-nos que Portugal não tem recursos conhecidos de petróleo ou de gás natural e as jazidas de carvão estão praticamente extintas [4].

Estes dados remetem-nos para o facto de uma grande fatia do orçamento gasto em importações recair sobre a energia que o país consome. Portugal enfrenta um endividamento externo preocupante e as causas que explicam esta difícil conjuntura económica são várias. Consequência disso, a situação energética portuguesa chegou, no final de 2008, a ser caracterizada por 85% de energia consumida importada, da qual se destacava o petróleo. No que diz respeito à produção de energia eléctrica, o petróleo apenas é responsável por 25%, o carvão por 47% e os recursos hídricos por cerca de 28%. No entanto, referir que este último valor pode aumentar até 40% num ano de forte pluviosidade [5].

Numa primeira fase, por volta dos anos 30, que se prolongou até às décadas seguintes, a aposta centralizou-se na hídrica com a construção de centrais hidroeléctricas de albufeira e fio de água. Em 1960, a energia hídrica produzida em território nacional chegava aos 95% da sua parcela total, representando o equivalente a 80% da potência total instalada. A potência hídrica foi gradualmente aumentada até meados da década de 90, sendo que o seu crescimento a partir daí sofreu uma redução significativa devido à modificação na política de produção energética. O investimento concentrou-se em centrais produtoras de electricidade a partir de fuel-óleo e carvão, a designada térmica convencional.

Face ao diminuto potencial de crescimento da potência instalada em centrais hídricas e à sua dependência das condições climáticas, é necessário fomentar o aproveitamento de outras fontes renováveis para a produção de energia eléctrica, nomeadamente, a partir da energia eólica, solar, geotérmica, biomassa e biogás [3]. Até sensivelmente finais da década de 90, a produção de energia em Portugal fez-se efectivamente com base no carvão, no petróleo, e na energia potencial e cinética da água (hídrica). Só a partir de 1998 é que se dá início à produção com base no gás natural, provocando, consequentemente, uma redução na tendência de utilização do petróleo.

Portugal tem uma mais-valia pelo facto de, no que toca a recursos energéticos renováveis, ser um dos países da Europa com maior potencial ao nível dos recursos de biomassa, de energia eólica, de energia das marés e da energia solar [6].

A recente aposta nas energias renováveis fez com que fosse definida uma classe onde se encontram estas fontes de energia (eólica, fotovoltaica, etc.), designadas assim de produção em regime especial (PRE), em oposição às fontes de energia clássicas designadas de produção em regime ordinário (PRO).

Nesta fase, a componente ecológica começou a ganhar espaço acompanhada de uma corrente de necessidade de desenvolvimento sustentável. A estratégia actualmente implementada dá especial relevo às energias renováveis, com particular importância para a eólica, e para a térmica em regime especial através da cogeração e biomassa. Também neste contexto houve um incremento da térmica convencional, mas com centrais CCGT (*Combined Cycle Gas Turbine*): mais amigas do ambiente, com maiores rendimentos e com um combustível diferente do *fuel*, do qual os preços record em 2008 e sua evolução sempre crescente, tornaram este tipo de tecnologia pouco apetecível.

Actualmente, e como ilustra a Figura 1, o consumo anual energético em Portugal ronda os 50 TWh, com uma tendência de crescimento lento. Esta estabilização do consumo nos últimos anos está em parte associada à estagnação da fase de maturação na utilização da electricidade por parte dos consumidores, e provavelmente à crise económica que nos últimos anos tem assolado o país. Talvez até as próprias campanhas de sensibilização de poupança energética, ou a utilização de equipamentos cada vez mais eficientes, tenham de alguma forma contribuído também para esta estabilização.

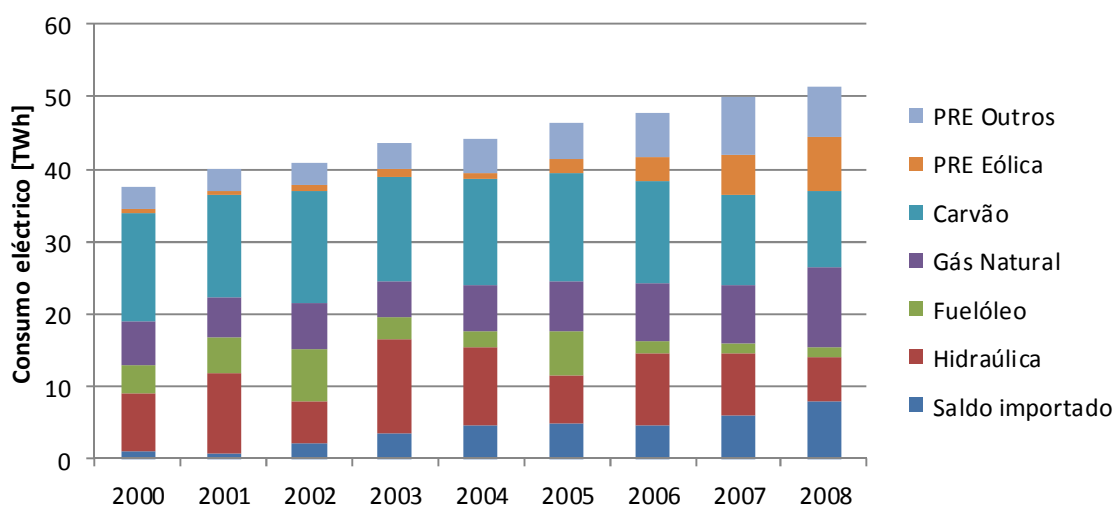


Figura 1 – Consumo eléctrico e fontes de produção em Portugal [7]³

³ - Para o ano de 2009 teve-se em conta o valor fornecidos pelos INEGI.

2.4.1 Potência Eólica Instalada

Portugal tem condições bastante favoráveis para o aproveitamento da energia do vento. Embora seja um país com grandes tradições no que respeita à utilização desta tecnologia, só na segunda metade desta última década se sentiu uma verdadeira progressão. O aumento das acções para caracterização do potencial eólico por todo o território nacional, juntamente com o aumento de incentivos e melhores condições no que respeita à produção e distribuição de electricidade estão na base deste desenvolvimento.

O crescimento eólico deu-se de pouco menos de 100 MW de potência instalada em 2000 para mais de 2000 MW em finais do ano de 2007, ultrapassando os 3500 MW de potência instalada nos dias de hoje. Isto significa um aumento de mais de 30 vezes em apenas 10 anos, sendo que se prevê a execução da meta dos 5100 MW para 2012.

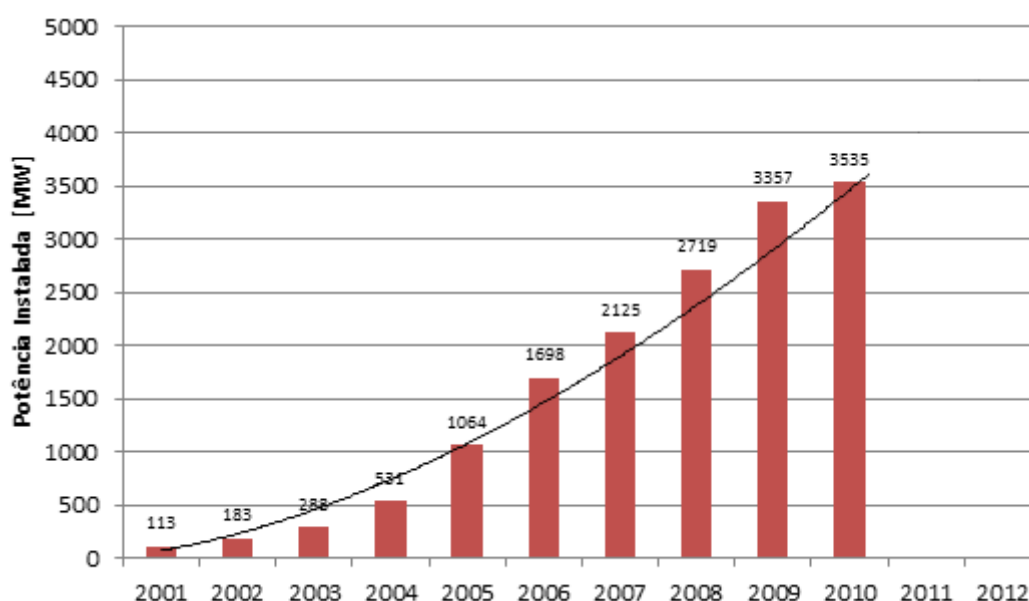


Figura 2 - Caracterização do crescimento da potência eólica em Portugal na última década [9]⁴

No final de 2009 estavam ligados à rede pública 3357 MW. No ano de 2009 entraram em serviço 695 MW, dos quais 320 MW foram provenientes de novos parques e o restante de parques já parcialmente em funcionamento no final do ano anterior. Realçam-se três parques com potências acima dos 100 MW, como são os parques de Penamacor com 120 MW, Arada – Montemuro com 112 MW e Toutiço com 102 MW. Também se concluiu o parque do Alto Minho I com 240 MW, dos quais 18 MW foram instalados este ano. Em 31 de Dezembro de 2009 estavam ligados à rede 1844 aerogeradores repartidos por 198 parques, dos quais 18 ligados directamente à Rede de Transporte, com uma potência de 1395 MW. A potência eólica ligada representava no final do ano 20% da potência total ligada no Sistema Eléctrico Nacional (SEM).

⁴ - Para o ano de 20010 o valor é fornecido pelo INEGI.

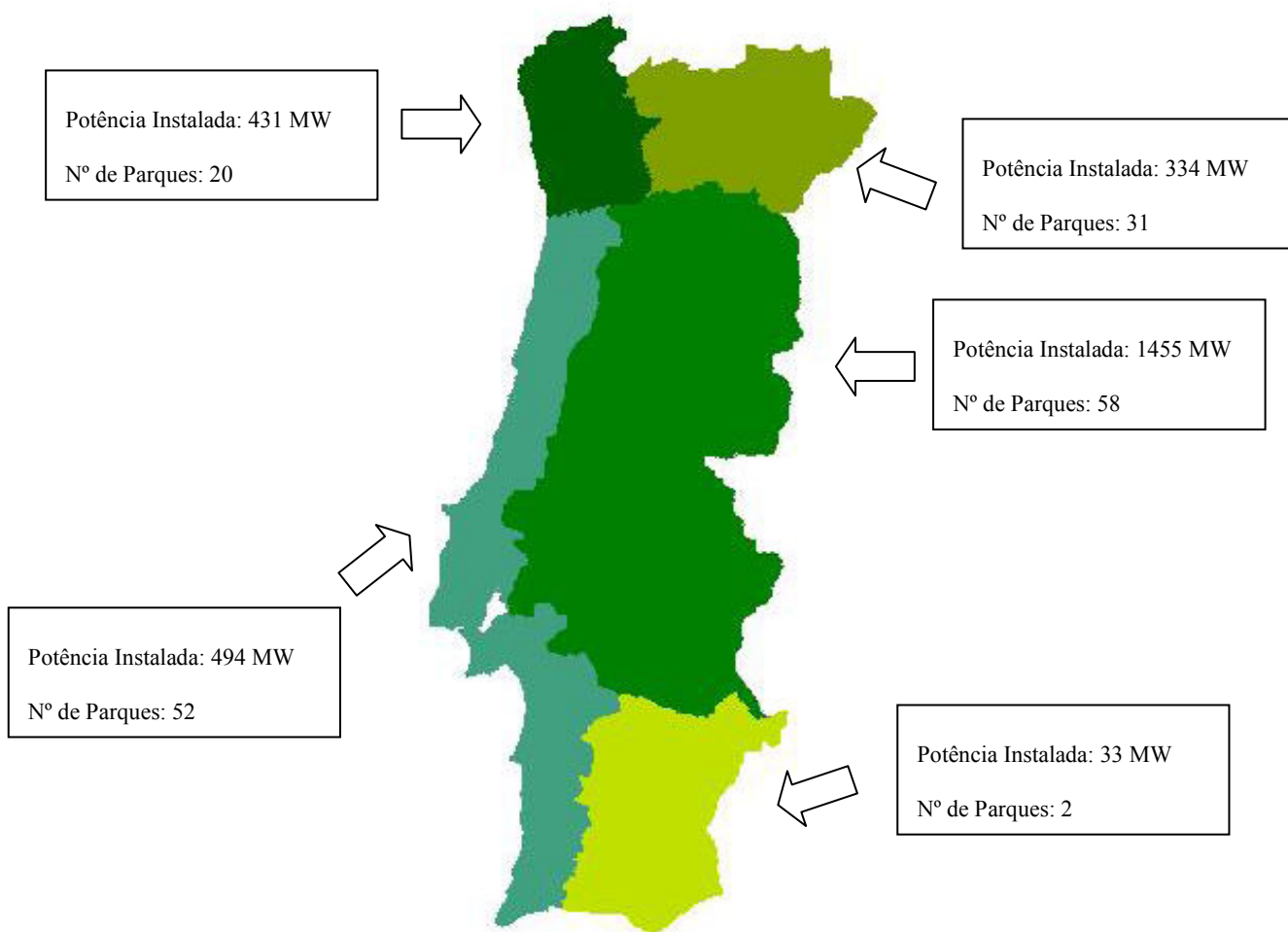


Figura 3 - Distribuição da potência eólica instalada em Portugal Continental até Outubro de 2009 [8]

2.4.2 Perspectivas Futuras para a Energia Eólica

O desenvolvimento económico está indubitavelmente associado à utilização de energia, procurando neste sentido um equilíbrio com a preservação ambiental, de forma a não implementar contrariedades na vida das futuras gerações. As energias renováveis, e especialmente a energia eólica, têm assumido em Portugal um papel importante em questões de sustentabilidade em torno das opções energéticas. Mesmo que noutras áreas pareça incontornável o uso de fontes convencionais de energia, o recurso à energia eólica levará à mudança de rumo sobre as políticas energéticas.

A energia eólica é a fonte que apresenta maior potencial de crescimento, o que faz com que tenha um papel fundamental no futuro sistema eléctrico nacional, particularmente para atingir as metas traçadas pelo Protocolo de Quioto e pela Directiva Europeia das energias renováveis [3].

A indústria da energia eólica sofreu um crescimento impressionante durante os últimos anos que, de certeza, se irá prolongar pelos anos vindouros na Europa, particularmente, em Portugal. Esta fonte de energia, juntamente com a hídrica, são as que contribuem com a maior fatia das fontes renováveis de energia para o *mix* energético nacional. Esta política de

seguimento de *mix* energético centra-se fundamentalmente em três objectivos: a segurança de abastecimento, a protecção ambiental e a promoção da competitividade dos mercados [10].

A energia eólica faz uso de um recurso endógeno e gratuito para gerar energia, o que provoca a redução da dependência do país da electricidade fornecida pelo estrangeiro, apesar da baixa percentagem, e evita também a emissão de gases de efeito de estufa para a atmosfera.

Desde 2008 que Portugal possui unidades industriais de fabrico de componentes de aerogeradores que, de certa forma, remam contra a maré de crise económica que tem assombrado as economias em geral. Têm sido responsáveis pelo aumento da taxa de emprego nas regiões onde se situam.

3 A Energia Eólica: Análise Técnica

3.1 Resumo Histórico

O primeiro registo histórico de utilização dessa força motriz para bombagem de água e moagem de grãos através de “cata-ventos” remonta à Pérsia, por volta do ano 915 A.C. Na verdade, era um “cata-vento” com proporções razoáveis e de eixo vertical, que aproveitava a energia do vento para produzir trabalho. Apareceram mais tarde na Inglaterra, França e Holanda moinhos de eixo horizontal do tipo “holandês” com as mesmas funções.

Na segunda metade do século XX entramos na era moderna dos “cata-ventos”. Foi no ano de 1887, nos Estados Unidos, que Charles F. Brush elaborou o que hoje é considerado o primeiro aerogerador para produção eléctrica [30]. A turbina tinha um eixo de rotação com um diâmetro de 17 m, uma torre com cerca de 18 m de altura e era composta por 144 pás. Apesar do considerável tamanho, o aerogerador apenas produzia 12 kW, porque tinha uma velocidade rotacional baixa. Em 1908, várias centenas de sistemas de conversão de energia eólica de 5 a 25 kW emergiram na Dinamarca.

Um pouco mais tarde, em 1926, estabeleceu-se o limite de *Betz* que hoje é conhecido como a energia máxima que se pode obter. No entanto, foi só na década trinta que, nos EUA, surgiram os primeiros aerogeradores mais semelhantes aos usados nos tempos modernos. Jacobs construiu uma turbina com duas ou três pás, que constituiu um grande avanço relativamente à turbina de Brush e tinha uma potência de 2,5 kW a 3 kW.

O interesse pela energia dos ventos reapareceu por volta da década de 70 devido à alta dos preços do petróleo e ainda pelas recentes dificuldades de operação das centrais nucleares. Essas razões fizeram com que muitos países se lançassem à procura de novas fontes de energia como alternativas viáveis às fontes tradicionalmente utilizadas [12].

A energia eólica apresentou-se como uma das mais apelativas e vários países formularam programas muito bem elaborados para o aproveitamento racional dessa fonte de energia. Nesse período, de retoma de interesse pela energia eólica, os programas europeus caracterizaram-se pelo desenvolvimento de rotores tipo “hélice” (2 a 4 pás). Em contrapartida, os programas americanos apresentavam objectivos mais ambiciosos, projectando e construindo, em curto prazo, sistemas gigantescos baseados num único rotor de eixo horizontal (2 pás). Paralelamente ao desenvolvimento de sistemas baseados em rotores tipo “hélice”, os rotores de eixo vertical também foram muito estudados designando-se como rotores de Darrieus, em homenagem ao seu primeiro inventor.

O desenvolvimento tecnológico fez com que a energia eólica pudesse ser utilizada em bases competitivas numa ampla faixa de potência, de alguns kW (para bombagem de água, aquecimento e iluminação doméstica) até vários MW (para irrigação em grande escala e geração de electricidade para injeção na rede eléctrica).

Dentro desta linha de ideias, como alternativa aos sistemas eólicos baseados num único rotor e arquitectando uma produção de energia competitiva, que produzisse energia suficiente para

ser lançada na rede de utilização pública, surgiu a configuração de sistemas que utilizam um grande número de rotores (tipo “hélice” ou Darrieus) de pequena e média potência interligados.

As projecções para o futuro da energia eólica são bastante promissoras.

3.2 Constituição de um Parque Eólico

A electricidade obtida a partir de recursos eólicos é convertida numa cadeia que transformam a energia cinética do vento em energia eléctrica de forma prática e limpa.

Um parque eólico é um conjunto de aerogeradores que executam essa mesma transformação de energia eólica na energia eléctrica. Estes podem situar-se em terra ou no mar, sendo mais habitual a sua localização em terra. No entanto, os parques offshore têm experimentado um crescimento importante na Europa nos últimos anos.

O número de aerogeradores que compõem um parque é muito variável, depende fundamentalmente da superfície disponível e das características do vento. Em qualquer destes dois tipos de parques, o elemento fundamental é o aerogerador ou turbina eólica, que é constituído, essencialmente, por uma torre, um rotor com pás e uma cabina.

Pode afirmar-se que a tecnologia dos sistemas de conversão de energia eólica atingiu já um estado de maturidade, sendo os equipamentos considerados fiáveis e duradouros, com vidas úteis na ordem dos 20 anos, tempo que torna rentáveis os investimentos que a sua instalação envolve.

Um aerogerador é constituído por vários componentes que devem trabalhar em sincronia de forma a maximizar o rendimento. Para uma correcta análise de conversão temos que ter em conta diversos componentes:

- vento (disponibilidade energética do local destinado à instalação dos aerogeradores);
- rotor (onde se localizam as pás; a forma das pás e o ângulo de ataque em relação à direcção do vento têm uma influência determinante na energia final obtida);
- sistema de transmissão e caixa multiplicadora (transmite a energia mecânica e adapta a frequência do rotor da turbina à frequência do gerador) ;
- gerador eléctrico (converte a energia mecânica disponível no veio de alta rotação em energia eléctrica);
- mecanismo de orientação (responsável pelo alinhamento do rotor na direcção do vento, de modo a extrair a máxima energia possível);
- torre (serve de suporte para a colocação dos diferentes elementos em condições adequadas ao seu funcionamento);
- transformador (responsável pela transferência eléctrica entre o aerogerador e a rede eléctrica).

Na Figura 4 representam-se, esquematicamente, as diversas partes constituintes de um aerogerador.

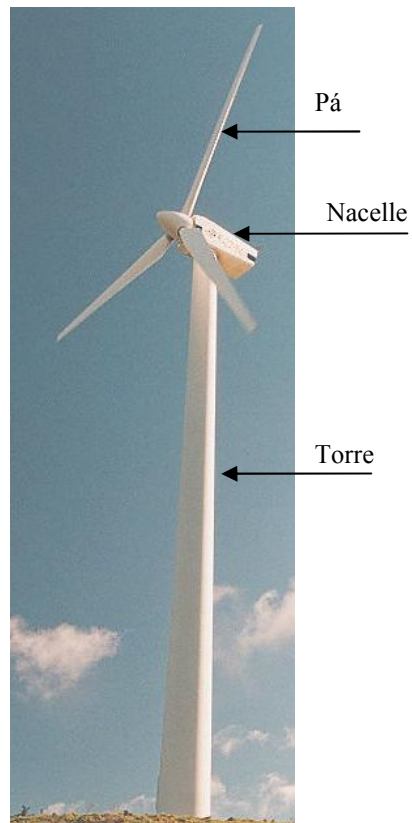


Figura 4 – Componentes de um Aerogerador [31]

3.3 Energia Disponível e Potência de Conversão

A energia disponível no vento é calculada quantificando-se o fluxo de energia cinética do vento perpendicular a uma superfície de área A .

A energia cinética de uma massa de ar m que se desloca à velocidade u é dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} * m * u^2 \quad (\text{Eq. 1})$$

A potência disponível será pois a energia por unidade de tempo que poderá ser definida por:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} * \dot{m} * u^2 \quad (\text{Eq. 2})$$

Onde \dot{m} é o caudal mássico de ar que passa por uma área circular A e que pode ser definida por:

$$\dot{m} = \rho * A * u \quad (\text{Eq. 3})$$

Substituindo

$$P_{disp} = \frac{1}{2} * \rho * A * u^3 \quad (\text{Eq. 4})$$

Quando uma massa de ar que se desloca à velocidade u se aproxima do rotor de uma turbina eólica, o vento que chega à turbina com velocidade $U=V$ começa a perder velocidade ao aproximar-se do rotor ($V_2 < V$). Immediatamente antes de passar o disco a velocidade é V_2 e a pressão p_2^+ e logo depois do disco a pressão decai (energia absorvida pelo rotor) para p_2^- .

Quando se encontra a grande distância do rotor, a pressão do ar dentro e fora da esteira é p_{at} . A velocidade fora da esteira é U e dentro da esteira é $V_3 < U$.

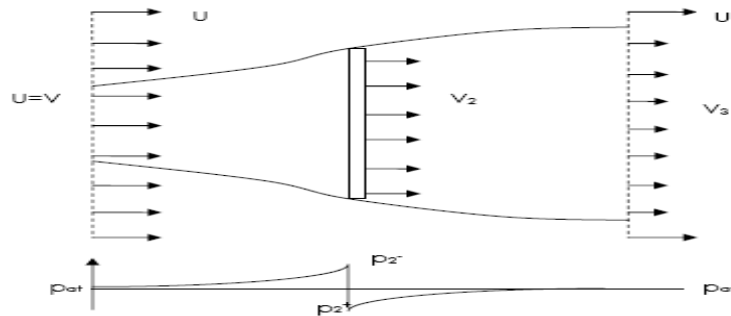


Figura 5- Variação da velocidade do vento dentro e fora da esteira [36]

Seja E a energia cinética do vento que se aproxima da turbina, então:

$$E = \frac{1}{2} * m * U^2 \quad (\text{Eq. 5})$$

A energia aproveitada será:

$$E = \frac{1}{2} * m * (U^2 - V_3^2) \quad (\text{Eq. 6})$$

A potência aproveitada será:

$$P = \frac{1}{2} * \dot{m} * (U^2 - V_3^2) = \frac{1}{2} * \rho * A * V_2 (U^2 - V_3^2) \quad (\text{Eq. 7})$$

E a aplicação de conceitos de mecânica dos fluido permite demonstrar que:

$$V_2 = \frac{V_1 + V_3}{2} \quad (\text{Eq. 8})$$

A potência convertida será por sua vez:

$$P = \frac{1}{4} \rho A (U + V_3)(U^2 - V_3^2) = \frac{1}{4} \rho A (U + V_3)^2 (U - V_3) \quad (\text{Eq. 9})$$

O coeficiente de potência CP será:

$$Cp = \frac{P}{P_{disp}} = \frac{1}{2} \frac{((U+V_3)^2(U-V_3))}{U^3} \quad (\text{Eq. 10})$$

Este rendimento tem um valor máximo que é teórico.

$$\frac{\partial Cp}{\partial V_3} = \frac{1}{2U^3} (2(U + V_3)(U - V_3) - (U - V_3)^2) = 0 \quad (\text{Eq. 11})$$

O que leva a que o rendimento da conversão é máximo quando

$$U = 3V_3 \quad (\text{Eq. 12})$$

Substituindo, chega-se ao coeficiente *Betz*:

$$Cp = \frac{P}{P_{disp}} = \frac{1}{2} \frac{((3V_3+V_3)^2(3V_3-V_3))}{27V_3^3} = \frac{16}{27} = 59,3\% \quad (\text{Eq. 13})$$

Aplicado na potência disponível surge assim uma nova configuração com o coeficiente de Betz:

$$P = \left(\frac{\rho}{2}\right) * c_p * \eta * A * V^3 \quad (\text{Eq. 14})$$

P – potência do vento (W);
 ρ – massa volúmica, ρ≈1,2 kg/m³;
 c_p – coeficiente de Betz, de potência ou de performance, que tem relação com a energia cinética de saída, em função da relação entre a velocidade do rotor e a velocidade do vento; é assim a eficiência total de uma máquina para uma dada velocidade de vento;
 η – eficiência electromecânica;
 A – área da secção transversal do rotor [m²];
 V – velocidade frontal ao rotor.

Esta fórmula oferecerá o resultado da potência em kW, a partir do qual se pode obter a produção de energia numa hora por integração em kWh.

Analisando a equação 14 constata-se que a potência varia linearmente com a massa específica do ar ρ, com a área da secção transversal e cresce com o cubo da velocidade. Entretanto, um rotor eólico de área A capta apenas uma parcela desta potência e converte-a em potência mecânica que é disponibilizada através do seu eixo. Esta potência entregue pelo rotor está expressa na seguinte fórmula:

$$P_0 = \frac{2\pi * T_0 * N_0}{60} \quad (\text{Eq. 15})$$

T₀ – torque do rotor
 N₀ – número mínimo de rotações

O rotor disponibiliza a potência P₀, que é absorvida pela caixa de transmissão ou por um gerador (no caso de não possuir caixa de transmissão). A potência absorvida pela transmissão é igual a P₀.

A proporcionalidade directa da potência com a massa específica leva a que, em diferentes altitudes e temperaturas, tenhamos diferentes potências de vento para a mesma velocidade [17].

Factor de Carga

O factor de carga é definido pelo número de horas que as instalações de produção de electricidade eólica operam ou, por outras palavras, é o rácio do número de horas de funcionamento sobre o número total de horas de um espaço temporal. O factor de carga por exemplo de ano é calculado pela equação 16:

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{horas de funcionamento}}{\text{total de horas num ano}} \quad (\text{Eq. 16})$$

Por outro lado, pode ser expresso em unidade de energia quando calculado a partir da energia produzida:

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{Energia produzida [MWh]}}{\text{Capacidade geradora [MW]} \cdot \text{Tempo}} \quad (\text{Eq. 17})$$

Em Portugal, segundo as estatísticas da DGEG sobre renováveis (Junho 2009), as horas de produção de electricidade para a energia eólica situam-se em torno de 2200 horas equivalentes anuais [18], valores relativamente estáveis numa base anual, o que corresponde um valor a rondar os 26%.

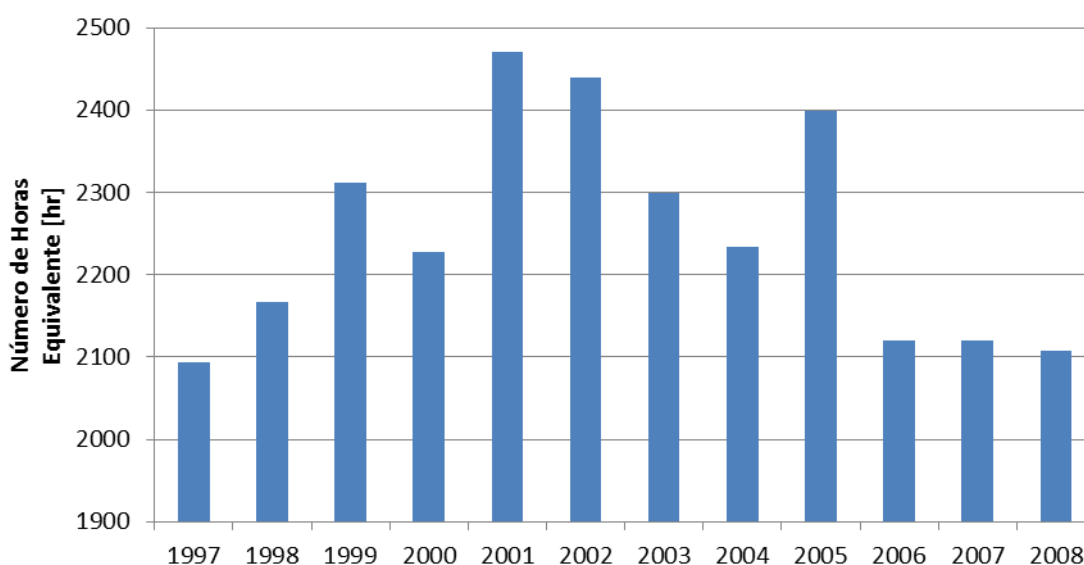


Figura 6 - Evolução do número de horas equivalente referente à energia eólica [9]

Na literatura outros artigos referem valores compreendidos entre os 32 e 36%, surgem também valores de 20 ou 28% [19], dependendo significativamente do tipo e da localização do parque.

3.4 Factores que Influenciam o Regime de Ventos

De uma maneira geral, pode-se dizer que o regime de ventos, isto é, o seu comportamento estatístico, fica definido se for conhecida a variação da velocidade no tempo e no espaço [13]. A velocidade do vento varia de ponto para ponto e é influenciada por diferentes acidentes topográficos. Além disso, é necessário ter em conta que, quando analisado um determinado local, a velocidade também varia com a altura.

Tendo em vista que a velocidade do vento pode variar de forma significativa em curtas distâncias, como por exemplo em poucas centenas de metros, os métodos de avaliação do local onde se deseja instalar as turbinas eólicas, avaliam todos os factores locais que provocam alteração das condições do vento.

Os parâmetros mais relevantes são:

- presença de obstáculos nas redondezas;
- rugosidade do terreno;
- orografia local.

As informações sobre condições regionais podem ser obtidas a partir de mapas topográficos e visitas aos locais de interesse que auxiliam, de igual modo, na identificação da rugosidade do terreno e presença de obstáculos [14].

3.4.1 Influência do Terreno no Vento

Rugosidade do terreno

O valor, a direcção e o sentido da velocidade do vento são influenciados por alguns elementos, que podem causar também pequenas turbulências na superfície. A rugosidade do terreno representa a influência que a superfície do solo e obstáculos causam à intensidade e turbulência da velocidade do vento. A sua determinação leva em consideração as características locais, tais como o tipo e altura da vegetação, e outros elementos como construções numa envolvente até 7 km. Normalmente, esta é parametrizada através de uma escala de comprimento, Z_0 , que é o chamado comprimento de rugosidade. O comprimento de rugosidade é a altura em que a velocidade do vento é zero.

O comprimento de rugosidade de superfícies cobertas por vegetação pode variar de acordo com a velocidade do vento. Por exemplo, a curvatura do caule de uma árvore pode mudar a forma da superfície. Um fenómeno semelhante ocorre com as ondas de água, onde a altura e a forma das ondas são dependentes da velocidade do vento.

Orografia

Outra característica importante para análise a um regime de vento é o relevo, pois a velocidade do vento é fortemente afectada pelo relevo do local.

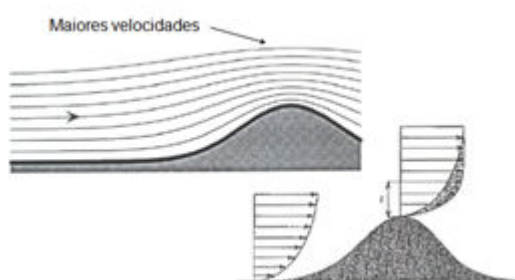


Figura 7 – Situação aquando da existência de relevo

Como podemos verificar na Figura 7, o relevo influencia fortemente o valor de velocidade do vento, traduzido pela presença de vales e montanhas.

O vento que circula no topo de montanhas e colinas tem uma maior velocidade devido às maiores alturas e por não sofrer influência da rugosidade do solo. Além disso, existe uma

situação particular, quando um cume se encontra inclinado, o vento é mais acelerado no topo porque há uma concentração de linhas de ar.

Actualmente, já existem programas computacionais bem avançados capazes de fazer uma análise concreta ao problema do relevo num determinado local, apesar das curvas de nível serem de grande complexidade e detalhe.

Obstáculos

Os obstáculos, tais como árvores, construções, formações rochosas, entre outros, são também elementos que podem causar não só uma redução na velocidade do vento, bem como alterar a distribuição de velocidades.

O escoamento atmosférico sofre interferências devido a vários factores, como a forma dos obstáculos, a distância entre eles, a sua porosidade, etc. Assim, a existência de obstáculos provoca perdas significativas a nível energético devido a mudanças de direcção dos ventos ou a turbulências.

A Figura 8 mostra a influência dos obstáculos em termos relativos na redução da velocidade do vento. Com este esquema, podemos perceber que zonas onde se encontrem construções a grande altura, só atingem velocidades de vento aceitáveis após uma altura significativa. Por outro lado, nas áreas onde só existem casas e pequenas construções, esta taxa diminui e, assim, atingem-se ventos razoáveis a alturas um pouco menores. Por último, ao nível do mar, vê-se que os ventos já são muito mais rápidos a altitudes menos elevadas que nos exemplos anteriores.

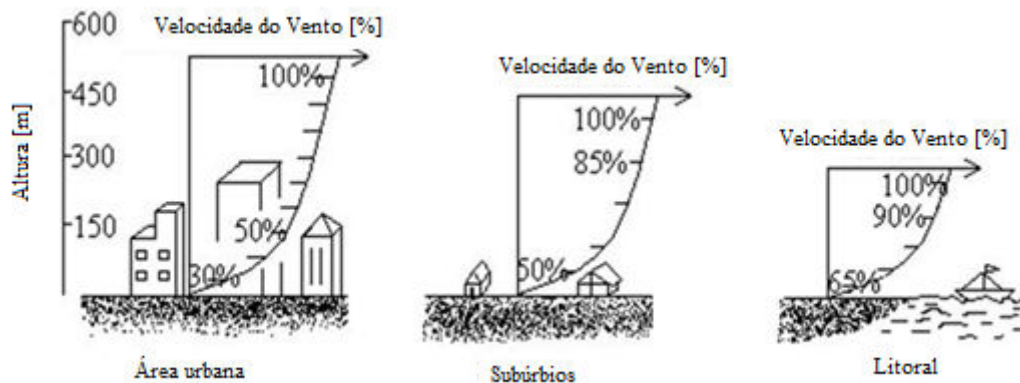


Figura 8 - Efeito dos obstáculos sobre o comportamento do vento, em função da sua altura [32]

Para evitar o efeito de esteira, as turbinas são colocadas num parque eólico de forma criteriosa, a fim de maximizar a produção de energia. Normalmente, os aerogeradores estão distanciados entre si cerca de cinco a nove diâmetros, na direcção preferencial do vento, e três a cinco diâmetros, na direcção perpendicular [16]. Mesmo utilizando estas medidas, há estudos que revelam que 5% da energia é perdida devido a este efeito [13].



Figura 9 – Efeito de esteira

3.4.2 Turbulência

A turbulência é provocada pelos obstáculos, pela orografia e pela rugosidade do terreno em seu redor. O estudo da turbulência na turbina eólica é importante, pois esta causa flutuações e variações na potência gerada de saída.

As duas principais causas de turbulência são o atrito com a superfície da terra e os efeitos térmicos que podem causar movimentos verticais de massas de ar, resultado das variações de temperatura e, portanto, da densidade do ar. Estes dois efeitos funcionam muitas vezes em conjunto, por exemplo, quando uma massa de ar flui sobre uma montanha sendo posteriormente forçada, vai confluir para regiões mais frias e desequilibra-se em termos térmicos com o ambiente.

A turbulência é um processo complexo que não pode ser representado simplesmente em termos de equações deterministas. Desta forma, utiliza-se usualmente a intensidade de turbulência para caracterizar a turbulência, equação 18:

$$I = \frac{\sigma}{V_{méd}} \quad (\text{Eq. 18})$$

I – Intensidade da Turbulência

σ – desvio padrão da velocidade do vento

$V_{méd}$ – velocidade média do vento

A Figura 10 traduz a variação da intensidade de turbulência com a altura, onde se verifica que a intensidade de turbulência decresce com o aumento da altura.

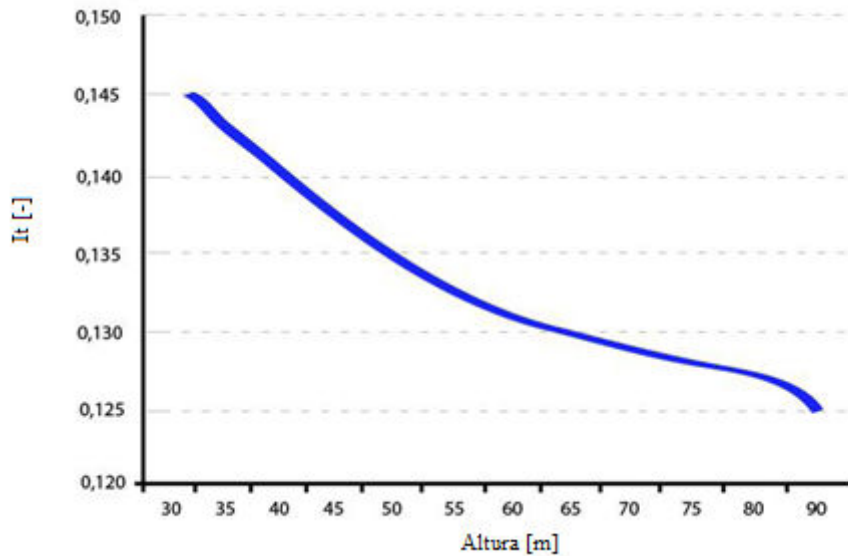


Figura 10 - Variação da intensidade da turbulência com a altura [15]

3.4.3 Perfil de Velocidade

O deslocamento do ar sobre a superfície da terra forma uma camada limite que se estende a grandes alturas, onde o escoamento no seu interior é feito de modo turbulento. Uma vez que a altura das turbinas eólicas não ultrapassa a camada limite, é importante conhecer o perfil da velocidade do vento ao longo de uma secção transversal, isto é, o valor da velocidade em relação à altura.

Na impossibilidade de medir a velocidade a elevada altura (devido a fragilidades técnicas) e ainda em todos os pontos de uma torre virtual (devido ao elevado custo técnico), recorre-se ao gráfico do perfil de velocidades do vento.

A Figura 11 mostra um exemplo do perfil de velocidades, a partir do qual se verifica a variação da velocidade do vento num local de rugosidade de classe 2, ou seja, solo agrícola com algumas casas. Onde a altura de referência, Z_{ref} são 20 metros, a velocidade de referência, V_{ref} , é 7,7 m/s e a rugosidade de 0,1.

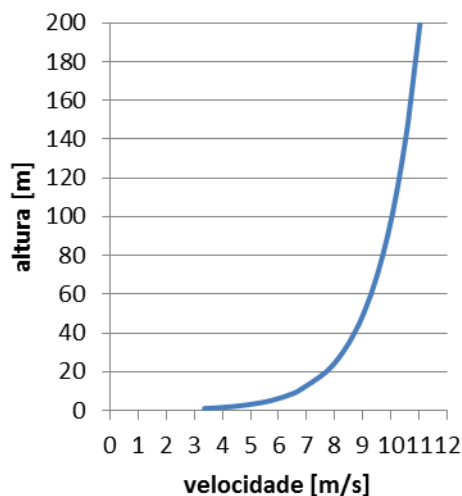


Figura 11 – Exemplo do perfil de velocidades do vento num terreno de classe de rugosidade 2

De uma forma geral, a rugosidade superficial do solo e a complexidade orográfica do terreno têm efeitos opostos na forma do perfil vertical de velocidades. Terrenos planos e de elevada rugosidade, provocada por vegetação de grande porte ou edifícios, tendem a atrasar o escoamento nas camadas junto ao solo. Por outro lado, terrenos de elevada complexidade orográfica e de baixa rugosidade conduzem à mistura do escoamento e poderão ser eventualmente responsáveis por fenómenos de aceleração do escoamento nas camadas junto ao solo, originando mesmo em certos casos a inversão do perfil vertical de velocidades.

A variação da velocidade do vento com a altura é uma consequência da acção da viscosidade, a qual dá origem ao desenvolvimento da Camada Limite Atmosférica ou Camada Limite Terrestre - C.L.A. A C.L.A é exactamente o perfil da velocidade do vento obtida entre o vento perturbado pela rugosidade do terreno, pelo fluxo de calor na atmosfera e o vento geostrófico, este último não perturbado. Representa-se de seguida uma figura ilustrativa, Figura 12. Dentro da C.L.A através de dispersões, a energia é transferida de um fluxo de alta energia do vento geostrófico para as camadas inferiores, onde o escoamento do ar próximo da superfície é altamente turbulento [17]. A velocidade directamente sobre a terra é igual a zero.

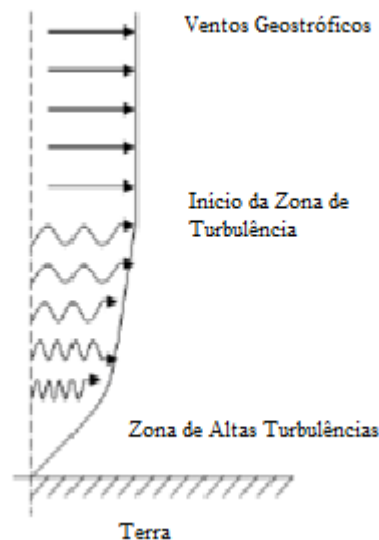


Figura 12 – Caracterização da camada limite atmosférica [17]

A altura da camada limite depende de vários factores, principalmente das propriedades do fluido, da maneira como as partículas de ar se movimentam, da distribuição espacial da rugosidade da superfície, da estratificação da temperatura do ar e da orografia do terreno. Existindo variações entre dezenas a centenas de metros. Desta forma, a correcção da velocidade do vento considerando estes pressupostos, da altura medida para a altura desejada de instalação do equipamento, pode ser feita de duas maneiras: pela Lei Logarítmica ou pela Lei de Potência.

Podemos resumir as características da Lei Logarítmica e da Lei de Potência, sendo que a Lei Logarítmica possui um bom ajuste na camada próxima ao solo e um ajuste pobre na parte superior da camada limite atmosférica, enquanto que a Lei de Potência possui um ajuste reduzido na camada próxima ao solo e um ajuste de elevada precisão na parte da camada limite superior.

Lei Logarítmica

De acordo com a Lei Logarítmica, a influência da altura na determinação do potencial eólico é determinada através da equação 19:

$$V(z) = \frac{U^*}{k} * \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (\text{Eq. 19})$$

V(z) – Velocidade na altura z
 Z - altura desejada
 Z₀ – comprimento de rugosidade

Embora de utilidade em determinados casos, a Lei Logarítmica do perfil é de utilização restrita. Em muitas situações a determinação dos valores de U^* , K e Z_0 é difícil e nem sempre com a exactidão exigida, sendo que a sua utilização num largo número de situações levaria a erros inportáveis.

O menor desempenho da Lei Logarítmica do perfil tem origem na complexidade da modelação da variação vertical da velocidade do vento, uma vez que as variáveis que influenciam a sua forma final são diversas. A forma do terreno e a cobertura do solo são apenas dois dos aspectos que contribuem para a definição do perfil vertical de um determinado local. A adaptação da Lei Logarítmica do perfil para condições que não a de atmosfera neutra, acarreta dificuldades extras, já que implica a modelação da componente térmica da atmosfera.

Lei de Potência

A Lei de Potência rege-se pela equação 20:

$$V(x) = Vz_r \left(\frac{z}{z_r}\right)^p \quad (\text{Eq. 20})$$

V(Z_r) – Velocidade na altura de referência Z_r
 V(z) – velocidade na altura Z
 Z_r – altura de referência

3.5 Análise Probabilística do Vento

O vento apresenta variações importantes que são explicitamente não-deterministas. Por essa razão o estudo dos ventos é feito através de análises probabilísticas.

Para o estudo das técnicas de previsão de produção de energia eléctrica e caracterização do potencial eólico de parques eólicos, é indispensável a adequada análise dos resultados das séries temporais de ventos.

Distribuição de Weibull

A velocidade do vento varia constantemente, pelo que se recorrem a ferramentas estatísticas para descrever este processo não estacionário. A distribuição de *Weibull* é usualmente seleccionada na modelação da velocidade do vento, por caracterizar estatisticamente de forma eficiente a distribuição da ocorrência de classes de velocidades para uma região. Sendo caracterizada por dois parâmetros: o factor de escala (A) e o factor de forma (k). A função densidade de probabilidade de *Weibull* está expressa na equação 21:

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad v \geq 0 \quad (\text{Eq. 21})$$

O parâmetro A corresponde ao factor de escala que está relacionado com a velocidade média anual e o parâmetro k corresponde ao factor de forma que descreve a variabilidade em torno da média. Estes dois parâmetros estão relacionados com a velocidade média anual pela equação 22:

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (\text{Eq. 22})$$

A equação 7 relaciona os dois parâmetros anteriormente descritos com a velocidade média anual:

$$\bar{V} = A \cdot \delta \left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (\text{Eq. 23})$$

Os parâmetros A e k podem ser obtidos recorrendo a medições da velocidade de vento durante longos períodos de tempo, sendo que as variações mais significativas ocorrem durante um ano. Por outro lado, δ corresponde à função gama que é definida pela equação 24:

$$\delta(x) = \int_0^{+\infty} t^{x-1} e^{-t} dt \quad x > 0 \quad (\text{Eq. 24})$$

A função de distribuição é determinada pela equação 25 e é calculada como sendo a probabilidade da velocidade do vento exceder determinado valor de v :

$$F(v) = \int_v^{+\infty} f(v) dv = e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad t \geq 0 \quad (\text{Eq. 25})$$

Para compreender melhor esta distribuição de *Weibull*, como exemplo, refiro que o *European Wind Atlas* caracteriza o estado do vento em vários locais da Europa a 10 metros de altura, onde A varia entre 2 e 8, e k entre 1,5 e 2,8 [33].

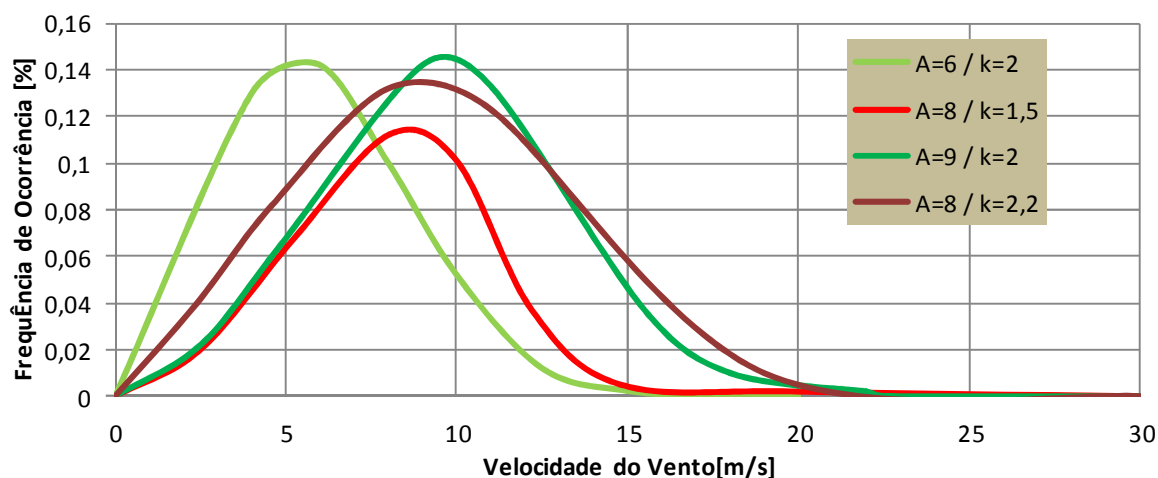


Figura 13 – Diferentes representações da distribuição de *Weibull*

A Figura 13 mostra os efeitos da variação dos parâmetros A e k numa distribuição de *Weibull*. Pode-se concluir que o parâmetro k se relaciona fundamentalmente com o desvio-padrão, definindo a medida de dispersão da velocidade do vento no local. Observa-se um incremento da velocidade média anual e uma redução no desvio-padrão se o parâmetro A for fixado e o parâmetro k for amplificado. Maiores valores de k indicam menores variações de velocidade v em relação ao valor médio anual e menores valores de k indicam maior variabilidade do vento ao longo do ano.

De modo contrário, a variação do parâmetro A influencia a média anual, relacionando-se assim com a disponibilidade do vento no local. Aumentando o parâmetro A e mantendo o mesmo valor de k , obtém-se um decréscimo de confiança caracterizado pelo aumento da gama de variação da velocidade e do desvio-padrão.

Nesta representação das velocidades médias do vento hora a hora para um ano consegue-se, através da distribuição de *Weibull*, anular a forte sazonalidade que está associada aos regimes de ventos proveniente do facto dos meses de Inverno serem, habitualmente, mais ventosos que os ventos de Verão.

Quando dispomos apenas do valor da velocidade média anual um local, a função de *Rayleigh* surge como uma boa representação para definir a distribuição da velocidade do vento desse local. Nesta distribuição o parâmetro k é sempre igual a 2 e, normalmente, é usada para estudos preliminares. A vantagem da distribuição de *Rayleigh* deve-se à sua simplicidade de utilização, embora esta seja também conhecida pelas suas limitações, uma vez que não permite representar muitas situações práticas, especialmente quando as velocidades de vento são elevadas.

Em Portugal, o valor de $k=1,6$ é globalmente aceite como representativo das circunstâncias do nosso país.

3.6 Curva de Potência e Coeficiente de Potência

A curva de potência de um aerogerador indica qual será a potência eléctrica disponível no aerogerador para diferentes velocidades de vento. Geralmente, é fornecida pelos fabricantes e certificada oficialmente por um Instituto capacitado.

As curvas de potência são obtidas, normalmente, através de medições de campo, *site calibration*. Só em excepções muito raras que obedeçam a um vasto número de critérios de orografia, obstáculos e rugosidade, é que a curva de potência é obtida através do uso de apenas um anemómetro colocado no local.

Muitas vezes, quando a velocidade não varia suficientemente rápido, utiliza-se os dados das medições da velocidade de vento do anemómetro e mede-se a potência gerada pela turbina em simultâneo, procurando-se, assim, traçar a curva de potência de uma máquina.

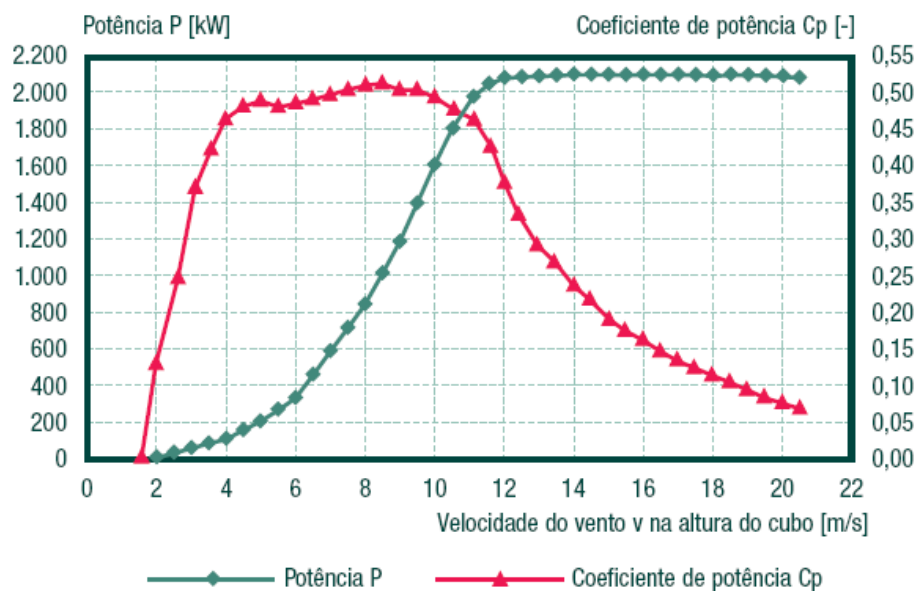


Figura 14 – Curva de potência e curva de coeficiente de potência do Aerogerador da ENERCON E-82 [23]

De acordo com a curva de potência da Figura 14, a curva de produção de energia atinge a potência nominal por volta dos 12 m/s. As velocidades superiores ao intervalo de 20 a 22 m/s activarão, por consequência, o sistema de protecção que provoca um comportamento do aerogerador de forma a rejeitar velocidades superiores à velocidade nominal.

O coeficiente de potência indica com que eficiência o aerogerador converte a energia do vento em electricidade. Este coeficiente é obtido pela divisão da potência fornecida aos terminais do gerador sobre a potência eólica de entrada disponível.

Embora a definição de C_p seja a dada pela equação 26, os fabricantes de aerogeradores têm por hábito incluir o rendimento do gerador eléctrico no valor de C_p , pelo que a expressão usada na prática é a segunda equação, equação 27:

$$C_p = \frac{P_m}{P_{disp}} \quad (\text{Eq. 26})$$

$$C_p = \frac{P_e}{P_{disp}} \quad (\text{Eq. 27})$$

C_p – coeficiente de potência;

P_m – potência mecânica disponível no veio da turbina;

P_e – potência fornecida aos terminais do gerador.

São comuns as designações de coeficiente de potência⁵, factor de aproveitamento ou rendimento aerodinâmico. Na prática, a terminologia mais usada é mesmo C_p .

A projecção da turbina é realizada utilizando o maior valor do coeficiente de potência de um aerogerador. A eficiência interessa, sobretudo, na região de velocidades de vento onde se encontra a maior parte da energia.

Conversão da incerteza em velocidade em incerteza na potência

É preciso assumir que, para além das incertezas nas medições das curvas de potência, existem outras na conversão da incerteza da velocidade em incerteza na potência.

O estudo e a compreensão do comportamento do vento são fundamentais para uma análise correcta do desempenho de uma máquina inserida num projecto de uma central eólica. Este estudo deve ser rigoroso e com qualidade, pois um erro nas medições de vento pode triplicar na energia gerada.

A velocidade do vento é um factor preponderante no valor da potência, dado que este depende fortemente da velocidade:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} * A * \rho * v^3 \quad (\text{Eq. 28})$$

Esta dependência acentua-se na zona não linear da curva, onde uma pequena variação na velocidade de vento pode provocar uma grande variação na produção de um aerogerador e, por consequência, no parque eólico, pelo que é primordial na previsão da produção eléctrica de parques eólicos realizar-se a optimização dos parâmetros do modelo de previsão para esta zona da curva de potência.

⁵ - Power Coefficient

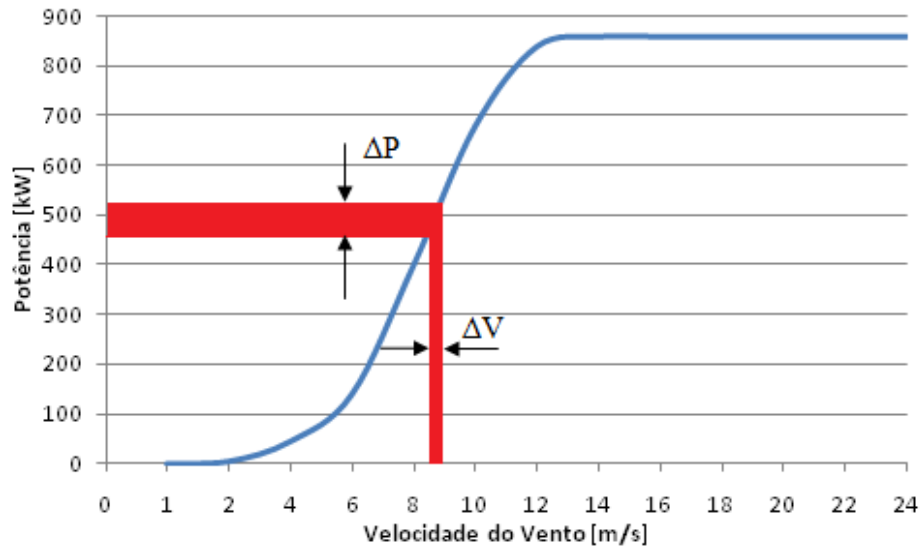


Figura 15 – Curva de potência de um Aerogerador de 850 kW

Denota-se ainda nesta zona da curva que uma pequena incerteza na previsão do vento resulta numa amplificação da incerteza na previsão de potência. Por outro lado, para velocidades entre 13 e 22 m/s, a incerteza na previsão da velocidade de vento é praticamente anulada na previsão de potência.

Para ter noção da significância da velocidade ao cubo na expressão da potência, ou em termos gráficos na curva de potência de um aerogerador, mostra-se nas equações 29 e 30 o cálculo da incerteza relativa associada:

$$P_{disp} = \left(\left(\frac{\partial P_{disp}}{\partial \rho} * \partial \rho \right)^2 + \left(\frac{\partial P_{disp}}{\partial A} * \partial A \right)^2 + \left(\frac{\partial P_{disp}}{\partial u} * \partial u \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (\text{Eq. 29})$$

$$\frac{\partial P_{disp}}{P_{disp}} = \left(\left(\frac{\partial \rho}{\rho} \right)^2 + \left(\frac{\partial A}{A} \right)^2 + \left(3 * \frac{\partial u}{u} \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (\text{Eq. 30})$$

3.7 Cálculo da Energia Gerada por um Aerogerador

A Figura 16 caracteriza os três gráficos necessários para calcular a energia produzida por uma turbina eólica. Relaciona-se a distribuição de *Weibull* da velocidade do vento com a curva de potência de um aerogerador.

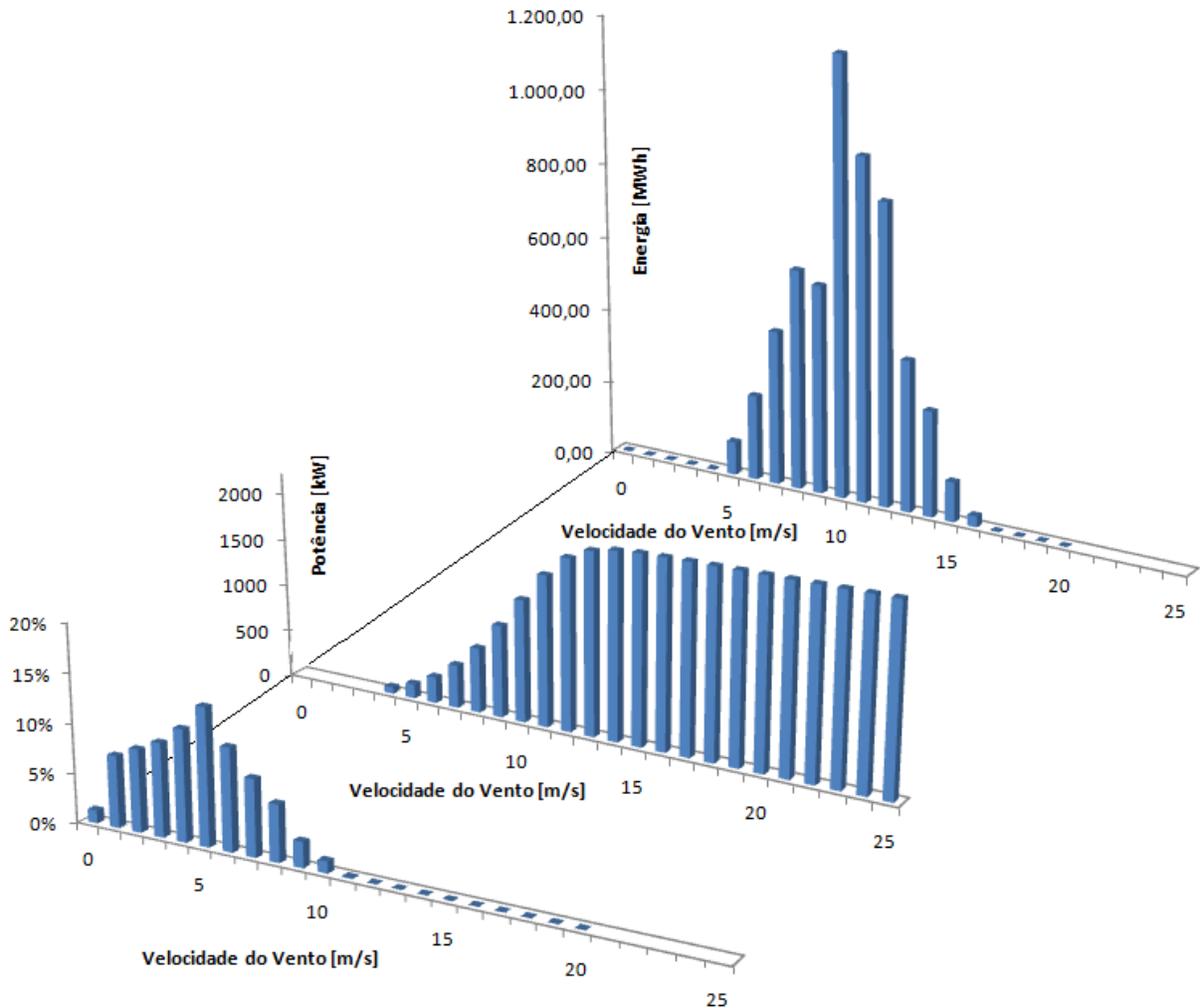


Figura 16 – Gráfico de conversão em energia

O cálculo da potência média horária é a multiplicação da potência eléctrica, dada pelo modelo da curva de potência do aerogerador, pela fracção de tempo da função de densidade de probabilidade de *Weibull*, em que uma velocidade ocorre.

$$P = \int_0^{\infty} f(v) * P(v) dv \quad (\text{Eq. 31})$$

- P – potência média estimada
- f(v) – função densidade de probabilidade de Weibull
- P(v) – curva de potência do aerogerador considerado

Os aerogeradores começam a gerar energia eléctrica numa determinada velocidade de vento de partida e param de gerar quando a velocidade ultrapassa determinado valor estabelecido por questões de segurança, prevenindo a fadiga do material das torres e pás por vibrações excessivas. O maior valor é a velocidade nominal do aerogerador e um aerogerador, em geral, só trabalha com velocidades acima dos 4/5 m/s.

O valor esperado para a energia eléctrica produzida anualmente pela turbina obtém-se pela equação 32:

$$E(\text{ano}) = 8760 \sum_{v_0}^{v_{max}} f(\bar{v}) * P_e(\bar{v}) \quad (\text{Eq. 32})$$

Onde $f(\bar{v})$ é a função densidade de probabilidade da velocidade média do vento, $P_e(\bar{v})$ a característica eléctrica do sistema aerogerador (turbina), v_0 é a velocidade de *cut-in* e v_{max} a velocidade de *cut-out*.

4 A Economia da Energia Eólica

4.1 Evolução no Custo da Energia Eólica

Ao longo do tempo, desde que se iniciou a aposta na produção de energia proveniente da energia cinética do vento, evidenciam-se tendências que dominam este desenvolvimento:

- os aerogeradores aumentaram de tamanho e altura;
- maior capacidade de produção, fruto do aumento da eficiência;
- pendente negativa do custo de investimento por kW.

Actualmente, o custo total por kW de potência eólica instalada nos países com razoável grau de evolução nesta área, no que se refere apenas à turbina situa-se em torno de 1160 €/kW.

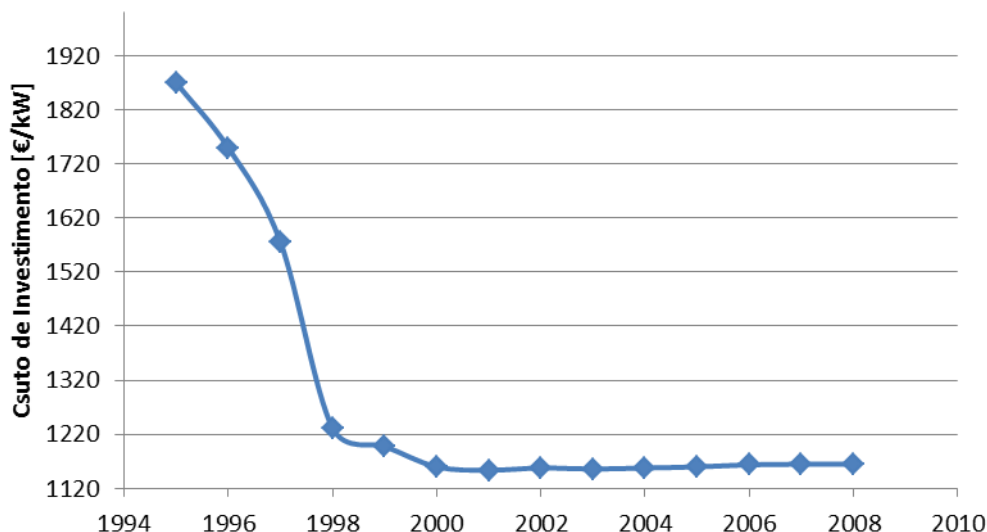


Figura 17 - Evolução dos custos de investimento na turbina ao longo do tempo

A Figura 17 mostra a evolução dos custos de investimento na turbina ao longo dos últimos anos. Denota-se um declive negativo, caracterizando uma diminuição de cerca de 700 €/kW de 1995 a 1998, ou seja, um decréscimo acentuado na ordem dos 30%. Por sua vez, no século XXI, o preço estabilizou-se, existindo mesmo um aumento ligeiro derivado da subida dos custos das turbinas.

A potência produzida pelos aerogeradores é determinada pelo regime de ventos do local escolhido, pela altura do cubo e pela eficiência de operação. Assim, do aumento da altura de funcionamento das turbinas resultou uma maior produção. Da mesma forma que o aperfeiçoamento de melhores métodos de medição e avaliação da velocidade do vento de um dado local desenvolveu, consequentemente, localizações mais acertadas para os aerogeradores.

A análise da produção de uma turbina pode ser realizada por um indicador definido pelo quociente dos custos de investimento pela área do rotor do aerogerador (Figura 18). Devido à

disparidade do tamanho e potência dos aerogeradores, este é um bom indicador para estudar a progressão dos custos de investimento.

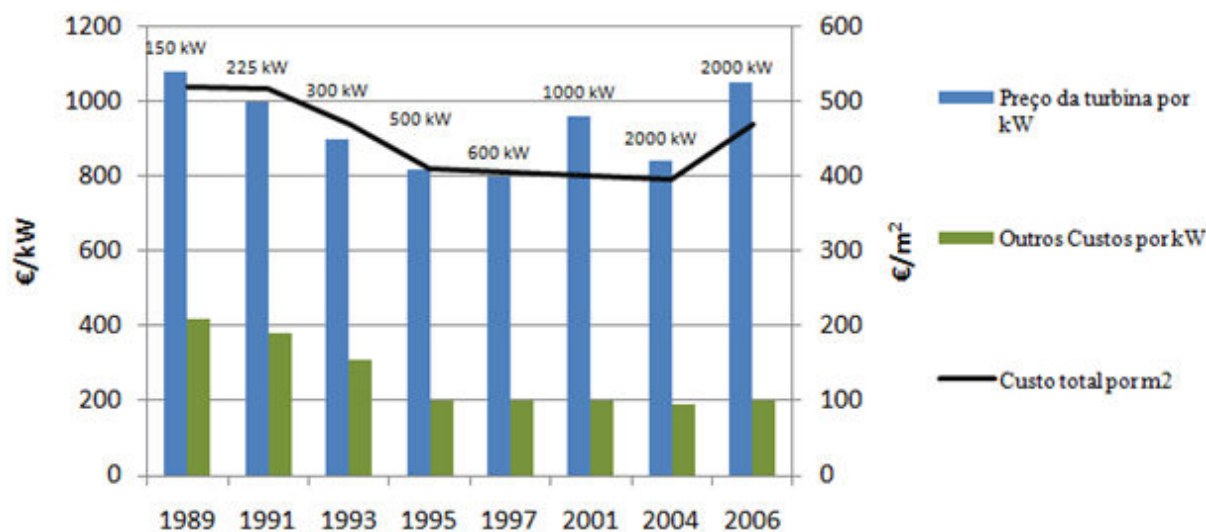


Figura 18 – A progressão dos custos de investimento desde 1989 até 2006 [34]

A Figura 18 traduz um declínio acentuado do preço por unidade de área. Os custos gerais reduziram, em média, pouco mais de 2% por ano, desde 1989, o que em termos totais resulta numa queda de quase 30% até 2006. O recente agravamento do preço dos aerogeradores é um fenómeno global explicado, fundamentalmente, pela maior procura desta tecnologia em diversos países.

Os custos de operação e manutenção de um parque eólico são bastante reduzidos quando comparados com os custos de outras centrais produtoras de energia. No entanto, estes custos têm atraído a atenção dos investidores, que procuram a sua redução através do desenho de novos aerogeradores que solicitem menor tempo de manutenção e menor probabilidade de avaria. Estes custos estão relacionados com um número limitado de componentes pertencentes ao aerogerador e incluem:

- seguro;
- manutenções regulares;
- reparações;
- administração.

Em termos práticos, nos primeiros anos de operação, os custos de O&M⁶ são oferecidos pelo fabricante. Sendo que, alguns anos mais tarde, serão cobrados, por exemplo, 10 a 15% do preço de venda por MWh. Na energia eólica, a flutuação dos custos do combustível não tem impacto directo sobre os custos de produção eléctrica. Deste modo, um aerogerador apresenta as suas vantagens quando comparado com as tecnologias convencionais de combustíveis

⁶ - Operação e Manutenção

fósseis, onde 40 a 70% dos custos estão relacionados com os custos de operação e manutenção.

O custo total por kWh produzido é calculado a partir de dois factores fundamentais: os custos de operação e manutenção ao longo da vida útil do parque somados aos custos de investimento, divididos, posteriormente, pela produção eléctrica anual. Se a amortização dos custos for efectuada, por exemplo, em 12 anos e o parque tiver 20 anos de vida útil, o custo do kWh produzido nos últimos anos é muito menor que no início.

O volume de electricidade produzida é o dado mais importante para a definição do seu custo. A rentabilidade da turbina depende fortemente do bom regime de ventos onde se situa (Figura 19).

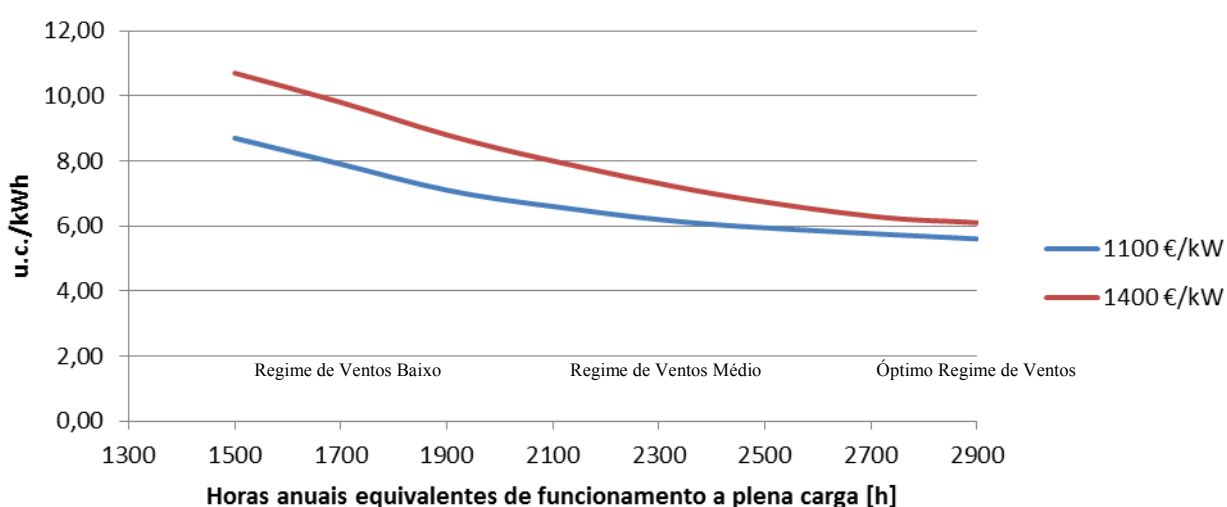


Figura 19 – Custo por kWh de energia produzida em função do regime de ventos de um local [34]

Nesta figura 19, as horas anuais de funcionamento a plena carga representam o regime de ventos de um local. Representam-se duas situações diferentes de custos de investimentos, 1100 e 1400 €/kW, comprovando que o custo de energia gerada por kWh é mais favorável nas áreas melhor regime de ventos. Em contrapartida, é mais caro em regiões com um baixo regime de velocidade do vento. No caso português, o nosso país pertence à zona com um regime de ventos classificado como *Médio*, apresentando custos médios de 7 u.c./kWh.

4.2 Custo de Investimento

A energia eólica é hoje considerada uma das mais promissoras fontes naturais de energia, principalmente porque, além de ser renovável, ou seja, não se esgota, já atingiu um certo grau de desenvolvimento. Além disso, as turbinas eólicas podem ser utilizadas tanto em conexão com redes eléctricas como em lugares isolados.

O custo da geração de energia eólica tem caído rapidamente nos últimos anos, e essa queda de custos deve continuar com a ascensão da tecnologia de produção de grandes aerogeradores. O

custo da electricidade gerada através de sistemas eólicos é basicamente determinado pelos seguintes parâmetros:

- custo dos aerogeradores e outros equipamentos;
- custo de preparação do projecto e infra-estruturas, etc;
- custo de operação e manutenção;
- tempo de vida dos aerogeradores;
- actualização das taxas de crédito.

A economia das turbinas eólicas foi influenciada pelo aumento da sua dimensão, pelo aumento do rendimento e pela diminuição dos custos de investimento. Os seus projectos são dominados pelo custo da turbina, sendo que o custo total de um parque oscila em torno de valores próximos a 1,4 M€/MW.

A Tabela 1 mostra a estrutura típica de preços de um projecto para uma turbina eólica de 2 MW:

	Investimento [M€/MW]	Investimento Relativo [%]
Turbina	1030	74,5%
Ligação à rede	108	7,8%
Fundações	170	12,3%
Instalação eléctrica	18	1,3%
Consultadoria	18	1,3%
Custos Financeiros	18	1,3%
Acessibilidades	14,4	1,0%
Sistemas de Controlo	7,2	0,5%
Total	1 384	100%

Tabela 1 – Plano de custos para uma Turbina Eólica de 2MW, 2006 [20]

Cerca de 75% do custo total de investimento num parque eólico está relacionado com o custo da turbina, 8% está associado à ligação com a rede eléctrica e valores na ordem dos 7% para as fundações. Estes custos variam com o tamanho da turbina e são dependentes do país, especialmente os custos de ligação à rede que, em alguns casos, podem significar quase metade dos custos auxiliares, e não contabilizam o investimento na turbina.

4.3 Avaliação Económica

Os potenciais riscos provenientes da crescente dependência dos países relativamente à energia eólica estão progressivamente a ser eliminados, através de estudos que visam o aumento da certeza de previsão ou, por outro lado, a redução da incerteza. A plataforma de previsão de

produção de energia eólica, que diversas entidades se propõem a desenvolver, inclui uma metodologia de ajuda à decisão dos investidores que procura baixar os custos de financiamento dos projectos.

Para a aplicação dos métodos de avaliação económica, obtém-se numa primeira fase os valores correspondentes aos investimentos (capital usado) e os ganhos na forma de poupanças (ganhos distribuídos ao longo do tempo).

Os principais factores a ter em conta são:

- os investimentos a realizar e as respectivas datas;
- os custos de venda da electricidade;
- o valor residual dos equipamentos, no final da sua vida útil;
- os custos de manutenção;
- o custo de oportunidade.

Numa segunda fase, utilizando estes dados, é possível aplicar vários índices para avaliação económica da viabilidade dos investimentos: valor actual líquido, taxa interna de rentabilidade e o período de recuperação do investimento.

Valor Actual Líquido

O VAL define-se como o valor actual líquido que assenta na comparação dos *cash-flows* actualizados, saldo entre a entrada e saída, que são gerados pelo projecto com o capital investido. A sua determinação pressupõe fixar a taxa de actualização, taxa essa que se situa normalmente entre 8-10%, considerando que as obrigações do Estado Português pagam entre 4% a 4,5% de juro ao ano, sendo o restante prémio a pagar pelo risco de investimento.

Se o valor do VAL for positivo o projecto será economicamente viável porque permite cobrir o investimento, gerar a remuneração exigida pelo investidor (o custo de oportunidade) e ainda excedentes financeiros. A situação de o VAL ser 0 é um caso limite, em que o investidor ainda recebe a remuneração exigida, enquanto se o VAL for negativo o projecto é economicamente inviável.

Taxa Interna de Rentabilidade

A taxa interna de rentabilidade (TIR) é a taxa que torna o VAL nulo. Representa a taxa mais elevada a que um investidor pode contrair um empréstimo para financiar o investimento, sem que haja perda de dinheiro, ou seja, este método permite o cálculo de uma taxa de juro relativamente à renumeração do capital obtido.

O valor obtido diz-nos até que valores da taxa os capitais investidos podem ser remunerados de forma ao projecto ser viável.

Período de Recuperação do Investimento

Por último, o *payback* é o prazo de retorno do investimento. Este valor indica o prazo durante o qual os capitais investidos são recuperados.

O índice PRI deve ser usado fundamentalmente como índice de risco e não como comparador de projectos, principalmente quando as alternativas têm tempos de vida diferentes. Os

projectos que recuperam o capital mais rapidamente são mais atraentes, como critério de risco.

Operação do Parque Eólico

A operação de um parque eólico exige constantes e sucessivas avaliações ao seu mecanismo de funcionamento para garantir uma qualidade no funcionamento:

- comissionamento dos aerogeradores e parque eólico;
- monitorização da operação;
- controlo regular das condições técnicas;
- possibilidades de melhoria no desempenho.

Conseguem-se obter frequentemente melhorias significativas aquando da elaboração de uma optimização de operação. Um parque eólico pode produzir, por exemplo, 3% a menos de energia devido a condições técnicas, como má localização dos aerogeradores ou deficiência de operação, o que diminuiria a TIR (taxa interna de rentabilidade) numa percentagem de cerca de o dobro da perda de energia.

Os processos de manutenção associados a processos de optimização provocam geralmente melhorias da produção de energia, mantêm a disponibilidade técnica alta e antecipam e previnem a operação até quebra de um determinado componente.

4.4 Financiamento

A evolução dos projectos de energia eólica levou a que grande parte da sua comercialização se realizasse através do financiamento de projectos. Um *project financing* é, essencialmente, um empréstimo apoiado no *cash-flow* de um projecto em específico, ou seja, refere-se à quantidade de dinheiro que é recebido e pago pelo projecto durante um determinado período. Este mecanismo de investimento adapta-se muito bem aos projectos de parques eólicos, tendo em conta as informações que são previamente fornecidas às entidades financeiras: a estimativa de produção acompanhada de uma incerteza total.

No entanto, a maneira pela qual as transacções são criadas é muito diferente de um empréstimo tradicional, na medida em que nos projectos eólicos a rentabilidade é assente na energia produzida pelo parque sendo que nada garante qual a quantidade de energia produzir por um determinado parque. O projecto é avaliado e depois estabelecidas condições de financiamento em troca de reembolso de capitais e juros.

Um projecto de financiamento é, neste âmbito, descrito por uma estrutura onde o único seguro é o próprio projecto. Por outras palavras, o dono do projecto não é responsável pelo empréstimo, tendo em conta que nenhuma garantia é dada de que o empréstimo será pago. Caso se verifique a situação onde o empréstimo não é efectivamente saldado, o credor poderá tomar posse do projecto como garantia, podendo de seguida vendê-lo para tentar reaver os montantes em dívida e respectivos juros. Portanto, um financiamento deste tipo requer grande

cuidado. Antes do investimento, qualquer credor exigirá informações sobre o risco inerente e se o empréstimo será reposto no tempo previsto.

O custo do dinheiro no mercado tem por base as taxas EURIBOR adicionado de *spreads* que aumentam com o tempo (maior risco), e as garantias dadas às instituições de crédito. O tempo de vida útil do equipamento tem em conta um horizonte temporal de funcionamento do parque, geralmente de 20 anos. Os projectos da área de energia eólica procuram controlar o risco que lhes está associado. Os chamados *spreads*, diferença entre o preço de compra e o preço de venda, são condicionados pela incerteza, a qual se procura reduzir. O *spread* obtido pelo investidor tem em conta a estimativa de produção do parque e a propensão ao risco. Um estudo de efeito de portfólio actua neste âmbito porque através da mitigação do valor das incertezas condiciona-se o valor dos *spreads*. Os projectos de parques eólicos dos dias de hoje são de uma complexidade financeira muito grande, portanto, os riscos financeiros do projecto devem ser minimizados.

O interesse do sector privado está a implementar mudanças no negócio da energia eólica. Fontes financeiras bem sedimentadas têm mostrado interesse nesta fonte renovável e, muitas vezes, numa fase já adiantada, como é mais fácil arranjar um empréstimo para um grupo de projectos do que para cada projecto individual, procuram agrupar diferentes projectos e comprovar as vantagens financeiras da sua associação.

Estrutura Financeira

Para se chegar a uma conclusão económica de projecto consideram-se a estimativa da energia a produzir anualmente, o investimento, a taxa de actualização, as despesas de operação e manutenção, o preço de venda da energia, os impostos (municipais e estatais) e a ainda a vida útil do projecto. Para tal decisão, um banco raramente actua isoladamente, poderá constituir-se como o principal decisor, mas actuará em conjunto com outros bancos que ajudarão no financiamento.

Um grande processo de verificação da viabilidade do projecto é realizado antes do acordo de financiamento ser selado, *Due Diligence*. A engenharia do banco começa a constituir-se como um método de frequente utilização, onde é escolhida uma equipa específica de avaliação. São avaliados aspectos técnicos e de contrato de um projecto. Na prática, a engenharia do banco deve ser neutra e independente de forma a avaliar correctamente todos os itens e detalhes do projecto, dando atenção aos riscos. É uma equipa multidisciplinar com experiência em áreas como análise ao relevo e rugosidade de locais, medição da velocidade do vento, fundações, componentes eléctricas, implementação, funcionamento de aerogeradores, abordam ainda questões legais como rendas, impostos, etc. entre outras. Consulta também especialistas e, se necessário, fornece recomendações.

A ser avaliado através do conceito ‘Due Diligence’:

- Potencial eólico - avaliação do sítio;
- Optimização do parque eólico:
 - produção de energia;
 - conexão à rede;
 - desempenho acústico;
- Avaliação da tecnologia do aerogerador:
 - referências do fabricante;
 - certificação;
 - avaliação da curva de potência;
 - manutenção;
- Avaliação do risco financeiro:
 - identificação, redução e quantificação dos riscos;
- Comissionamento do parque eólico;
- Verificações de desempenho e monitorização.

O valor do empréstimo depende das receitas esperadas do projecto, embora seja frequente os investidores assumirem, como medida de precaução, que a rentabilidade do projecto a longo termo será inferior à esperada. Desta forma, salvaguardam-se dificuldades que poderão surgir na produção, sejam elas devido a factores ambientais, como a velocidade do vento, ou técnicos, devido à operação do parque.

Por último, referir que geralmente os bancos não emprestam a totalidade do dinheiro necessário para o financiamento do projecto, pedindo garantias monetárias ao dono do projecto suficientes para cobrir de 25 a 30% do empréstimo. O capital financiado pelo banco será baseado em diferentes probabilidades de excesso da produção de energia, isto é, a melhor estimativa (P50) é a estimativa mais importante na tomada de decisão. No entanto, em alguns casos, não sendo suficientemente razoáveis, maiores valores de probabilidades de excesso são requisitados, P75 ou P90 por exemplo⁷. As previsões de energias utilizadas para a constituição do modelo financeiro são sempre sujeitas a negociação com o banco como parte integrante do acordo referente ao empréstimo.

O investimento pode assim dividir-se em 4 tópicos, que analisados em separado constituirão a viabilidade do projecto em termos económicos:

- Investimento Técnico:
 - Aerogerador;
 - Peças para reposição;
 - Transporte e Montagem.

⁷ O uso das probabilidades de excesso associadas a uma distribuição normal encontra-se explicado na Subsecção 6.2.2

- Investimento na Infra-estrutura:
 - Fundação;
 - Acessos;
 - Ligação à rede.

- Custo de Capital:
 - Juros para o capital próprio;
 - Custo do crédito (juros, taxas) associados à aquisição.

- Custos Adicionais:
 - Modelação Computacional;
 - Medições;
 - *Due Diligence*;
 - Planeamento.

O processo de verificação da viabilidade económica de um projecto de um parque eólico está traduzido na Figura 20:

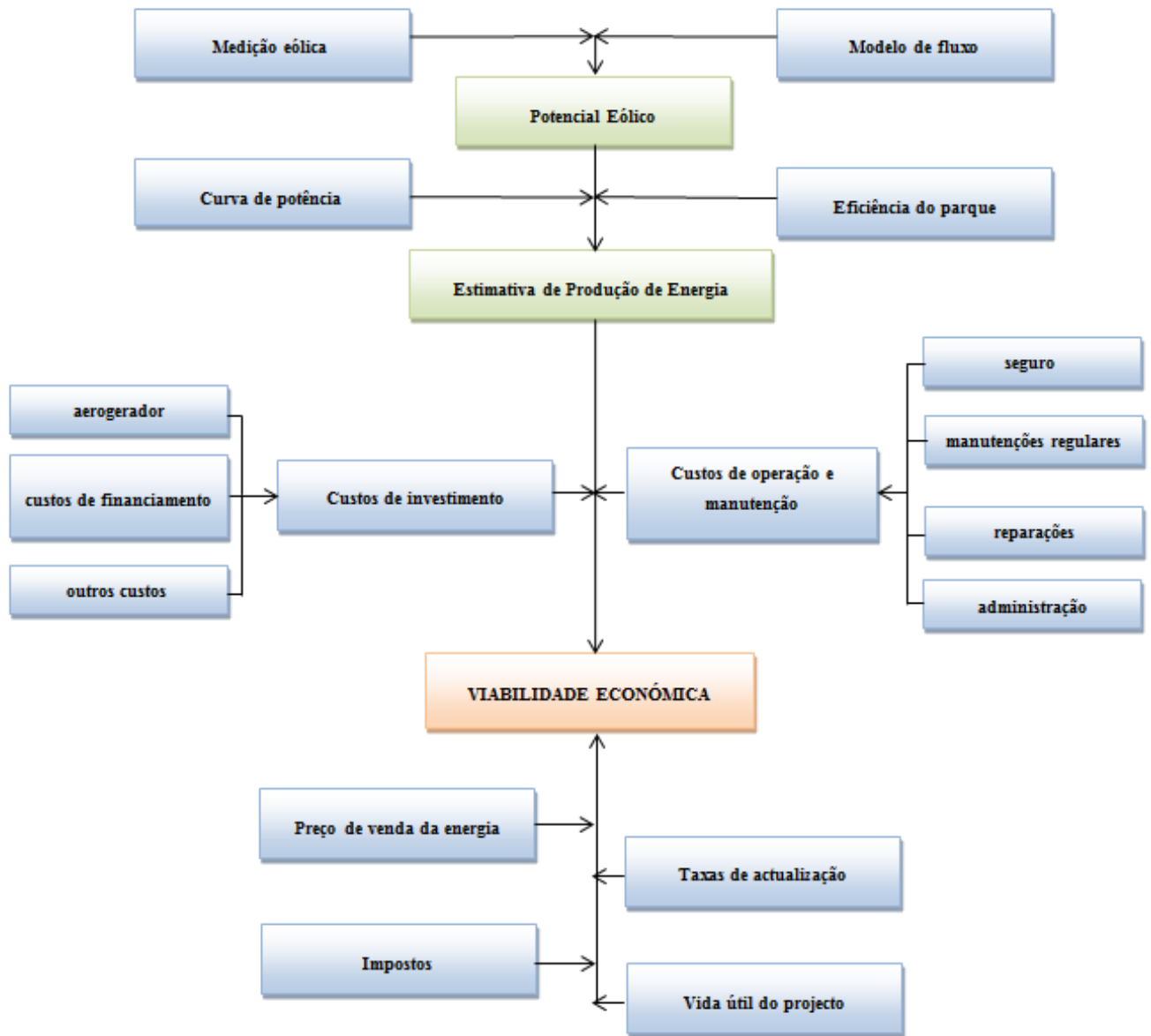


Figura 20 – Viabilidade económica de um projecto

5 Estimativa de Produção Eólica

Ao longo do tempo, os métodos para cálculo da estimativa de produção de base eólica foram evoluindo, encontrando-se neste momento já bem estabelecidos. Este processo pretende identificar não só as melhores zonas para a utilização desta energia, como também prever a produção para locais específicos. A precisão destas estimativas é fundamental para conceder boas informações ao investidor e às organizações que o irão financiar. Desta forma a identificação das incertezas que podem afectar a produção de energia eólica e um conhecimento intrínseco do comportamento do vento são fundamentais para o desenvolvimento do projecto de um parque eólico, desde a escolha do local até à sua plena operação.

A partir do aumento da velocidade média do vento de cerca de 1%, pode-se esperar um aumento a rondar os 2% na energia produzida. Desta forma, pequenas variações na velocidade do vento provocam grandes mudanças no valor comercial de um parque eólico [29].

No entanto, para se construir métodos com qualidade capazes de prever a produção de um parque eólico, é necessário identificar uma série de incertezas relacionadas com a medição da velocidade do vento, com a sua variabilidade futura, com a conversão para energia, e outras incertezas associadas aos factores que influenciam o regime de ventos.

A incerteza é uma informação que deve acompanhar a(s) estimativa(s) de previsão de um parque eólico, ou de um conjunto de parques eólicos. Depois de medida a velocidade do vento num determinado local, é importante certificar a qualidade da conversão para assegurar estimativas de energia mais fiáveis. Recorre-se então a modelos e informações detalhadas do terreno.

5.1 Velocidade do vento

A obtenção da velocidade do vento para um determinado local é essencial para reduzir a incerteza na estimativa de produção de energia de um projecto. O objectivo é fornecer a melhor informação possível, de forma a conseguir uma elevada precisão na estimativa de produção.

Frequentemente, utilizam-se dois métodos para avaliar o valor da velocidade do vento e, assim, ajudar a caracterizar o regime de ventos de um certo local:

- Medição no Local;
- Modelação Computacional.

5.1.1 Medição no Local

A indicação mais exacta da velocidade do vento num determinado sítio é a medição no próprio local, com recurso a um sistema de anemómetros e sensores de direcção. No entanto, para todos os pontos de instalação dos aerogeradores, este processo é incomportável devido aos elevados custos e aos extensos tempos de medição.

O esforço de medição difere consoante a potência nominal de cada parque. Habitualmente, para pequenos parques eólicos, uma torre anemométrica é suficiente para caracterizar o comportamento do vento. Para parques com uma potência abaixo dos 20 MW situados em terrenos mais complexos, utiliza-se mais do que uma torre para se atingir resultados razoáveis na definição do escoamento geral. Por último, para grandes projectos de potências instaladas superiores a 100 MW, igualmente situados em terrenos de orografia complexa, é particularmente recomendável que se elabore uma vasta campanha de medições ao longo do terreno. De referir que a localização das torres é outro procedimento que requer grande atenção: se um grande número de aerogeradores se encontrar relativamente longe da torre, normalmente 1 km, é aconselhável a instalação de mais torres de medição.

Por outro lado, quanto mais próximo da altura do cubo do aerogerador se medir a velocidade do vento, menores incertezas resultarão na construção do perfil de velocidades.

Existem procedimentos para garantir uma boa avaliação da velocidade do vento:

- Medição alta precisão e qualidade;
- Correlação com dados a longo prazo.

Estes procedimentos contribuem para a redução do valor da incerteza na estimativa de energia num parque. Muitas vezes, quando a complexidade do terreno assim o exige ou os dados de medição são inconclusivos, a velocidade do vento é comparada aos valores medidos nas estações de referência.

Por exemplo, assume-se que numa região A foram elaboradas duas medições em diferentes pontos e com diferentes torres anemométricas. Para avaliar a sua qualidade foram depois correlacionadas com os dados provenientes da reanálise fornecida pela NCEP/NCAR⁸.

Torre anemométrica 1	Estação '500':	Medições a 15 e a 30 metros
Torre anemométrica 2	Estação 'Cidade':	Medições a 30 metros
Reanálise de dados:	Proveniente de informação a longo termo num local próximo da Região A	

Tabela 2 – Descrição das torres anemométricas

Depois de definido um espaço temporal, foram comparados os valores das duas estações.

8 - NCEP - National Centers for Environmental Prediction; NCAR - National Center for Atmospheric Research

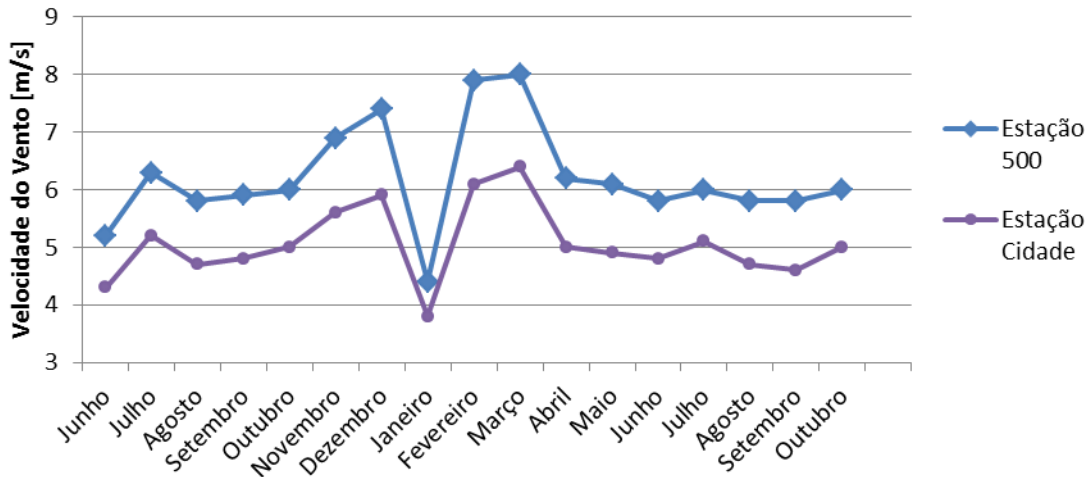


Figura 21 – Correlação entre as velocidades médias das 2 estações

A partir da observação da Figura 21 conclui-se que existe uma boa relação entre as estações de medida onde a velocidade média da Estação 500 é de 6,6 m/s e a velocidade média da Estação Cidade é de 5,4 m/s. O valor de correlação de 0,9788 é definido na Figura 22:

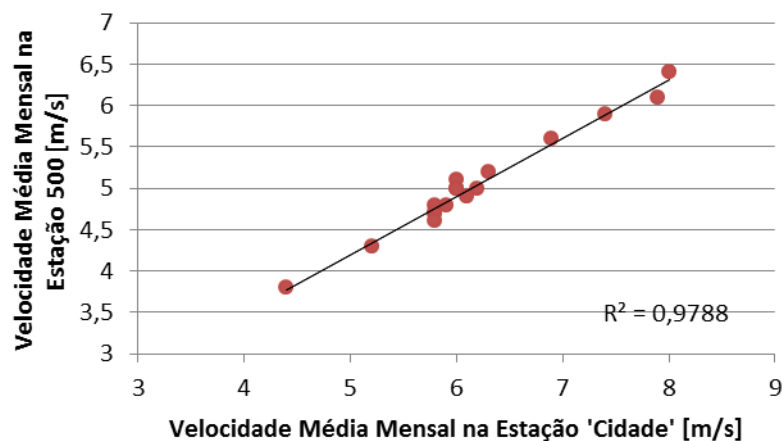


Figura 22 – Coeficiente de correlação entre dois regimes de vento

A correlação entre os valores obtidos nestas duas estações é óptima. A incerteza na velocidade do vento depende da qualidade dos dados de medição registados. Estas técnicas de correlação permitem validar os resultados das medições, ou por outro lado, verificar a necessidade de correcção.

Crítérios para uma boa qualidade de medição do vento

O baixo grau de confiança ligado a muitas medições da velocidade do vento ocorre, em geral, devido às más práticas na selecção, calibração e instalação dos anemómetros, bem como na escolha do local de medição.

Muitas das incertezas associadas aos anemómetros traduzem-se:

- calibração;
- montagem do anemómetro na torre;
- medição a uma altura insuficiente;
- anemómetros com padrão de baixa qualidade (por exemplo, quando sensíveis a fluxos de vento inclinado em terrenos complexos);
- duração da medição de menos de 1 ano.

É fundamental a correcta e periódica calibração dos anemómetros para que a incerteza associada à medição do vento não se multiplique na conversão em energia. Segundo recomendações do Instituto Alemão de Energia Eólica (DEWI), é absolutamente necessária a calibração de um anemómetro individualmente, num túnel de vento, antes e após uma campanha de medições da velocidade do vento.

A fase de selecção dos anemómetros é outra fase importante no caminho para uma redução conveniente da incerteza total de projecto. Anemómetros de má qualidade causam altas incertezas nas medições da velocidade do vento, mesmo que individualmente calibrados num túnel de vento. A razão para isso é que, sob condições atmosféricas reais, muitas vezes com turbulência significativa, os anemómetros comportam-se de forma diferente do que quando inseridos no túnel de vento. Estudos demonstram que alguns anemómetros são extremamente sensíveis aos escoamentos de ar inclinados, dados estes que levam a uma super ou sub-avaliação das condições reais da velocidade do vento. Desta forma, a Rede de Institutos de Medições Europeus (MEASNET) e a Agência Internacional de Energia (IEA) definiram um procedimento para calibração de anemómetros tipo copo.

A montagem dos anemómetros tem também a sua importância. Deve ser feita de forma a minimizar a distorção do fluxo provocada pela torre e pelos suportes anemométricos. Existe uma norma, IEC61400-12-1, estabelecida pela *International Electrotechnical Commission*, através da qual deve ser orientada a melhor forma de posicionamento dos suportes dos anemómetros, com o objectivo de minimizar os efeitos da torre ou dos mastros [35].

Torre Anemométrica



Figura 23 – Exemplo de uma torre anemométrica [15]

Uma estação anemométrica é uma instalação especificamente vocacionada para a medição e armazenamento de dados de vento, como a velocidade e a direcção. Normalmente, é constituída por 2 anemómetros localizados a alturas diferentes, sendo a segunda muitas vezes o dobro da primeira, e um sensor para a direcção do vento. Se fosse possível, seria vantajoso utilizar pelo menos uma torre a medir na altura do cubo do aerogerador, pois assim diminuiria-se também as incertezas causadas pela extrapolação de dados em terrenos mais complexos. No entanto, este procedimento não é viável, já que a alturas tão elevadas de 90 ou 100 metros, os custos para ter um anemómetro a medir a velocidade do vento são incontroláveis.

O armazenamento dos dados efectua-se através de um *datalogger* no local ou, remotamente, com o auxílio de um GSM⁹. Para algumas regiões, especialmente em climas frios, a medição da temperatura é um requisito para a detecção de gelo nos anemómetros.

O anemómetro mais utilizado é o anemómetro de copos que é traduzido num sensor do tipo cónico.



Figura 24– Anemómetro de copo [15]

⁹ - GSM - Global System for Mobile

As grandes faixas de incertezas nas medições de velocidade do vento implicam que somente medições de alta qualidade diminuam os riscos da instalação de uma central eólica. As incertezas na determinação da velocidade do vento podem chegar a valores significativos, por exemplo 15%, na incerteza da produção de energia.

Correlação com dados a longo prazo

Um dos elementos chave para se estimar a produção de energia de um parque eólico proposto é a previsão a longo termo do regime de ventos desse local. São utilizados, frequentemente, dois métodos para a previsão a longo termo da velocidade do vento com informações disponíveis no local:

- correlacionar as medições no local com os dados a longo termo das estações de referência;
- uso exclusivo das medições no local.

No entanto, o recurso apenas às medições no local só é utilizado quando as medições correspondem a dados de um alargado horizonte temporal. Caso contrário, se for assumido que as medições de um ano da velocidade do vento são representativas do longo termo, a incerteza que estará associada será significativa. Por outro lado, se os dados para representar a variabilidade do vento a longo termo forem provenientes das medições de uma estação de referência com vários anos de operação, reduzir-se-á a incerteza. O cenário ideal representativo do longo termo é a utilização de medições de pelo menos 10 anos à altura do cubo.

Para uma estimativa do potencial eólico pode fazer-se uso das medições de vento de uma estação meteorológica situada próxima do local, ou seja, irão ser transferidos para o local, onde se pretende construir determinada central eólica os dados de vários anos de medição. Esta transferência é feita com o auxílio de modelos de simulação do escoamento atmosférico, que interligam informações referentes às características do terreno, como a rugosidade, a orografia e os obstáculos ao vento. No entanto, ligado a este método de transposição de informações poderá estar associada uma grande incerteza, quando comparada com medições que forem efectuadas no local, devido aos erros inerentes ao método de transposição da estação meteorológica que pode situar-se a quilómetros de distância do local em estudo.

Outra forma de se estimar o potencial eólico de um local é através de mapas eólicos ou modelos atmosféricos, mas estes também importam altas incertezas, sendo proveitosos para avaliações preliminares.

O modelo de Reanálise NCEP/NCAR é um modelo de simulação do comportamento da atmosfera. Este resolve um sistema complexo de equações matemáticas baseadas em leis físicas - lei da conservação da energia, massa e momento, bem como a equação de estado dos gases - para analisar o comportamento passado da atmosfera. Por outro lado, as equações que regem processos físicos como a radiação, o movimento das nuvens e a precipitação são representadas recorrendo a esquemas de parametrizações.

A comparação entre os valores provenientes das estações anemométricas e os dados provenientes da Reanálise NCEP/NCAR são importantes para tirar conclusões referentes à correlação entre dados.

5.1.2 Modelo de Previsão

Numa escala mais ampla, a velocidade do vento pode ser modelada através do recurso a programas computacionais que descrevem o efeito no vento de parâmetros como a orografia, a altura, a rugosidade ou os obstáculos existentes. Numa primeira fase, é verificada a disponibilidade dos dados a curto e longo prazo do local, posteriormente correlacionados com as medidas de estações meteorológicas mais próximas, ou com dados provenientes de modelos numéricos de previsão climática. Desta forma, foram produzidos mapas de vento a diferentes escalas, representativos de um panorama mundial até à simples especificidade de uma região, apresentando a melhor estimativa da velocidade do vento ao longo de uma área. No entanto, estes mapas de vento não substituem a medição anemométrica, apenas servem para fazer uma primeira avaliação do potencial eólico de um local.

A previsão da velocidade do vento a longo prazo para uma área onde se pretende instalar um parque eólico inclui, assim, a criação de um modelo MCP, Medir Correlacionar e Prever.

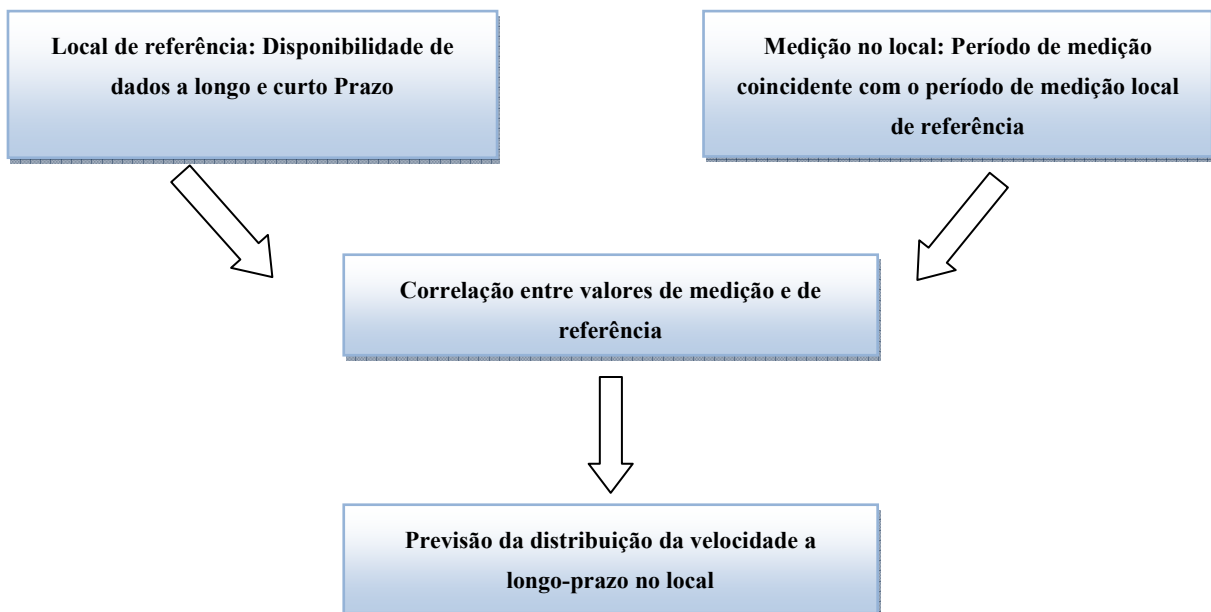


Figura 25 – Medir, correlacionar e prever

Os modelos são criados para preencher certas necessidades num projecto de um parque eólico, das quais se destacam a variabilidade espacial das características do vento e a impossibilidade de se realizar uma medição detalhada em todos os pontos. Contribuem para a escolha acertada dos sítios de cada aerogerador, reduzem os custos das campanhas de medição e são fundamentais para o conhecimento da distribuição do potencial eólico do local em estudo.

5.2 Previsão de Energia

A economia de cada projecto é dependente do comportamento do vento no local. Para isso, os mapas regionais do vento são uma valiosa ferramenta com o objectivo de definir o local do parque eólico. No entanto não são suficientemente rigorosos para justificar o seu financiamento. A característica mais importante do local é a velocidade do vento e a *performance* do parque eólico é muito sensível às incertezas associadas à estimativa da velocidade do vento.

Diferentes metodologias podem ser utilizadas para prever a produção de energia a longo termo de um parque eólico, como por exemplo:

- A partir do atlas eólico, metodologia onde se insere o WASP¹⁰, usando apenas dados que não pertencem ao local, mas obtidos em estações meteorológicas próximas;
- Através do uso de dados provenientes de Modelos de Reanálise Numérica do estado de tempo.

Quando as estações meteorológicas utilizadas têm apenas medições a baixas alturas, ou se situam longe do local, esta análise fornece apenas um primeiro estudo em termos de viabilidade do parque eólico. Por outro lado, alguns locais não tem dados de estações de referência disponíveis e, nestes casos, só as medições locais são utilizadas. A Figura 26 define as técnicas que são usadas para estimar a produção de energia a longo termo:

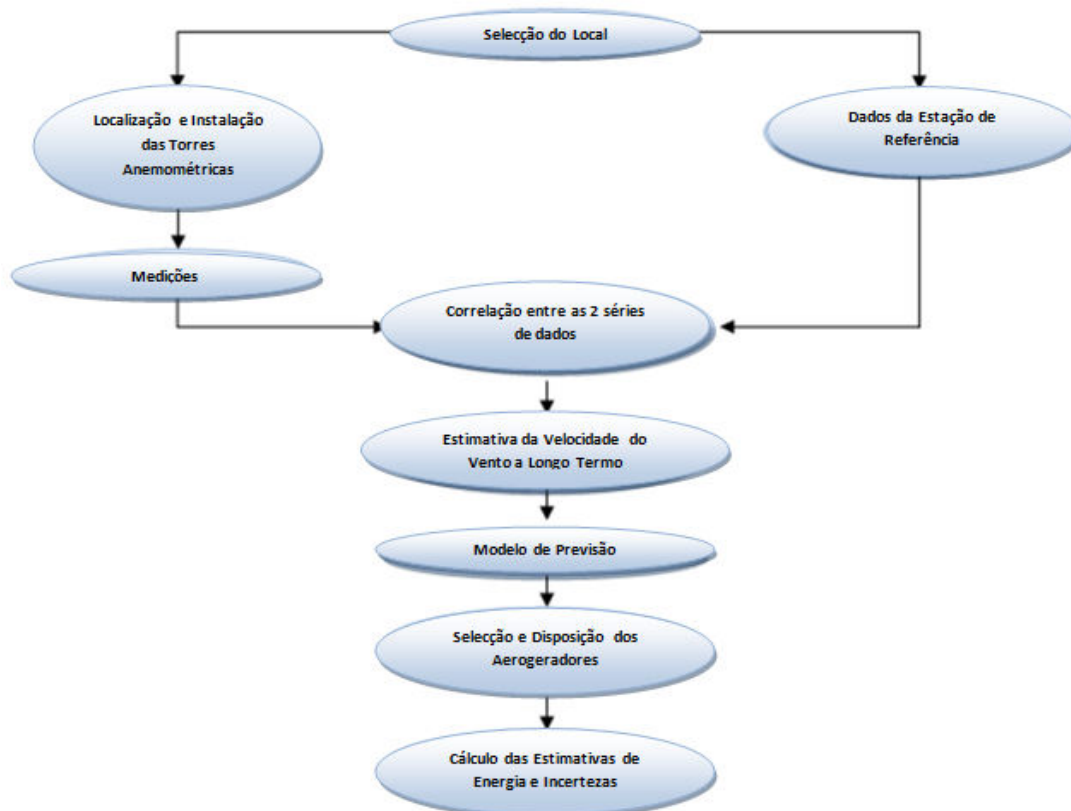


Figura 26 – Processo de estimativa de energia

¹⁰ - *Wind Atlas Analysis and Application Program*

O valor comercial de um parque eólico depende fortemente da produção de energia, o que estabelece a sua grande sensibilidade à velocidade do vento. Uma pequena variação da velocidade do vento pode assim provocar uma grande diferença nas condições que estão na base de financiamento de um projecto.

Desta forma, para caracterizar com a maior precisão o local para instalação de um parque, deve-se maximizar a qualidade de todos os dados na fase de projecto.

5.3 Variabilidade anual do Vento

O vento tem uma característica estocástica, sendo que a sua velocidade é uma variável aleatória. Portanto, é necessário fazer uma discretização para facilitar a sua análise que passa pela representação da rosa-dos-ventos e caracterização da sua frequência através da distribuição de *Weibull*.

A rosa-dos-ventos corresponde a um círculo dividido em sectores, que definem a direcção do vento em graus, neste exemplo é de 30°.

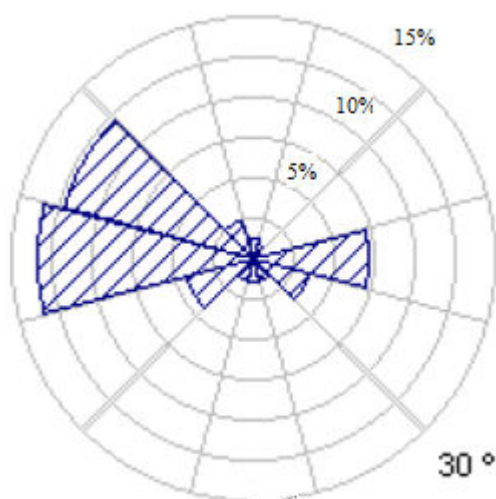


Figura 27 – Rosa dos Ventos

O desenho da rosa-dos-ventos contribui significativamente para a disposição dos aerogeradores num parque eólico. De referir que, algumas áreas onde o vento é particularmente afectado por variações térmicas, a direcção do vento assume um carácter acentuadamente unidireccional.

Outro parâmetro importante na determinação da energia produzida por um parque é a distribuição da velocidade do vento. Esta distribuição descreve a frequência com que uma classe de valores de velocidade ocorre. Quando associada com a curva de potência de um aerogerador determina a produção de energia.

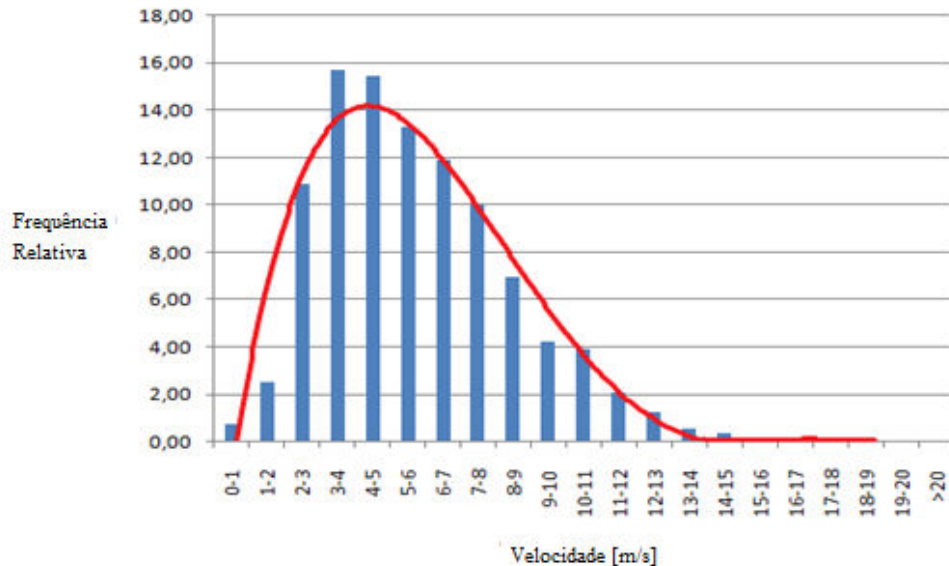


Figura 28 – Representação gráfica da velocidade do vento através da distribuição de *Weibull*

Através desta representação justifica-se o facto de a velocidade do vento, por si só, não ser suficiente para caracterizar o potencial eólico de um local. A velocidade média anual do vento de um local X poderá ser aproximada da velocidade média de um outro local Y, mas, na verdade, as velocidades médias mensais de X podem manter uma constância no valor e, por outro lado, as velocidades médias mensais de Y podem ter valores altos e baixos que estabeleçam a mesma média.

Esta aproximação feita pela distribuição de *Weibull* permite uma representação da velocidade do vento e a sua frequência de distribuição. No entanto, apesar de se adaptar muito bem à distribuição da velocidade em muitas regiões, noutras existe um cuidado especial já que as diferenças poderão ser significativas.

A rosa-dos-ventos e a frequência de distribuição da velocidade do vento constituem-se assim como dois parâmetros de grande importância para caracterizar a variabilidade do vento.

5.3.1 Variabilidade do vento a 1 ano

A variabilidade anual da velocidade do vento possui um peso relevante na análise e desenvolvimento das metodologias de previsão do comportamento do vento a longo termo e na incerteza associada a essa previsão. Dentro deste aspecto, é importante compreender a incerteza que lhe está associada, se os dados de um ano de medições da velocidade do vento, para um potencial sítio de instalação de um parque eólico, forem representativos do longo termo.

A Figura 29 apresenta uma representação gráfica da velocidade média anual do vento num local do Reino Unido, que servirá como termo de comparação com o mesmo gráfico mas com velocidades médias estabelecidas num período temporal mais alargado.

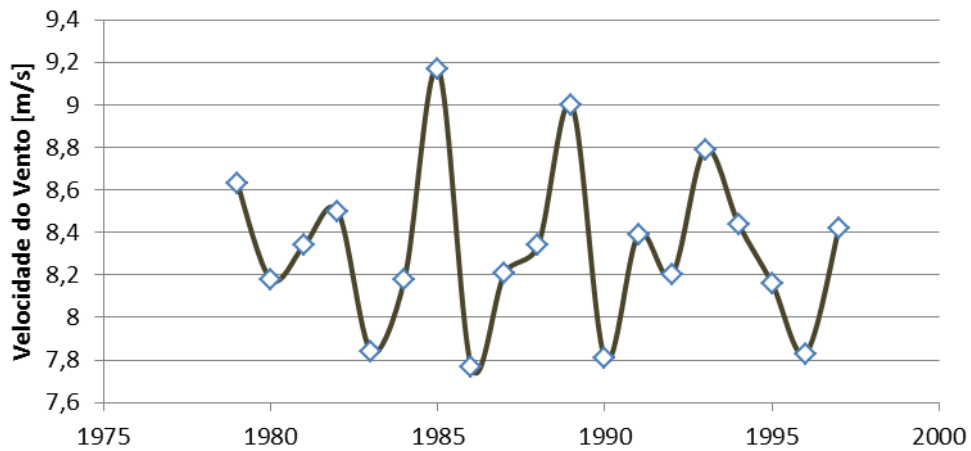


Figura 29 – Velocidade média anual desde 1979 até 1997

5.3.2 Variabilidade do vento a 10 anos

Neste caso, para uma variabilidade a 10 anos, a velocidade média anual é calculada levando em consideração períodos de 10 anos. Por exemplo, para 1990, o valor representado na Figura 30 é calculado pela média das velocidades médias anuais desde o ano de 1986 a 1995. Devido à inexistência de valores da velocidade média anual do vento para os anos anteriores a 1979 e subsequentes ao ano de 1997, o intervalo temporal foi reduzido em alguns anos.

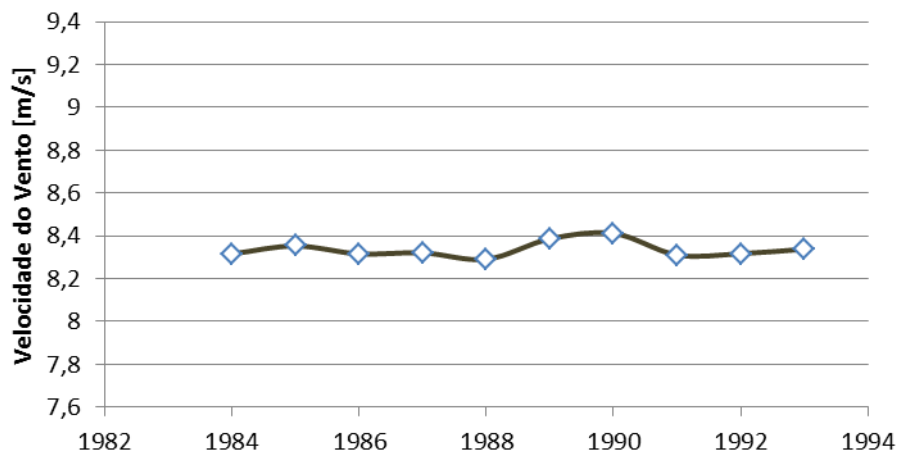


Figura 30 - Velocidade média anual desde 1984 até 1993 (períodos de 10 anos)

O desvio máximo na velocidade média do vento e, conseqüentemente, na produção de energia, nestes períodos de análise com 10 anos é substancialmente inferior quando comparados com períodos de 1 ano.

1 Ano	Velocidade Média Anual [m/s]	Desvio da Média [%]
Menor	7,77	93,3
Média Anual	8,33	100,0
Maior	9,17	110,1

Tabela 3 – Velocidade do vento média, mínima e máxima estabelecidas com períodos de 1 ano, entre 1979 até 1997

10 Anos	Velocidade Média Anual [m/s]	Desvio da Média [%]
Menor	8,29	99,5
Média Anual	8,33	100,0
Maior	8,41	100,9

Tabela 4 - Velocidade do vento média, mínima e máxima estabelecidas com períodos de 10 anos, entre 1984 até 1993

Tendo em conta as Tabelas 3 e 4, o número de anos representativos da variabilidade futura do vento estabelece diferenças significativas. Em termos percentuais, o desvio da média para velocidades com períodos de 1 ano rondarão os 7%, enquanto que com 10 anos há uma notória redução para valores em torno de 0,5%. Em termos de energia acontece a mesma situação, isto é, reduz-se a incerteza em energia devido ao uso de mais do que 1 ano para representar o longo termo.

Ao longo do tempo, têm sido desenvolvidos estudos que procuram caracterizar o comportamento do vento em diferentes pontos do globo a longo termo e, desta forma, reduzir a incerteza associada à variabilidade do vento numa estimativa de produção. Conclui-se que a variabilidade anual a longo termo da velocidade do vento pela Europa é similar e que se adapta bem a uma distribuição normal com um desvio-padrão de 6% [29] (Anexo III).

5.4 Incerteza sobre a Energia Produzida

A incerteza de uma medição ou de um projecto é um parâmetro associado com o resultado da mensuranda, sendo a mensuranda um processo científico para a determinação da magnitude de uma grandeza. A distribuição normal é utilizada na indústria da energia eólica onde a previsão anual de energia define a média, enquanto a incerteza que lhe está associada é o desvio-padrão [21].

Existem dois tipos de incertezas: as do Tipo 1, relacionadas com medição da velocidade do vento e a sua conversão em energia, e as do Tipo 2, que têm em conta a variabilidade futura da velocidade do vento.

A identificação e análise das incertezas na fase projecto de um parque eólico são parte integrante de uma estimativa a longo termo de um parque eólico. Embora a avaliação das incertezas seja um processo não linear, é possível descrever o processo nos seguintes tópicos [22]:

- identificar as variáveis e os processos relevantes para a análise;
- identificar e associar a cada um destes elementos a magnitude da incerteza e forma da sua distribuição;
- converter, quando necessário, cada uma das incertezas para unidades de energia;
- combinar as várias incertezas para constituir uma incerteza total;
- representar a incerteza estatística nos níveis desejados.

Para estabelecer uma incerteza geral de projecto são assumidas razoáveis simplificações, consideradas como as mais importantes, onde cada incerteza se adequa a uma distribuição normal. Com isto, torna-se viável definir níveis de produção de energia com uma determinada probabilidade de excesso.

Distribuição Normal

A distribuição normal é uma das mais importantes distribuições da estatística e é inteiramente descrita pelos seus parâmetros de média e desvio padrão que, sendo conhecidos, determinam qualquer probabilidade. Em consequência da sua forma e propriedades, a distribuição normal ou distribuição de Gauss, é a que mais frequentemente se utiliza para descrever fenómenos que se traduzem através de variáveis aleatórias no tempo.

A média é o valor esperado, μ , que toma qualquer valor real, por outro lado, a variância, σ^2 , é sempre positiva. Simbolicamente, $X \rightarrow N(\mu, \sigma^2)$ representa uma variável aleatória X que segue uma distribuição normal.

Na adaptação ao projecto de parques eólicos esta distribuição é uma ferramenta útil. A representação gráfica de um número infinito de estimativas de produção devido à variação do valor das incertezas ajusta-se muito bem a uma distribuição normal: a média é a estimativa de produção mais favorável e o desvio-padrão a incerteza total do projecto.

Estas incertezas acompanham as estimativas de produção nas informações que são concedidas aos investidores e às entidades financeiras.

A incerteza geral é normalmente verificada por um conjunto de incertezas independentes associadas a diversas fontes. Elaborou-se uma lista das incertezas, entre muitas outras, que poderão estar associadas ao projecto de um parque eólico e se acreditam ser as mais significativas:

- descrição da área da estação meteorológica;
- dados meteorológicos de longo termo;
- processos de medição do vento;
- rosa-dos-ventos;
- configuração do parque eólico;
- correlações a longo termo entre as variáveis fontes de incerteza;
- modelação e previsão da dinâmica do vento;
- curva de potência de um aerogerador.

A incerteza associada à estimativa de energia num parque eólico é assim um passo importante e obrigatório para qualquer estudo de efeito de portfólio. Através da definição de um número de incertezas resultará uma incerteza total, na qual se focará o estudo com o objectivo de a mitigar. A Figura 31 caracteriza a associação das incertezas consideradas:

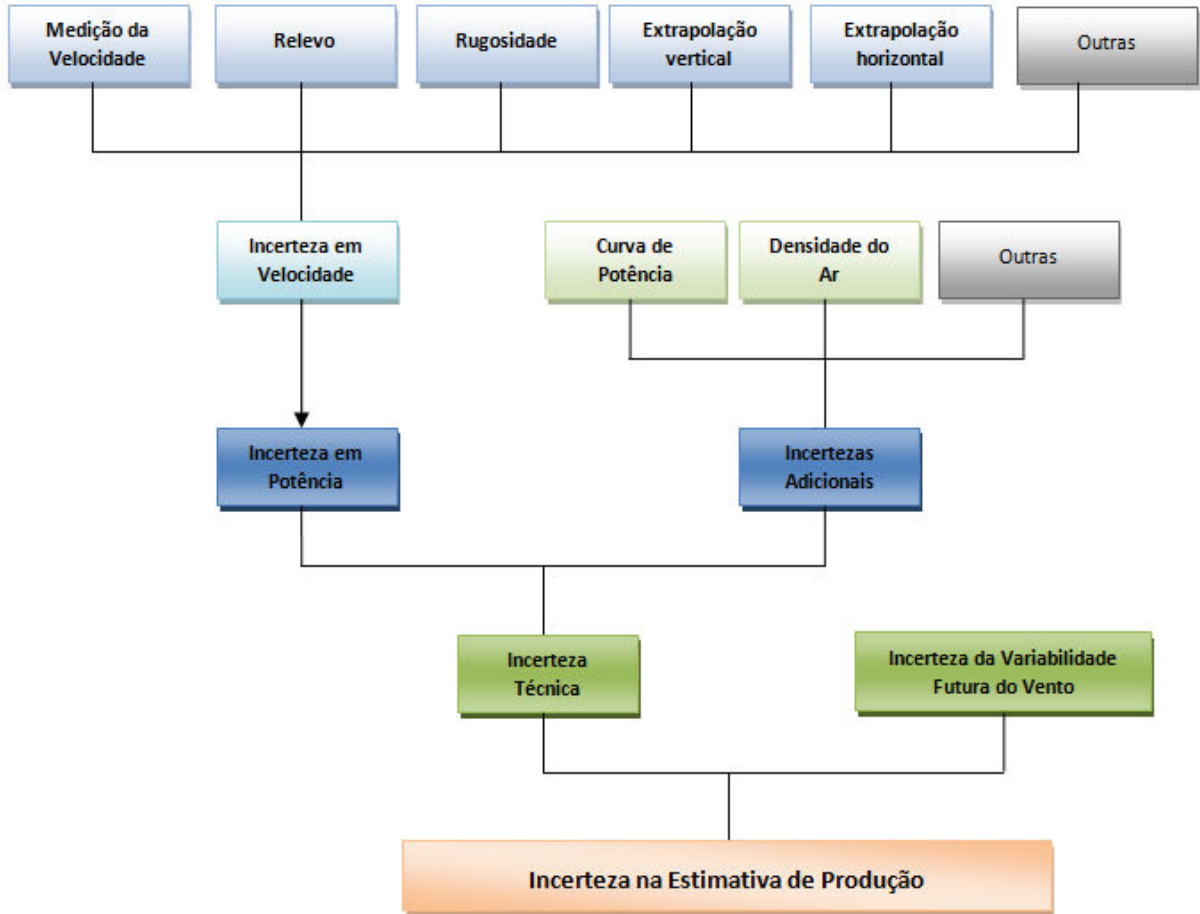


Figura 31 - Diagrama das incertezas consideradas

6 Efeito Portfólio

O termo portfólio designa, na gíria financeira, um conjunto de títulos e acções de um investidor individual ou institucional. Refere-se a uma colecção de recursos do mesmo tipo. Num sentido figurado, pode também aludir a um conjunto de processos, métodos e linhas de acção úteis. O portfólio constitui-se, assim, como um conceito financeiro e investiga os padrões de investimento do mercado de capitais. Foi Harry Max Markowitz que surgiu pela primeira vez com a designação “Seleção do Portfólio”, enunciando a sua estrutura e objectivo no começo dos anos 50. A sua Teoria Moderna do Portfólio recorre a instrumentos financeiros, através dos quais se enquadram as tomadas de decisão e opções, numa óptica de cobertura e de redução do risco através de um modelo simples, rápido e de quantificação analítica. É recorrente a procura de uma combinação otimizada dos investimentos realizados, com o objectivo de atingir a melhor rentabilidade. Neste processo de optimização, as preferências do investidor em termos de risco, estimativa e liquidez são contabilizadas.

O conceito de “Efeito Portfólio” adaptado aos projectos de parques eólicos surge tendo em conta diferentes tópicos com vista ao favorecimento da previsão anual de energia. Esta análise complexa exige:

- a identificação da incerteza associada à estimativa de produção;
- o estudo estatístico da correlação entre regimes de ventos nos locais onde estão situados os parques eólicos;
- o desenvolvimento de ferramentas para a determinação do grau de dependência entre os regimes de ventos.

A utilização de um estudo de efeito de portfólio tenta maximizar o retorno estimado para qualquer nível de incerteza assumido, ou por outras palavras, procura assegurar o mesmo retorno para uma menor incerteza [21].

Existem duas perspectivas diferentes de abordagem a um estudo de portfólio. O primeiro procura a optimização da política energética com a combinação de locais de produção e tecnologias provenientes das renováveis ou não-renováveis. Neste momento, estão a ser desenvolvidos modelos no âmbito da análise do efeito de portfólio em diferentes fontes alternativas, como a eólica, fotovoltaica, biomassa, biogás e ainda a hidroeléctrica. Estes modelos baseiam-se no efeito da dispersão geográfica e nos efeitos do uso de diferentes tecnologias, preços e variabilidade nos recursos. O segundo é o estudo de efeito de portfólio desenvolvido neste trabalho que procura mitigar a incerteza associada à variabilidade futura do vento na associação de vários parques eólicos. Uma maneira de mitigar a incerteza na previsão é combinar estimativas de produção de diferentes parques eólicos, procurando melhores condições de financiamento quando comparadas com o projecto de um só parque. Do ponto de vista técnico, é possível analisar as incertezas associadas aos projectos dos parques em detalhe, isto é, todas as incertezas relevantes para o projecto, como as medições de vento, o modelo de previsão ou a verificação do regime de ventos a longo termo têm que ser analisadas e quantificadas. Com isto, métodos estatísticos são utilizados para analisar a dependência de cada projecto de produção eólica que servirão para exprimir o resultado de estimativas de energia associadas a uma probabilidade de excesso. O resultado desta

abordagem caracteriza-se pelo facto de quanto mais independentes forem os projectos e as suas incertezas, mais baixa será também a incerteza total associada ao portfólio.

O benefício de portfólio é assim desenvolvido se houver uma alta diversificação nas regiões onde se situam os parques, nos métodos de cálculo e ainda nas tecnologias, assumindo para cada um o mesmo padrão de qualidade. Para os investidores, a quantificação dos resultados provenientes de um efeito portfólio são de grande interesse e, logicamente, atraem investimento para a energia eólica.

6.1 Efeito de Portfólio: Política Energética

A teoria de portfólio contribui para a resolução de problemas relacionados com o planeamento e avaliação energética. De modo similar, é importante conceber a geração de electricidade, não em termos de custo de uma tecnologia em particular, mas sim em custo de portfólio. Por vezes, associados em portfólio, certos projectos evidenciam custos de arranque mais elevados, no entanto, a longo prazo e, através de combinações adequadas, servirão para reduzir o custo geral [24]. Quando a teoria de portfólio é aplicada num plano energético, fontes convencionais ou alternativas não são avaliadas na base de um custo individual, mas na base de um custo de portfólio: a sua contribuição para o portfólio geral é avaliada tendo em conta a contribuição para o risco total de portfólio.

Efeito de Portfólio num plano "Generation-mix"

O aumento do investimento nas energias renováveis, para além de visar o cumprimento de limites ecológicos, procura estabelecer outros objectivos fundamentais: atingir uma maior independência em relação aos combustíveis fósseis e aumentar a confiança nos processos de obtenção de energia pelas fontes renováveis, não só tecnologicamente mas também em termos de segurança. A ideia generalizada de que tecnologias mais caras aumentarão o custo de produção global, inserido num *mix* energético parece evidente. No entanto, uma análise em conjunto dessas mesmas tecnologias desmente este facto.

Até há pouco tempo, o chamado *generating-mix*, estimado para longo prazo, detinha grandes dificuldades na elaboração de uma previsão financeira precisa, já que lhe estava associado uma elevada incerteza nos preços dos combustíveis. Em comparação com um *mix* dominado apenas por energias fósseis, podem-se constituir conjuntos de produção mais eficientes, incluindo grandes produções eólicas que, conseqüentemente, contribuirão também para a segurança energética. Estes últimos portfólios provocam também a redução de custos a longo prazo.

A optimização de portfólio numa mistura de produção implica a partilha de energia eólica, nuclear e de outras fontes alternativas sem combustível fóssil, reduzindo-se os custos totais e os riscos devido ao efeito de diversificação.

“Least-Cost” Vs “Portfolio Based Cost”

Na Europa e nos Estados Unidos não existe propriamente um plano energético em vigor, só a partir deste último ano se começou a dar passos nesse aspecto. A procura por soluções para geração eléctrica ao menor preço de investimento funcionou suficientemente bem na era tecnológica marcada por um custo relativamente constante, por baixas taxas de progressão tecnológica e, de certa forma, por um elevado grau de homogeneidade tecnológica, tendo em conta os preços de construção [24].

Actualmente, o plano de produção eléctrico comporta outro dinamismo e enfrenta o desenvolvimento com maior complexidade, devido à incerteza futura que lhe está associada. Resultado desta variabilidade futura na produção, é importante gerar técnicas mais apropriadas para encontrar boas estratégias económicas. Esta incerteza incentiva a reformulação no método de elaboração dos planos energéticos, através de tecnologias alternativas, para definir planos energéticos estruturados em estratégias de portfólio.

A Teoria Moderna de Portfólio¹¹ delinea um bom caminho para esta questão. O estudo do efeito de Portfólio é largamente utilizado pelos investidores financeiros, para criar menor risco e alto retorno de portfólio sobre diversas condições económicas. Os investidores adquiriram o conhecimento para evitar riscos desnecessários, ou seja, através de um planeamento em portfólio podem obter melhor precisão na estimativa de retorno.

Independência do Vento como Alternativa Energética

A variação futura nos encargos com os combustíveis fósseis assume-se como variável estatística de elevado grau de imprevisibilidade. Mesmo conhecendo o comportamento histórico e estabelecido um desvio-padrão são variáveis imprevisíveis ao longo do tempo. Por exemplo, desconhece-se o preço do gás no próximo mês, já que este é influenciado pela variação dos preços de outros mercados.

O custo do financiamento do projecto de construção de um parque eólico ou de renováveis de capital-intensivo semelhante, são normalmente fixos ou de reduzido risco de variação ao longo do tempo. Para isso contribui a não-correlação do vento com o preço dos combustíveis fósseis. Independentemente da natureza do portfólio em estudo, a inclusão da geração de energia proveniente do vento ajuda na diversificação e na optimização de um *generating-mix*. Por exemplo, os custos de exploração de um *generating-mix*, que contenha 30% de energia eólica, flutuam muito menos de ano para ano do que um sem a energia eólica [26]. Desta forma, um estudo de portfólio explicita as interligações entre as diferentes tecnologias. Sabendo que os preços dos combustíveis fósseis se auto-correlacionam, um portfólio predominantemente dominado por estas tecnologias não é diversificado e eleva o risco de investimento. Por outro lado, um portfólio baseado em energias renováveis diversifica o *mix* de produção e reduz o risco associado, porque os seus custos não se correlacionam com o preço dos combustíveis fósseis. Assim se estabelece o verdadeiro conceito do estudo de portfólio relacionado com diferentes tipos de energias. A título exemplificativo expõe-se a Figura 32 que demonstra os riscos e custos para várias associações em portfólio.

¹¹ Modern Portfolio Theory

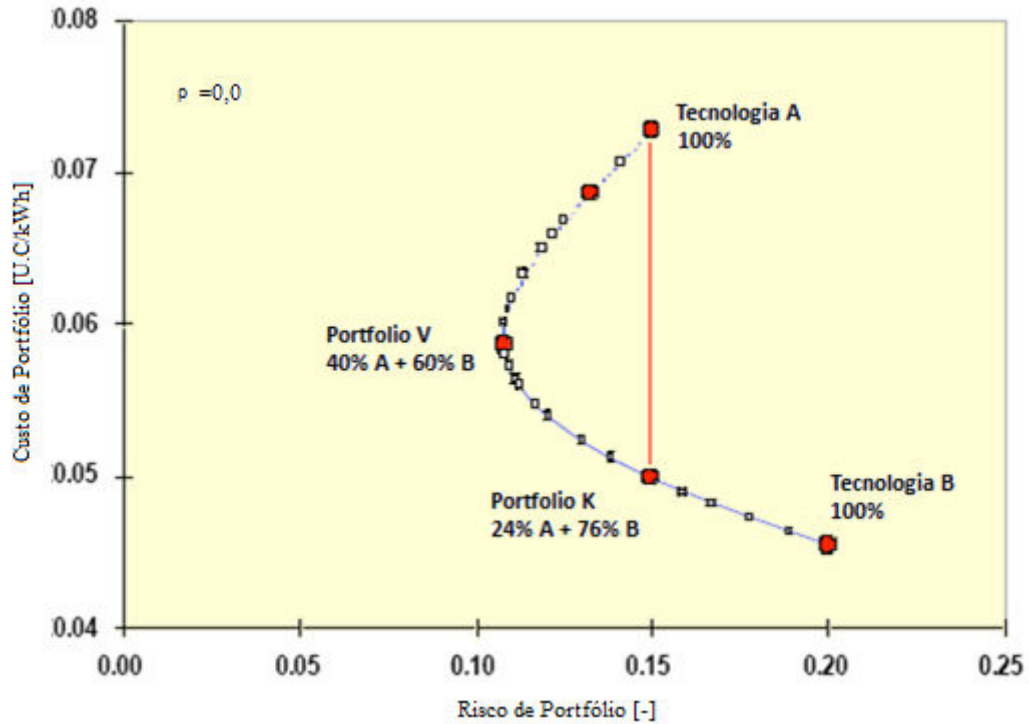


Figura 32 – Custo em função do risco aplicado a tecnologias de portfólio [25]

A tecnologia A é representativa de uma alternativa de ‘alto custo/risco reduzido’, como o vento. Por outro lado, surge a tecnologia B que se situa no outro lado da moeda, isto é, com um ‘baixo custo/elevado risco’, como por exemplo um mecanismo que tem como fonte energética o gás.

O Portfólio V dá uma situação intermédia na qual o *mix* entre a tecnologia A e a tecnologia B permite que o investimento se faça com o menor risco. O Portfólio K sobrepõe-se à aposta na Tecnologia A a 100%, porque com um menor risco obter-se-á custos por kWh mais favoráveis.

6.2 Efeito de Portfólio: Mitigar a Incerteza

O vento é a matéria-prima de uma tecnologia de produção de energia variável ao longo do tempo. No entanto, a verdade é que a sua intermitência paradoxalmente confere raros valores de velocidade iguais a 0.

Para um portfólio de parques eólicos específico, todos os factores como os dados do vento, modelo de previsão e conversão, entre outros, são analisados e quantificados. A redução da incerteza total, devido à associação dos parques, permite aumentar a estimativa de produção de energia para todas as probabilidades de excesso superiores à probabilidade da melhor estimativa.

Portfólio através de valores de velocidade do vento

O efeito portfólio demonstra bons resultados quando são conjugados parques eólicos em diferentes localizações. A previsão de energia é dependente da velocidade do vento que, por sua vez, é caracterizada pela sua variabilidade. As Figura 33 e 34 introduzem o conceito de efeito portfólio, onde se verifica que a partir da análise conjunta dos três locais de medição de vento obtemos uma média ponderada da velocidade do vento (Anexo I).

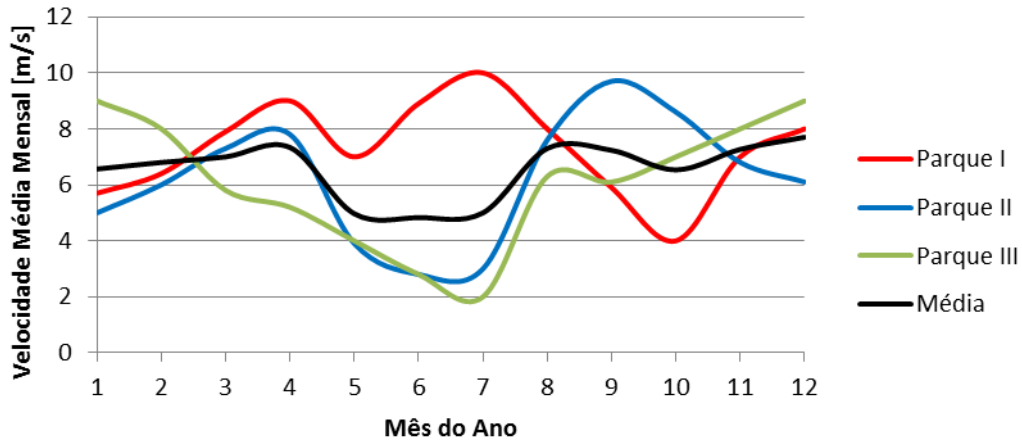


Figura 33 – Exemplo 1: velocidade média mensal em 12 meses para 3 parques.

Outro exemplo:

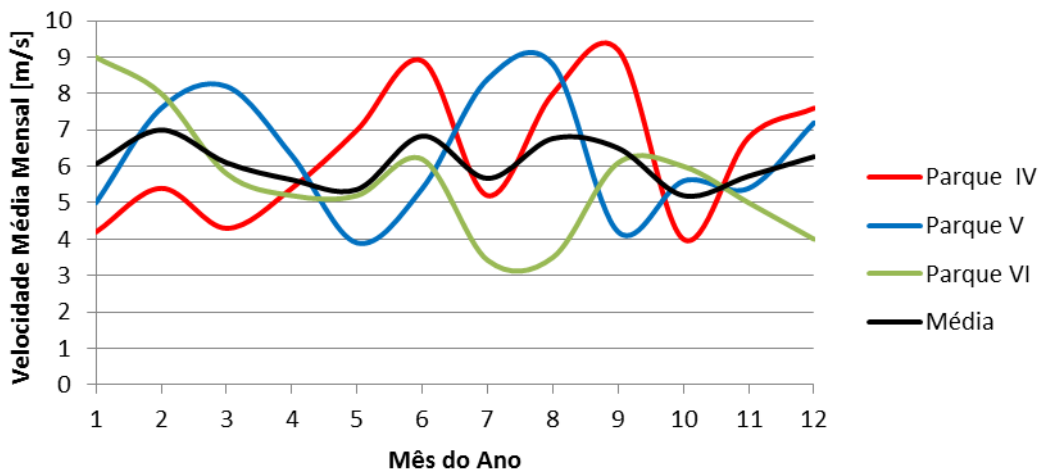


Figura 34 - Exemplo 2: velocidade média mensal em 12 meses para 3 parques

A primeira previsão do efeito portfólio passa pela análise da velocidade do vento nos determinados sítios e, dessa forma, comprovar que a média da velocidade do vento é um valor que equilibra valores mais dispersos. Se, no primeiro exemplo, os Parques II e III tiveram uma média mensal da velocidade do vento reduzida entre o quinto e sétimo mês, em contrapartida e, independentemente da correlação entre os parques, o Parque I tem uma velocidade média bem superior durante esse período. Em termos práticos, a geração de energia foi equilibrada por esta compensação verificada na velocidade do média mensal do

vento. A gama de valores da curva da velocidade média mensal insere-se num intervalo mais reduzido do que qualquer outra curva de um parque avaliado isoladamente. No segundo exemplo, Figura 34, ocorre a mesma situação, sendo que a gama de operações da média tem um intervalo ainda mais encurtado quando comparado com o exemplo 1.

Portfólio através de valores de energia produzida

Em termos de potência produzida, caracterizam-se, nas Figuras 35 e 36, dois exemplos de conjugação de 3 parques eólicos, Anexo I.

O primeiro exemplo engloba o Parque I, que tem uma PAE¹² de 60000 MWh, o Parque II, com uma previsão de 45000 MWh e ainda o Parque III, com uma estimativa de 50000 MWh por ano.

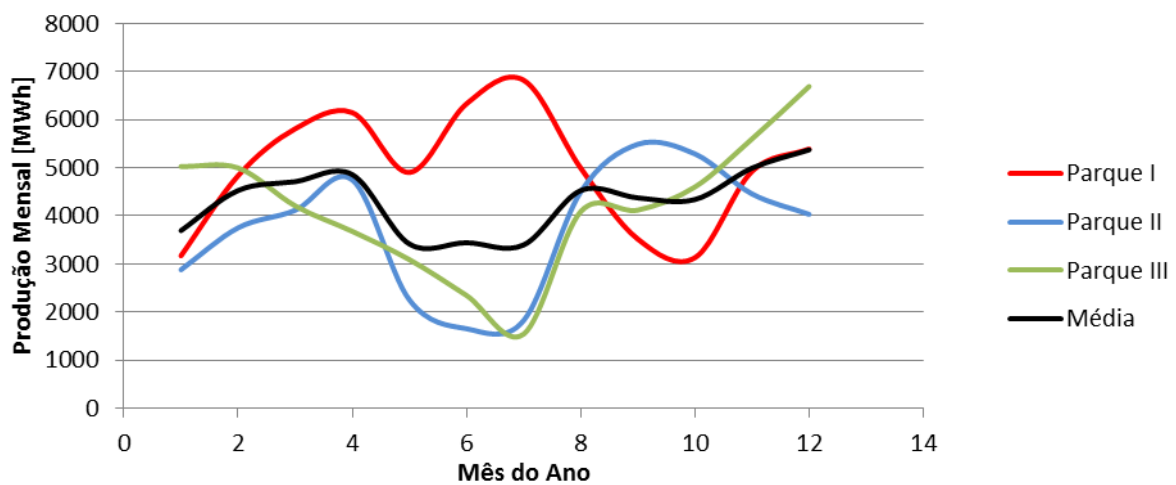


Figura 35 - Exemplo 1: produção mensal em 12 meses para 3 parques

No segundo exemplo temos parques designados com as letras IV, V e VI e as previsões anuais de energia são de 70000 MWh, 80000 MWh e 55000 MWh respectivamente.

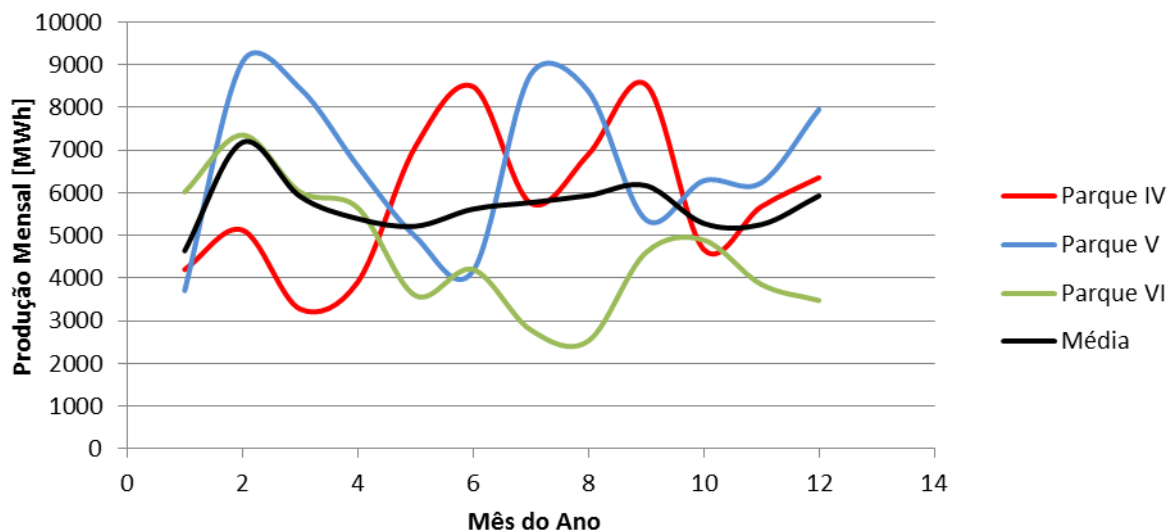


Figura 36- Exemplo 2: produção mensal em 12 meses para 3 parques

¹² PAE – Previsão Anual de Energia

As figuras que apresentam gráficos dos valores de energia (Figura 35 e 36) são semelhantes aos apresentados pelos dados da velocidade do vento (Figuras 33 e 34). No entanto, apresentam diferenças explicadas pela não-linearidade na conversão da velocidade em potência, ou seja, um maior valor de velocidade média mensal não implica obrigatoriamente um mês mais produtivo.

6.2.1 Fundamentos

A estimativa de produção e a incerteza correspondente a qualquer projecto podem ser calculados isoladamente, sendo posteriormente associados para constituir um estudo de efeito de portfólio.

Como risco, entende-se a incerteza relacionada com o valor de energia estimada. Em termos matemáticos, esta incerteza é usualmente expressa pelo desvio padrão da melhor estimativa de produção, σ . A previsão anual de energia total de dois ou mais parques eólicos é calculada pelo somatório das previsões de energia para cada projecto (equação 33):

$$Y_{ABn}^E = Y_A^E + Y_B^E + \dots + Y_n^E \quad (\text{Eq. 33})$$

O desvio padrão (σ_X , incerteza absoluta ou risco) da estimativa de energia para cada projecto (Y_X) é definido pela equação 34:

$$\sigma_X = R_X * Y_X \quad (\text{Eq. 34})$$

Onde R_X descreve a incerteza relativa na produção de energia de cada parque X. O desvio padrão para a combinação (σ_{AB}) dos parques A e B é calculado de acordo com a equação 35:

$$\sigma_{AB} = \sqrt{2 * \sigma_A * \sigma_B * r_{AB}} \quad (\text{Eq. 35})$$

O valor r_{AB} fornece o coeficiente de correlação entre a produção dos parques eólicos A e B. Este coeficiente de correlação varia entre -1 e 1 e descreve a dependência entre o desvio padrão da melhor estimativa de produção do parque A e do parque B, onde 1 representa que estão totalmente correlacionados e 0 uma completa independência. Os valores negativos mostram “anti-correlação”. As fórmulas acima enunciadas permitem assim calcular a energia estimada de portfólio bem como o desvio padrão total (incerteza total) para um infinito número de combinações entre parques eólicos.

6.2.2 Probabilidade de Excesso

A distribuição normal que é assumida para as diferentes estimativas de produção de um projecto é explicada pela linha de tendência resultante da dispersão de valores das estimativas. Ou seja, o conjunto destes valores assume uma distribuição que se ajusta a uma distribuição normal, resultado de infinitas manipulações no valor das incertezas. O cálculo da estimativa de energia, com uma determinada probabilidade de excesso, é assumido com um desvio-

padrão e um valor médio que, na prática, se assume ser da ordem de grandeza do valor da melhor estimativa, P50.

O cálculo da energia apresenta diferentes valores, consoante a probabilidade de ocorrerem valores iguais, inferiores ou, de forma complementar, de ocorrerem valores superiores. O uso de uma distribuição normal na previsão de energia mostra que, numa análise em portfólio de vários parques eólicos, um decréscimo na incerteza total, provoca um acréscimo na estimativa de energia a determinada probabilidade de excesso superior a P50.

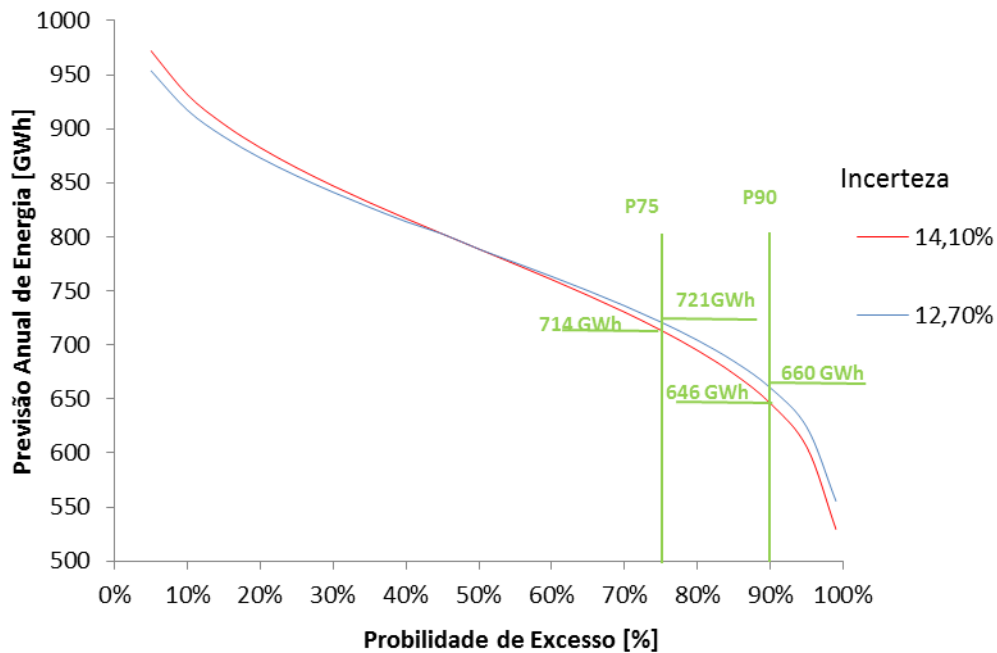


Figura 37– Influência do valor da incerteza total na probabilidade de excesso

Esta Figura 37 traduz as diferenças na previsão de energia para probabilidades de P75 e P90 para diferentes valores de incerteza total, 14,1% e 12,7%. Com uma probabilidade de excesso P90, é significativo que o desvio na incerteza provoca uma estimativa superior de 14 GWh/ano.

6.2.3 Índices de Energia Eólica

A estimativa da produção de energia a longo termo para um parque eólico é tradicionalmente baseada em dados históricos da velocidade do vento ou através da extrapolação, também a longo termo, da produção calculada a partir de valores de velocidade do vento provenientes de uma estação referência. Tipicamente, são requeridos muitos anos de medições para se definir razoáveis correlações de longo prazo. No entanto, tais requisitos não estão normalmente disponíveis e, conseqüentemente, há um aumento na utilização dos índices de correlação regionais, baseados na medição da velocidade do vento ou na produção de energia.

Os índices de energia eólica são uma ferramenta estatística que caracterizam o comportamento geral do vento para determinados domínios geográficos. Na verdade, são séries temporais de produção ou de velocidade do vento para uma região, normalizadas para uma média a longo termo e, geralmente, produzidas para uma base mensal ou anual. Perante a

ausência de informação é muitas vezes construído um modelo que converte os dados da velocidade do vento em produção eléctrica.

Existem três razões principais para o uso destes índices [26]:

Primeiro, a estimativa de produção a longo termo para um parque eólico é baseada em períodos de curta duração da velocidade do vento ou da produção que, posteriormente, são extrapolados através de modelos para longo termo. Este processo resulta também da associação entre medições da velocidade do vento de referência próximas do local, com dados históricos de longo termo de uma outra estação. Estas estações de referência são operadas por serviços nacionais de previsão do estado do tempo. Para definir uma previsão a longo prazo são necessários muitos anos de medição consistente na estação de referência. Sendo que estes dados estão normalmente indisponíveis para grandes espaços temporais são estimados a partir da elaboração de modelos de previsão. Desta forma, a definição do modelo deve ser feita por correlação entre os dados históricos de longo termo da velocidade do vento e a extrapolação, para assim se simular as séries temporais de uma localização em particular.

Segundo, no que diz respeito ao funcionamento do parque eólico estes índices de energia eólica podem ser úteis para compreender a produção para um ano. Principalmente para os operadores do parque avaliarem a produção esperada.

Terceiro, estes índices são também favoráveis para atingir a correlação entre regimes de ventos para diferentes regiões geográficas. Este é o ponto de maior interesse para mitigar os riscos da velocidade do vento no estudo da diversidade geográfica dos parques em portfólio.

6.2.4 Dependência/Independência entre Regimes de Ventos

Na verdade, incerteza e o estudo de portfólio são dois conceitos que trabalham com o mesmo objectivo mas com definições diferentes, ou seja, o financiamento de um portfólio de parques eólicos salvaguarda o risco da variabilidade relacionada com incerteza no regime de ventos.

O estudo de um efeito de portfólio pode ser elaborado tendo em conta valores de produção e energia ou através da velocidade mensal do vento. Diferentes processos, como o coeficiente de correlação de Pearson ou o coeficiente de correlação de postos de Spearman, utilizam estes dados para uma avaliação da dependência ou independência. Ao contrário do coeficiente de correlação de Pearson, o coeficiente de correlação de Spearman não requer a suposição de que a relação entre as variáveis seja linear, nem sequer necessita que as variáveis sejam medidas em intervalos de classes.

Novas técnicas com objectivo de simplificação têm sido desenvolvidas, especialmente através de algoritmos de autoregressão¹³.

O método mais utilizado para determinar a dependência ou independência entre locais de produção eólica, pertencentes a um estudo do efeito de portfólio, é o método da matriz de

¹³ - por exemplo, o algoritmo VARTA (vector autoregressive to anything), que é um processo que faz uso de algoritmos para processar e ajustar a matriz de correlação para uma já correlação pré-definida. É proposto um algoritmo que simule o comportamento do vento em cada um dos locais de um portfólio de parques eólicos.

“SIMULATING COINTEGRATED TIME SERIES”, Alexander Galenko, David Morton, Elmira Popova, Ivilina Popova.

Pearson. A partir desta matriz, estabelece-se o valor estatístico de independência entre projectos ou grupo de projectos para cada fonte de incerteza identificada. Assume-se então que as correlações entre projectos são lineares e o nível de independência é tipicamente obtido através de uma análise de correlação, onde o resultado, r , se refere ao coeficiente de Pearson.

- Coeficiente de correlação entre regimes de ventos

O uso de dados estatísticos através de técnicas matemáticas, para encontrar a relação entre os regimes de ventos, passa por um processo de análise de correlação. Estas correlações permitem avaliar as incertezas associadas à variabilidade do vento, afectando por consequência a estimativa de produção de energia.

Utilizando os dados dos exemplos usados anteriormente, Anexo I, calcularam-se os coeficientes de correlação de Pearson entre os parques I, II e III. Estes coeficientes traduzem o que sucede num determinado parque quando existe variação no comportamento do vento num outro parque.

Os valores negativos são substituídos pelo valor 0, já que estes valores não têm interesse prático.

	Parque I	Parque II	Parque III
Parque I	1	0,11	0,40
Parque II	-	1	0,67
Parque III	-	-	1

Tabela 5 – Coeficiente de correlação a partir do comportamento do vento entre os parques I, II e III

O resultado no cálculo do coeficiente de correlação, Tabela 5, mostra uma dependência significativa, na ordem dos 0,67, entre o parque II e o parque III. Ou seja, a localização dos parques é, teoricamente, próxima e há uma relação no regime de ventos que afecta um e outro parque.

Mesmo procedimento para os Parques IV, V e VI:

	Parque IV	Parque V	Parque VI
Parque IV	1	0	0,12
Parque V	-	1	0,55
Parque VI	-	-	1

Tabela 6 - Coeficiente de correlação a partir do comportamento do vento entre Parques IV, V e VI

Os valores da Tabela 6, mostram que o parque V e o parque IV são independentes, ou seja, não existe dependência no regime de ventos que os afectam.

- *Coefficiente de correlação entre valores energias produzida*

Outra forma de chegar a um valor de correlação é pela energia produzida. O mecanismo de análise é o mesmo, mas neste caso avaliam-se os valores de energia produzida e as possíveis relações nas variações existentes entre elas (Anexo I).

No primeiro exemplo, análise aos valores de energia nos Parques I, II e III:

	Parque I	Parque II	Parque III
Parque I	1	0,15	0,48
Parque II	-	1	0,78
Parque III	-	-	1

Tabela 7 – Coeficiente de correlação a partir dos valores de produção nos parques I, II e III

Esta Tabela 7 quando comparada com os valores de correlação do comportamento do vento, Tabela 5, tal como era esperado tem resultados práticos semelhantes. No entanto, o coeficiente de correlação entre o parque II e o parque III aumentou para 0,78. Este aumento é explicado pela inexistência de linearidade na conversão da velocidade do vento em potência, a curva de potência não é linear, e, principalmente na zona de maior declive da curva, pequenas variações na velocidade podem provocar grandes variações na energia produzida.

Segundo exemplo, dos Parques IV, V e VI:

	Parque IV	Parque V	Parque VI
Parque IV	1	0	0,20
Parque V	-	1	0,62
Parque VI	-	-	1

Tabela 8 - Coeficiente de correlação a partir dos valores de produção nos parques IV, V e VI

Neste segundo exemplo, os coeficientes de correlação indicam o mesmo comportamento no que toca à energia produzida. De referir que tal como no exemplo I, a não linearidade da curva de potência provocou aumentos nos coeficientes de correlação de 0,12 e 0,55 (Tabela 6) para 0,20 e 0,62 respectivamente (Tabela 8).

Estas estimativas permitem manipular com maior facilidade e conhecimento de causa, as incertezas associadas à variabilidade futura nos regimes de ventos e toda a incerteza relacionada ao efeito portfólio na previsão estimada de energia.

6.2.5 Dispersão geográfica dos Parques

O valor do coeficiente de correlação, tanto dos valores de velocidade mensal do vento, como dos valores de energia produzida nos parques eólicos, diminui com o aumento da distância entre eles. Estes resultados confirmam que, teoricamente, os parques geograficamente mais próximos serão os pares parque II - parque III (Tabela 7) e parque V - parque VI (Tabela 8) já que mostram o maior coeficiente de correlação positivo.

Como a penetração da energia eólica tem crescido gradualmente, o volume de energia inserida na rede após os impactos devido à intermitência do vento pode tornar-se significativo. Por outro lado, a independência entre projectos apresenta as suas vantagens do ponto de vista da constância na produção, ou seja, em termos práticos, se houver falta de vento no Parque II é muito provável que a velocidade do vento não seja a mais favorável no Parque III, ou vice-versa. Pelo contrário, a escassez de vento no Parque IV poderá ser compensada pela produção do Parque V em dias que o permitam. No entanto, esta é apenas uma pequena referência tendo em conta um horizonte temporal de curto prazo. Não sendo este um ponto importante para um estudo a longo prazo, como é o caso do estudo de efeito de portfólio que visa mitigar a variabilidade do vento a longo prazo.

Outro exemplo da forma como varia o coeficiente de correlação com a distância é apresentado nesta subsecção, neste caso aplicado a longas distâncias, Figura 38. Os coeficientes de correlação estão representados na Figura 39 e foram calculados através dos valores de energia produzida, entre diversos parques eólicos, ao longo dos países nórdicos e outros que pertencem à costa sul do Mar Báltico e Mar do Norte. O estudo foi elaborado por Gregor Giebel, que simulou a potência gerada pelo vento ao longo de 34 anos a uma altitude de 10 metros [27], parques *offshore*. Não foram encontradas diferenças sazonais significativas nas correlações. No entanto, ele realça que quando os dados são avaliados em separado, ou seja, por país, é possível observar diferenças significativas nas correlações entre locais, como está visível nos gráficos desenhados no Anexo IX.



Figura 38 – Zonas de estudo, Fonte: Google Earth

A linha em traço contínuo da Figura 39 comprova a adaptação a uma forma em assíntota da função, caracterizada com a redução do coeficiente de correlação pelo aumento da distância entre os pontos de ligação à rede. Cada país é representado por diferentes marcadores.

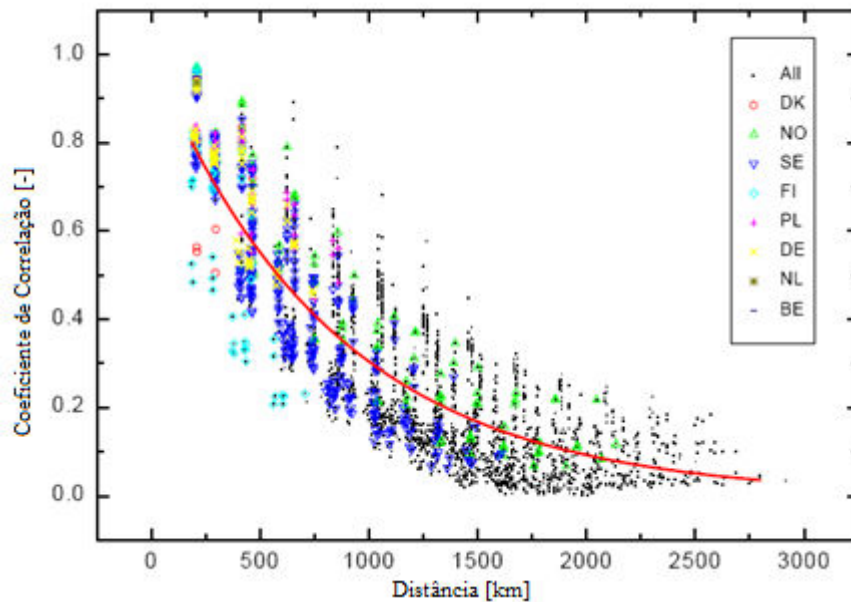


Figura 39 – Correlação Vs distância entre parques eólicos em diferentes países do norte da Europa

Para atingirmos o objectivo de maximizar as estimativas produção energia eólica para uma associação de vários parques, devemos projectar a nova capacidade eólica para uma localização suficientemente dispersa de outro parque eólico, provocando assim a redução do desvio padrão da energia produzida em conjunto.

Eficiência na Associação de parques eólicos

A Figura 40 demonstra áreas da curva onde, para o mesmo risco, podem ser atingidas estimativas de energia diferentes. Pode-se dessa forma estimar um valor maximizado de energia, por exemplo, para $\rho = -0,4$, linha azul, com um risco de 0,039 existem valores na energia estimada de 10,0% e 10,8% [28]. Uma baixa correlação entre projectos, ou incertezas de projectos, fomenta um maior efeito portfólio. O que significa que quanto maior for a independência entre cada um deles (valor baixo do ρ), mais reduzida é também a incerteza total.

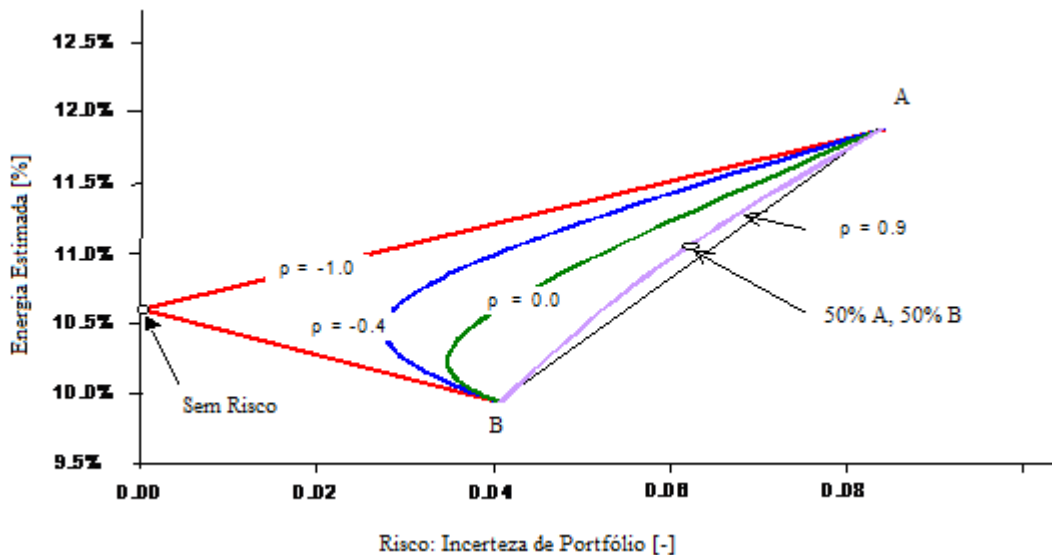


Figura 40 – Relação entre a energia prevista e a incerteza de portfólio para dois casos A e B [28]

Ainda na Figura 40, existe uma relação onde todos os valores se encontram numa curva, concretizando assim uma completa independência, $\rho = 0,0$. Por outro lado, existe uma combinação que permite uma estimativa de energia sem risco, caracterizada por uma perfeita anti-correlação, $\rho = -1,0$.

A eficiência da associação de parques eólicos emerge em função da localização dos mesmos:

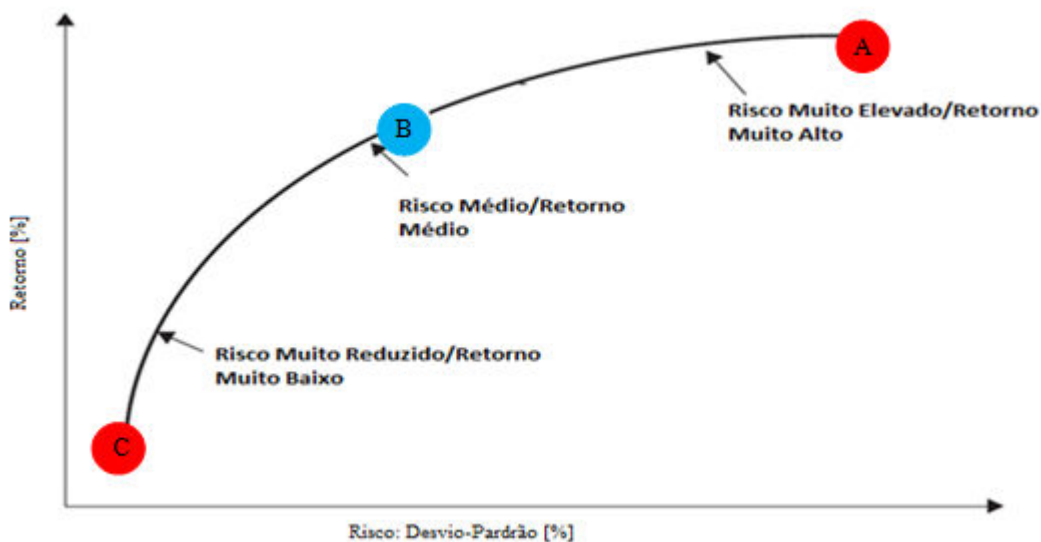


Figura 41 – Eficiência na associação de dois parques

Na Figura 41, a área acima da curva de eficiência é uma zona não atingível. Por outro lado, portfólios localizados abaixo dessa mesma curva não são eficientes, já que estão articulados com um grande risco. Destacam-se também três pontos com diferentes significados: o ponto A representa uma associação de parques eólicos com reduzido retorno, apesar do fluxo de vento ter uma alta constância; o ponto C, pelo contrário, define um projecto numa localização ventosa, mas de grande volatilidade; por último, o ponto B caracteriza uma localização intermédia com 50% de risco e 50% de vento constante.

6.2.6 Modelação

Método de Aplicação de Pearson

Frequentemente é utilizado um processo analítico para avaliar o efeito de portfólio, associado aos projectos de parques eólicos, que consiste numa metodologia de quantificação da dependência ou independência entre regimes de ventos. Para isso, é feita uma distinção das incertezas associadas ao projecto, sendo repartidas em incertezas de tipo 1, incerteza técnica, directamente relacionadas, por exemplo, com a medição da velocidade do vento e respectiva conversão, e incertezas do tipo 2 que têm em conta a variabilidade futura do vento.

Uma estimativa avaliadora do efeito de portfólio requer o estabelecimento do nível de independência estatístico entre projectos, ou entre grupos de projectos, para cada fonte de incerteza identificada. Não é só necessário verificar a independência dos regimes de ventos em estudo, mas também analisar a correlação entre eles. Em caso de dependência é necessário verificar se esta é suficientemente forte para anular o processo de obtenção de um resultado de efeito portfólio.

Assumindo então que as correlações entre projectos são lineares, o nível de independência é tipicamente avaliado através dessa mesma correlação, donde resulta o coeficiente de Pearson, r , medidor de dependência. As correlações são, normalmente, efectuadas através de valores mensais aproximados de velocidade do vento, os quais permitirão determinar o nível de correlação. Idealmente, seria uma avaliação a partir de valores anuais da velocidade do vento, o que anularia o efeito sazonal proveniente de picos de velocidade. No entanto, a análise mensal introduz igualmente um potencial de correlação nos regimes de ventos, já que é possível formar um maior número de pares de correlação.

Independentemente da grandeza utilizada, o nível de dependência ou independência entre locais é caracterizada pelos coeficientes da matriz de Pearson.

Coefficiente de Pearson

O Coeficiente de Pearson é utilizado para determinar a correlação linear entre pares de valores de produção ou entre pares de valores da velocidade de ventos. É uma ferramenta particularmente útil para mostrar o valor de correlação aplicada a cada par possível das variáveis de medida e determinar se as duas variáveis tendem a comportar-se da mesma forma, ou seja, se valores altos de uma variável assumem valores também elevados na outra variável.

As correlações podem ser calculadas por vários coeficientes, no entanto, experimentalmente, verifica-se que o mais vantajoso neste caso é o coeficiente de correlação de Pearson, que pode ser numericamente explicado pela divisão da covariância de duas variáveis pelo produto dos seus desvios padrão.

$$\rho_{X,Y} = \frac{cov(X,Y)}{\sigma_X \sigma_Y} = \frac{E((X-\mu_X)(Y-\mu_Y))}{\sigma_X \sigma_Y} \tag{Eq. 36}$$

Graficamente, existem funções que através de intervalos de medição, fornecem directamente o valor de correlação¹⁴: a Figura 42 mostra a variação da produção, com um intervalo temporal de semanas, entre 5 parques eólicos imaginários:

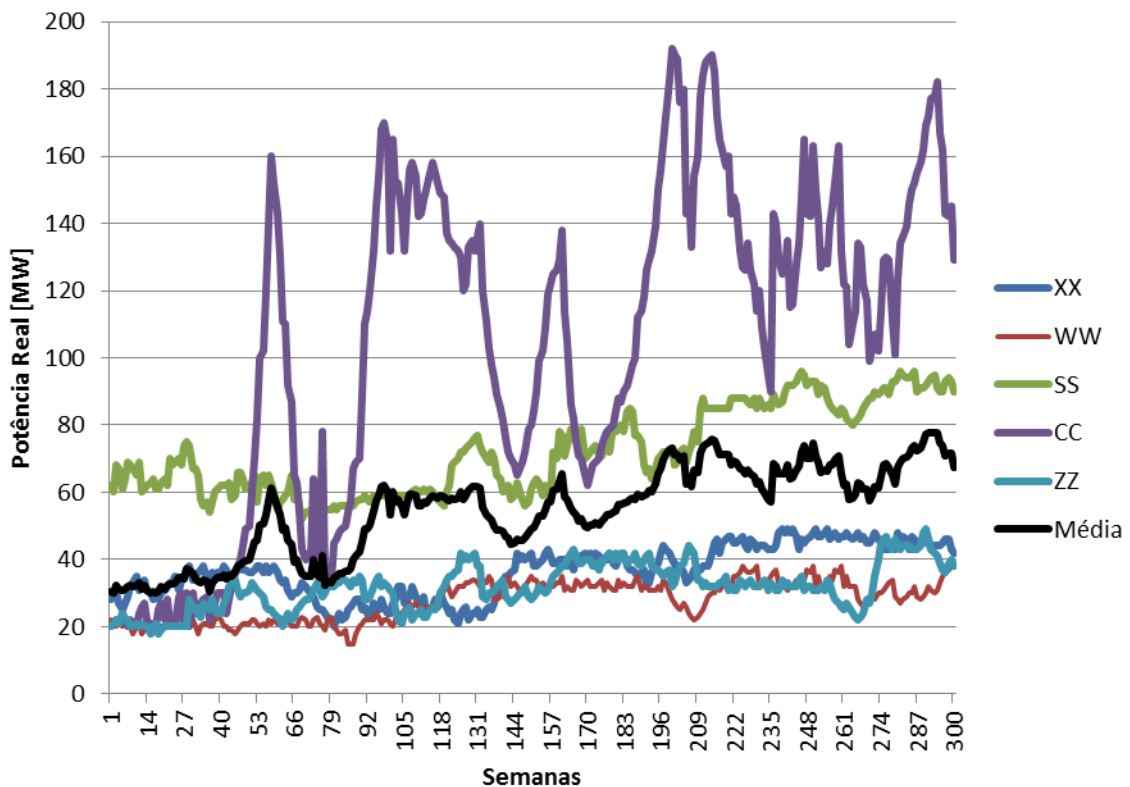


Figura 42 – Potência real de 5 parques eólicos num espaço de 300 semanas

¹⁴ No Excel as funções CORREL e PEARSON fornecem automaticamente os coeficientes de correlação entre duas séries.

A Tabela 9 apresenta os coeficientes de correlação entre o conjunto de pares da produção entre parques:

Pearson	XX	WW	SS	CC	ZZ
XX	1	0,57	0,76	0,32	0,29
WW	-	1	0,65	0,52	0,49
SS	-	-	1	0,48	0,49
CC	-	-	-	1	0,42
ZZ	-	-	-	-	1

Tabela 9 – Coeficientes de Pearson entre pares de parques

Os Parques encontram-se todos correlacionados. O maior coeficiente de correlação é entre o Parque SS e o Parque XX sendo de 0,76. A menor correlação dá-se entre os parques ZZ e XX de 0,29.

Matriz de Pearson

Depois da obtenção dos dados referentes à velocidade média mensal ou da energia produzida, em cada mês e em diferentes locais onde se situam parques eólicos, estabelece-se uma matriz de Pearson com um determinado intervalo de confiança, já que são usados parâmetros inferenciais. Este é um dos mecanismos mais utilizado para avaliar a dependência entre incertezas. A construção da matriz de Pearson obriga a uma distribuição normal das duas variáveis, sendo que, para verificar o nível de normalidade de uma determinada amostra, usa-se frequentemente o teste Kolmogorov-Smirnov.

$$\begin{pmatrix} 1 & \dots & r_{12} & r_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ r_{21} & \dots & \ddots & \vdots \\ r_{n1} & \dots & \dots & 1 \end{pmatrix}$$

Matriz de Pearson

Nesta matriz, por exemplo, r_{21} , define-se como o coeficiente de correlação, num determinado intervalo de confiança, que transmite o nível de dependência entre as incertezas do projecto 1 e do projecto 2.

Sendo que ao valor destes coeficientes estão associadas variações meteorológicas e geográficas, logo quanto maior forem as correlações maior é também a similaridade nos regimes de ventos.

Devido à imprevisibilidade natural do vento, ocorrem variações na energia produzida para um certo horizonte temporal. Por exemplo, para um intervalo de um ano, podemos estimar uma incerteza para a velocidade média mensal, assumindo que esta se exprime segundo uma distribuição normal com um determinado desvio padrão (incerteza). A mesma lógica é

adaptada para derivar a incerteza histórica da velocidade do vento, quando comparada à incerteza de variabilidade futura. Ou seja, a incerteza na variabilidade do vento é, neste caso, atribuída através do estudo da variação da velocidade do vento no passado. Quando considerada a incerteza na produção estimada de um parque eólico, a incerteza associada a estas duas fontes, valores históricos num período considerado e variabilidade futura da velocidade do vento, são significativos para a variação da estimativa de produção de energia.

É nesta incerteza da variabilidade futura do vento num determinado espaço temporal que contribuirá um estudo de efeito portfólio para reduzir, conseqüentemente, a incerteza geral sobre o total dos parques de portfólio.

Por exemplo, tendo em conta dois parques 1 e 2:

$$\sigma_{P_1} = (\sigma_{\text{tipo1Parque1}}) + (\sigma_{\text{tipo2Parque1}})$$

$$\sigma_{P_2} = (\sigma_{\text{tipo1Parque2}}) + (\sigma_{\text{tipo2Parque2}})$$

Estabelece-se então a matriz respeitante à variação futura do vento:

$$\left(\begin{array}{cccc} \sigma_{\text{tipo2P}_1} & \sigma_{\text{tipo2P}_2} & \dots & \sigma_n \end{array} \right)$$

Estas matrizes quando combinadas com matriz de Pearson constituirão a matriz de portfólio ou matriz de Covariância-Pearson:

$$\left(\begin{array}{cccc} \sigma_{\text{tipo2P}_1} & \sigma_{\text{tipo2P}_2} & \dots & \sigma_n \end{array} \right) \left(\begin{array}{cccc} 1 & \dots & r_{12} & r_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ r_{21} & \dots & \ddots & \vdots \\ r_{n1} & \dots & \dots & 1 \end{array} \right) \left(\begin{array}{c} \sigma_{\text{tipo2P}_1} \\ \sigma_{\text{tipo2P}_2} \\ \vdots \\ \sigma_n \end{array} \right)$$

Simplificando:

$$\left(\begin{array}{cccc} \sigma_1 & \sigma_2 & \dots & \sigma_n \end{array} \right) \left(\begin{array}{cccc} 1 & \dots & r_{12} & r_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ r_{21} & \dots & \ddots & \vdots \\ r_{n1} & \dots & \dots & 1 \end{array} \right) \left(\begin{array}{c} \sigma_1 \\ \sigma_2 \\ \vdots \\ \sigma_n \end{array} \right)$$

A matriz de combinação das incertezas com o coeficiente de correlação fica então definida:

$$\begin{pmatrix} \sigma_1^2 & r_{12}\sigma_1\sigma_2 & \dots & r_{1j}\sigma_1\sigma_j & r_{1m}\sigma_1\sigma_m \\ r_{21}\sigma_2\sigma_1 & \dots & \square & \square & \square \\ \dots & \square & \sigma_i^2 & \square & \square \\ r_{i1}\sigma_i\sigma_1 & \square & \square & \square & \square \\ r_{m1}\sigma_m\sigma_1 & \square & \square & \square & \sigma_m^2 \end{pmatrix}$$

Pode ser feita uma simplificação na estrutura da matriz através de um processo de simetria:

$$\begin{pmatrix} \sigma_1^2 & 2r_{12}\sigma_1\sigma_2 & \dots & 2r_{1j}\sigma_1\sigma_j & 2r_{1m}\sigma_1\sigma_m \\ 0 & \dots & \square & \square & \square \\ 0 & \square & \sigma_i^2 & \square & \square \\ \dots & \square & \square & \dots & \square \\ 0 & 0 & \dots & \square & \sigma_m^2 \end{pmatrix}$$

Esta teoria, desenvolvida com base na matriz de Pearson para quantificar a incerteza associada ao projecto, é exemplificada através de um caso prático, apresentado na subsecção 6.3.

6.3 Caso Prático

Demonstra-se de seguida, através de um exemplo prático, as vantagens do uso do efeito portfólio em 5 Parques dispersamente localizados, para dois espaços temporais, o primeiro de um ano e o segundo de 10 anos. Os parques estão designados por letras, desde a letra A à letra E, a sua localização e respectiva potência nominal encontram-se caracterizados no Anexo II.



Figura 43 – Localização dos parques A, B, C, D e E.

A variabilidade inter-anual da velocidade do vento tem uma forte influência na análise dos dados de produção de parques eólicos, bem como nas incertezas associadas. Dentro desta linha de ideias, foram desenvolvidos estudos de investigação na tentativa de identificar algumas características do comportamento do vento a longo termo. Um desses projectos foi elaborado pela empresa Garrad Hassan¹⁵, Anexo III, que indica que a variabilidade anual

¹⁵ - A Garrad Hassan é uma consultora no ramo das energias renováveis

média da velocidade do vento tende a ser similar para diferentes sítios da Europa, e que pode ser razoavelmente caracterizada através de uma distribuição normal com um desvio-padrão em torno de 6%. Na Península Ibérica em particular, o valor é mesmo de 6,0% e, sendo a localização dos 5 parques em Portugal, foi este o valor adoptado para a primeira manipulação com horizonte de 1 ano. Na segunda manipulação a 10 anos, a mesma bibliografia sugere um valor de 1,9% para a Península Ibérica.

Para fugir à falta de linearidade na conversão velocidade-energia que ocorre quando os estudos se baseiam em curtos períodos, este caso prático baseia-se na análise de valores em energia, isto é, de produção real no espaço alargado de 1 ano.

Os dados de entrada são os valores de previsão anual de energia, que foram estimados e encontram-se na coluna da previsão anual de energia das Tabela 11 e 13, e os dois tipos de incerteza, separados em incerteza técnica e incerteza na variabilidade futura, a 1 e a 10 anos, estimadas para cada parque. A incerteza técnica engloba, entre outras, algumas incertezas associadas à medição do valor da velocidade do vento, Anexo V, que, posteriormente, serão convertidas em incerteza em energia. A outra incerteza considerada surge em função da variabilidade do vento nas bases temporais referidas.

Correlação entre parques

Os coeficientes de correlação foram calculados graficamente, Figura 44, através da correlação entre valores de factor de carga para cada parque, compreendidos entre o período de Julho de 2006 e Junho de 2008, e definem o nível de dependência ou independência entre os parques, Anexo VI. A qualidade da correlação é, neste exemplo, medida com as produções reais dos parques. No entanto, em projecto, não estando estes valores ainda disponíveis, a qualidade das correlações teria que ser quantificada através das velocidades mensais médias, em vez das produções.

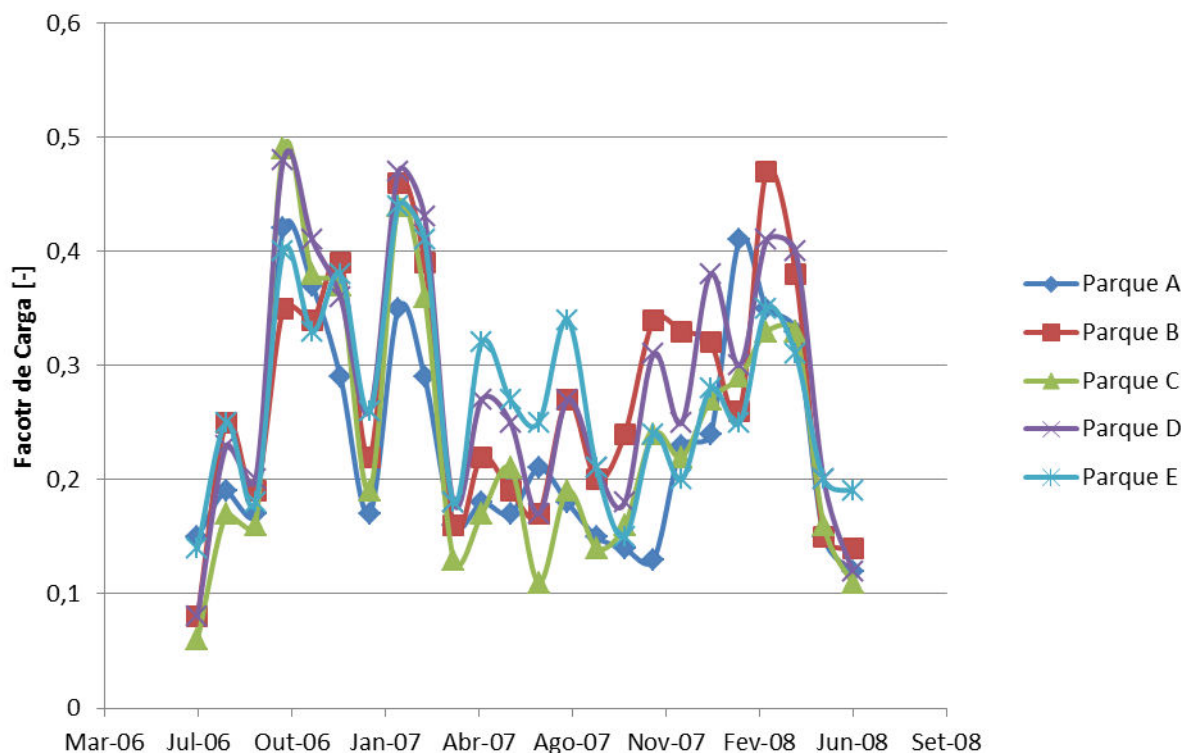


Figura 44 - Produção mensal de cada parque entre Julho de 2006 e Junho de 2008

A Tabela 10 caracteriza os valores de correlação entre os parques obtidos pelos dados mensais de produção, referentes a dois anos de produção ininterrupta, convertidos nos respectivos factores de carga mensais.

Coeficiente de Correlação, r	Parque A	Parque B	Parque C	Parque D	Parque E
Parque A	1	0,71	0,87	0,81	0,70
Parque B	-	1	0,87	0,90	0,78
Parque C	-	-	1	0,96	0,84
Parque D	-	-	-	1	0,88
Parque E	-	-	-	-	1

Tabela 10 – Coeficientes de correlação

Os coeficientes de correlação que foram obtidos têm dados interessantes a analisar. Desde logo, convém referir que os parques em estudo estão situados em zonas de orografia complexa, como se pode verificar no mapa hipsométrico de Portugal Continental, Anexo VIII. Em Portugal verifica-se que a média anual da velocidade, a direcção, a intensidade de turbulência, os padrões sazonais e o perfil diário da velocidade média do vento, podem-se alterar substancialmente para distâncias reduzidas e características orográficas relativamente suaves. De qualquer forma, como se pode observar pela Figura 45, já é evidente que numa

gama de 200 km o coeficiente de correlação vai progressivamente diminuindo com a distância.

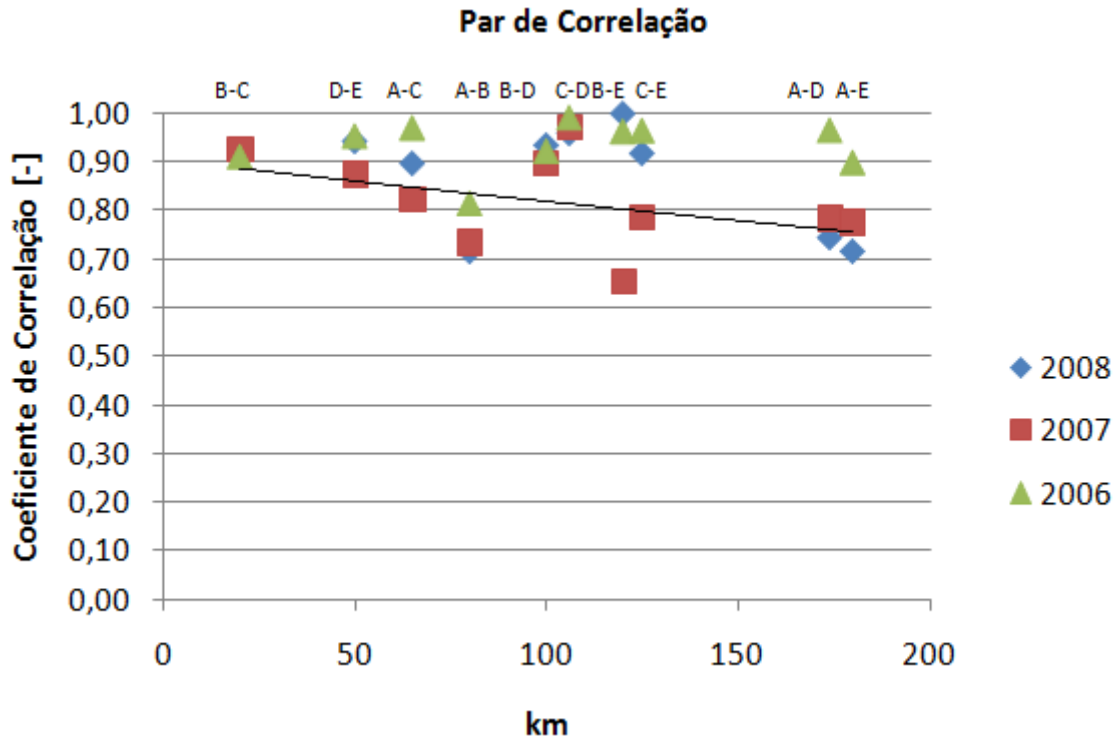


Figura 45 – Relação entre o coeficiente de correlação e a distância entre os parques

As correlações encontradas estão dentro do panorama previsto já que a linha de tendência assume uma pendente negativa. A correlação entre o parque A e o parque E é a menor e, em termos geográficos, são os parques mais afastados, cerca de 200Km.

Por outro lado, a melhor correlação ocorre entre os parques D e C, com o valor de 0,96. Para este valor contribui a localização dos dois parques, isto é, seria esperado que a correlação entre o parque B e C fosse a melhor devido à sua proximidade geográfica. No entanto, a orografia que separa estes dois parques pode ser um factor preponderante para a melhor correlação entre o regime de ventos do parque D e do parque C. Factores que influenciam a velocidade do vento como a rugosidade, obstáculos ou mesmo a massa volúmica do ar, também poderão ter afectado os factores de carga a partir dos quais se estabeleceu a correlação. Por último, a componente técnica tem também um papel importante neste aspecto, já que, ainda no que toca ao parque C e D, apesar de serem do mesmo fornecedor, os modelos dos aerogeradores são diferentes.

Variabilidade Futura a 1 ano

Os valores para a incerteza técnica em velocidade e em energia correspondem aos valores adoptados aquando da fase de estudos e estimativas da produção dos parques. Tendo em conta a natureza do estudo a ser efectuado, apresentam-se na Tabela 11 os valores de incerteza em energia associados a cada parque.

A quantificação da incerteza em energia passa pela multiplicação da incerteza em velocidade, pelo rácio da incerteza em energia sobre a incerteza em velocidade da incerteza técnica, Anexo IV.

Parque	Previsão Anual de Energia [MWh/ano]	Incerteza Técnica [%]	Incerteza Técnica [MWh/ano]	Variabilidade Futura [%]	Variabilidade Futura [MWh/ano]	Incerteza Total [%]	Incerteza Total [MWh/ano]
A	80 644	14,5	11 693	12,4	10 000	19,1	15 386
B	23 550	14,3	3 368	13,4	3 156	19,6	4 615
C	32 110	12,1	3 885	11,3	3 628	16,6	5 316
D	125 002	10,2	12 750	8,9	11 125	13,5	16 922
E	47 743	11,9	5 681	10,7	5 109	16,0	7 640
Total	309 049		37 378		33 018	17,0	49 879

Tabela 11 – Características dos parques de A a E

A simples soma das previsões anuais de energia para cada parque é a chamada melhor estimativa, ou P50. É o valor de produção que tem igual probabilidade de ser excedido ou de não ser atingido, com o resultado de 309 049 MWh/ano. A associação das incertezas originou uma incerteza total de 49 879 MWh/ano.

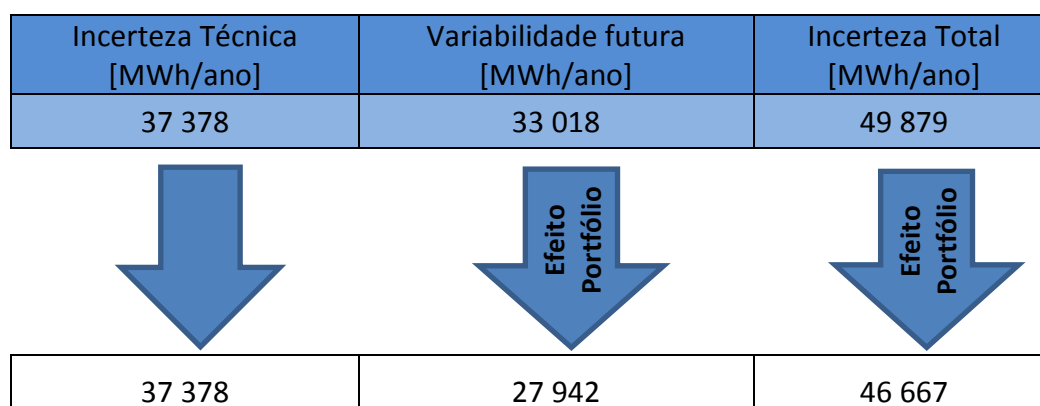
O valor da incerteza média desta estimativa de produção através das médias da incerteza em cada parque, é de 17,0%. O novo valor estimado de produção anual, caracterizando o cenário mais desfavorável, já leva em consideração a incerteza total e é de 259 176 MWh/ano.

Os coeficientes de correlação são depois transpostos para os espaços superiores à diagonal da Matriz de Pearson. A Matriz de Covariância, por sua vez, exprime os valores de portfólio em função do coeficiente de Pearson, que constituirão a incerteza de portfólio relativa à variabilidade futura em energia.

		Coeficiente de Pearson, r^2				
		A	B	C	D	E
Matriz de Covariância, σ^2	A	99 997 120	0,71	0,87	0,81	0,70
	B	44 731 488	9 958 442	0,87	0,90	0,78
	C	62 901 973	19 827 152	13 165 504	0,96	0,84
	D	82 882 399	33 534 666	35 569 444	123 769 586	0,88
	E	71 469 149	25 248 424	31 301 407	100 284 316	26 096 782

Tabela 12 - Matriz de Covariância e coeficientes de Pearson

Combinando a Matriz de Pearson com as incertezas individuais de cada parque, é possível quantificar o efeito portfólio associado às incertezas de variabilidade futura em produção de energia para 1 ano. Ou seja, o efeito portfólio na incerteza de variabilidade futura é a raiz quadrada do somatório de todos os valores da Matriz de Covariância, donde resulta um valor de 27 942 MWh/ano.



Desta forma, fica comprovado que a redução da incerteza provocada por um estudo de efeito de portfólio com vários parques eólicos mostra às entidades investidoras o aumento da estimativa de produção para probabilidades de excedência superiores a 50% e melhores cenários de financiamento. O efeito portfólio sobre a incerteza da variabilidade futura do vento provoca, neste caso prático com 5 parques eólicos situados no Centro-Norte de Portugal, um benefício de 6,5% na incerteza total. Este “benefício” não é mais expressivo porque os coeficientes de correlação são elevados, conferindo pouca independência.

A Figura 46 caracteriza a distribuição Gaussiana aplicada à previsão anual de energia com efeito portfólio e sem efeito portfólio:

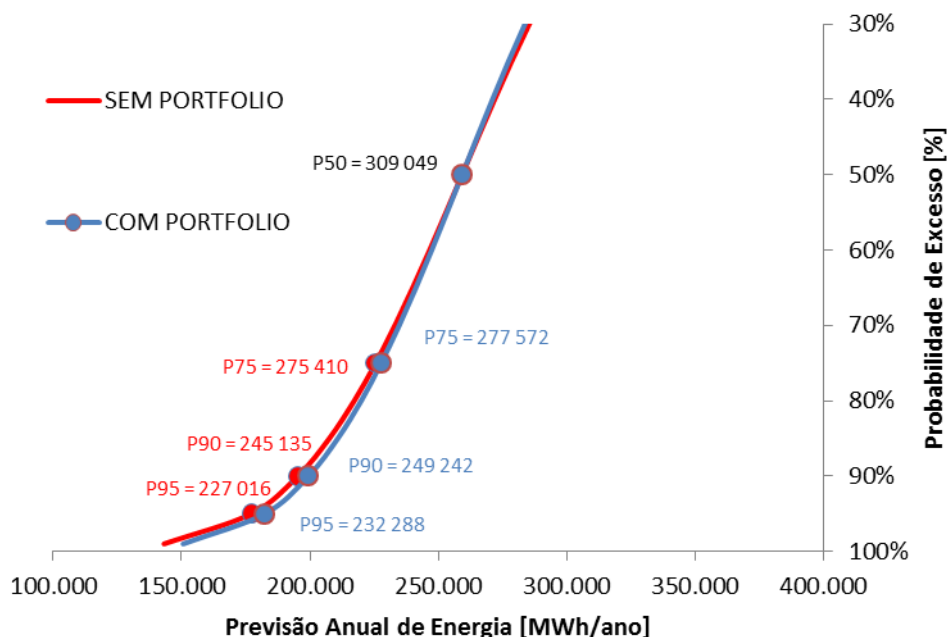


Figura 46 - Previsão anual de energia para várias probabilidades de excesso com efeito portfólio e sem efeito portfólio

A previsão de energia para um ano de produção, tendo em conta a melhor estimativa (P50), é de 309 049 MWh/ano. Através do estudo portfólio, a redução na incerteza da variabilidade futura foi de 33 018 para 27 942 MWh/ano, o que perfaz uma incerteza total de portfólio de 46 667 MWh/ano. Sem portfólio, a incerteza considerada como desvio padrão na distribuição normal era de 49 879 MWh/ano, como pode ser verificado no Anexo VII.

Observou-se também que incertezas mais baixas implicam maiores valores na previsão de energia anual para os mesmos valores de probabilidades de excesso. Por exemplo, para P75 sem portfólio a previsão é de 275 410 MWh/ano, com portfólio o valor aumenta para 277 572 MWh/ano, o que perfaz um aumento de 1,0%. O mesmo se passa para P90 e P95, 245 135 para 249 242 MWh/ano e 227 016 para 232 288 MWh/ano respectivamente. Em termos percentuais, o efeito de portfólio aumentou a previsão de energia em 1,6% para P90 e 2,3% para P95. Estas reduções não são muito significativas, facto explicado, fundamentalmente, devido aos grandes coeficientes de correlação entre os parques.

Variabilidade Futura a 10 anos

O aumento do horizonte temporal para a variabilidade futura, agora a 10 anos, originou um novo valor de incerteza em velocidade de 1,9%, assumido igualmente pela literatura da Garrad Hassan, prevendo que a variabilidade da velocidade do vento média em 10 anos é substancialmente menor quando comparada com períodos de 1 ano. A incerteza técnica para cada parque manteve-se e a conversão de incerteza de velocidade em incerteza em energia processou-se do mesmo modo, ou seja, pela multiplicação do respectivo rácio, Anexo IV.

Parque	Previsão Anual de Energia [MWh/ano]	Incerteza Técnica [%]	Incerteza Técnica [MWh/ano]	Variabilidade Futura [%]	Variabilidade Futura [MWh/ano]	Incerteza Total [%]	Incerteza Total [MWh/ano]
A	80 644	14,5	11 693	3,9	3 145	15,0	12 109
B	23 550	14,3	3 368	4,2	989	14,9	3 510
C	32 110	12,1	3 885	3,6	1 156	12,6	4 054
D	125 002	10,2	12 750	2,8	3 500	10,6	13 222
E	47 743	11,9	5 681	3,4	1 623	12,4	5 909
Total	309 049		37 378		10 413	13,1	38 803

Tabela 13 – Características dos parques de A a E.

A previsão anual de energia referente ao melhor cenário, P50, é o mesmo valor de 309 048 MWh. No entanto, a incerteza total reduziu significativamente para 38 803 MWh/ano. Sendo a redução da incerteza em velocidade de aproximadamente 4%, cerca de 2/3 do valor a 1 ano, provoca uma diminuição nos valores de incerteza da variabilidade futura em energia de mesma ordem. Por exemplo, para o parque D esta incerteza passou de 8,9% para 2,8%.

Para este horizonte temporal, a pior estimativa de produção anual de energia, P50- σ , é de 270 248 MWh/ano.

A matriz de Pearson e a Matriz de Covariância assumem novos valores para uma variabilidade a 10 anos, por consequência da redução do valor das respectivas incertezas.

		Coeficiente de Pearson, r^2				
		A	B	C	D	E
Matriz de Covariância, σ^2	A	9 891 755	0,71	0,87	0,81	0,70
	B	4 409 616	978 319	0,87	0,90	0,78
	C	6 302 767	1 979 834	1 336 244	0,96	0,84
	D	8 283 242	3 394 792	3 600 777	12 250 392	0,88
	E	7 142 606	2 514 629	3 168 714	10 025 272	2 634 980

Tabela 14 - Matriz de Covariância e coeficientes de Pearson

Incerteza Técnica [MWh/ano]	Variabilidade futura [MWh/ano]	Incerteza Total [MWh/ano]
37 378	10 413	38 803
37 378	8 827	38 406

O estudo do efeito de portfólio nos mesmos 5 parques eólicos conferiu uma redução na incerteza da variabilidade futura de 15,2% e um benefício de 1,0% na incerteza total.

Apesar da incerteza da variabilidade futura reduzir de 10 413 para 8 827 MWh/ano, neste caso, o efeito de portfólio estabelece uma redução na incerteza total menos significativa quando comparado com o exemplo de horizonte temporal a 1 ano. A explicação desta ocorrência passa pelo facto de o valor da incerteza da variabilidade futura possuir menos peso para o cálculo da incerteza total, em comparação com o valor da incerteza técnica que foi mantido.

A Figura 47 caracteriza a distribuição Gaussiana aplicada à previsão anual de energia com efeito portfólio e sem efeito portfólio:

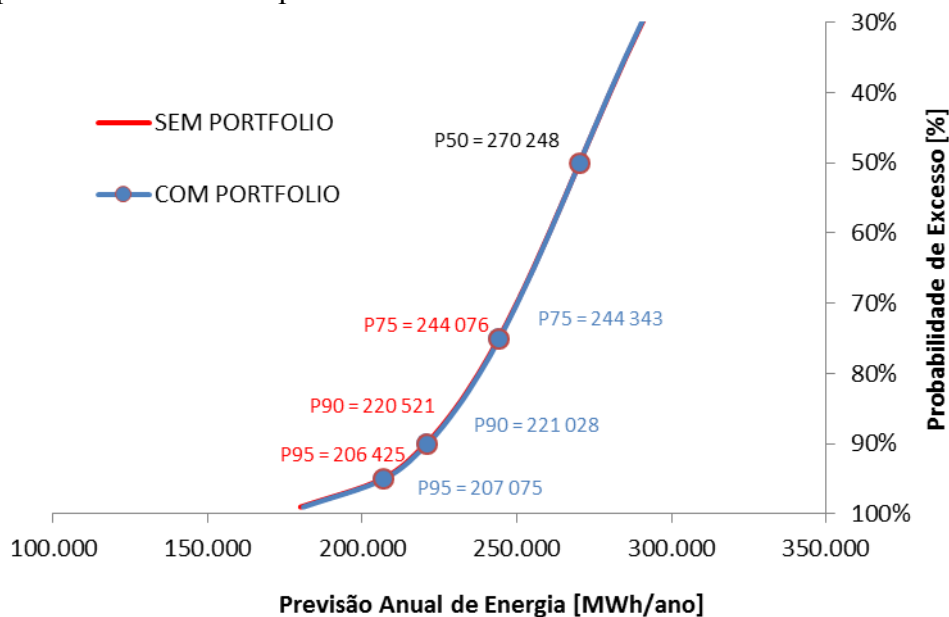


Figura 47 - Previsão anual de energia para várias probabilidades de excesso com efeito portfólio e sem efeito portfólio

A incerteza total decresce de 38 803 MWh/ano para 38 406 MWh/ano com efeito portfólio, neste horizonte temporal. Este pequeno intervalo contemplou um ligeiro aumento na previsão anual de energia, por exemplo, com P90 de 206 325 para 207 075 MWh/ano.

Manipulação do número de parques

De seguida, manipulou-se o número de parques para verificar o resultado em termos de incerteza de portfólio na análise de diferentes possibilidades.

Nesta nova análise, foi comparada a percentagem de redução das incertezas na variabilidade futura de energia a 1 ano e da incerteza total com estudo do efeito de portfólio com os 5 parques, para o horizonte de 1 ano. Apresentam-se os resultados deste cálculo na Tabela 15:

Parques em estudo	Redução da incerteza na variabilidade futura a 1 ano devido ao efeito de portfólio [%]	Redução da incerteza total devido ao efeito de portfólio [%]
A,B,C,D,E	15,4	6,5
B,C,D,E	11,1	4,8
A,C,D,E	14,8	6,2
A,B,D,E	15,4	6,4
A,B,C,E	8,1	3,5
A,B,C,D	17,8	7,4

Tabela 15 – Redução das incertezas pelo estudo de efeito portfólio

O resultado desta análise aos conjuntos de 4 parques mostra vantagens significativas no estudo do efeito de portfólio se o parque E não fizesse parte do portfólio de parques. Isto é, sem o parque E, a redução da incerteza da variabilidade futura com um estudo de portfólio reduziu 17,8%, enquanto a incerteza total mostrou a mesma tendência mas com um valor percentual de 7,4%. As razões que levam a esta redução nas incertezas podem ser explicadas em termos de correlação. A influência do efeito de portfólio será tanto maior quanto maior for a independência entre parques. No caso do parque E, que tem boa correlação com os restantes parques, a aplicação de um estudo do efeito de portfólio sem este parque provocará maiores reduções nas incertezas ou, por outras palavras, a inserção do parque E no estudo de portfólio, aumenta a dependência entre parques e, conseqüentemente, reduz-se o estudo de portfólio que requer maior independência entre eles.

De referir, que a não inclusão do parque C no estudo de portfólio praticamente não alterou a gama de redução das incertezas, 15,4% na incerteza da variabilidade inter-anual e 6,4% na incerteza total.

Acontece o contrário com o parque A e, principalmente, com o parque D. Desta forma, os ganhos aquando da aplicação de um estudo de efeito de portfólio são menores quando não são contabilizados estes parques, porque a inclusão de algum deles aumentará a independência entre todos os parques em estudo. Assim, justifica-se as vantagens da associação de parques com maior grau de independência. Adquire-se, então, a evidência que, com a eliminação do parque E obtém-se uma maior redução da incerteza de portfólio, apesar de ter a segunda melhor média no coeficiente de correlação tem uma potência nominal superior ao parque C.

A potência instalada em cada parque e o valor das incertezas que lhe estão associadas têm também um papel fundamental na contribuição de cada parque para um estudo de efeito de portfólio. O parque C, por exemplo, tem uma potência nominal de apenas 15 MW, contribuindo com baixa importância para a matriz de Covariância. Desta forma, parques com elevada potência instalada têm, evidentemente, um peso maior para este estudo, do mesmo modo que maiores incertezas associadas a cada parque, também influenciam mais a percentagem na redução das incertezas.

Manipulação do Coeficiente de Correlação

Manipularam-se de seguida os coeficientes de correlação de um dos 5 parques pertencentes ao caso prático, substituindo-se o parque E por um parque denominado parque Z, imaginário e com um regime de ventos diferente dos restantes. O objectivo desta experiência é verificar a resposta do estudo de portfólio em termos de incerteza total com uma maior dispersão de parques. O parque Z gerou assim uma nova tabela de coeficientes de correlação e novos valores na Matriz de Covariância. Todos os outros dados relacionados ao parque permaneceram constantes.

Coefficiente de Correlação, r	Parque A	Parque B	Parque C	Parque D	Parque Z
Parque A	1	0,71	0,87	0,81	0,12
Parque B	-	1	0,87	0,90	0,16
Parque C	-	-	1	0,50	0,18
Parque D	-	-	-	1	0,20
Parque Z	-	-	-	-	1

Tabela 16 – Nova tabela de coeficientes de correlação

Coeficiente de Pearson, r ²						
	A	B	C	D	E	
Matriz de Covariância, σ ²	A	99 997 120	0,71	0,87	0,81	0,12
	B	44 731 488	9 958 442	0,87	0,90	0,16
	C	62 901 973	19 827 152	13 165 504	0,96	0,18
	D	82 882 399	33 534 666	35 569 444	123 769 586	0,20
	E	12 260 226	5 158 687	6 672 902	22 733 193	26 096 782

Tabela 17 – Nova Matriz de Covariância e coeficientes de Pearson

A redução incidente na incerteza da variabilidade futura em energia é significativa com alteração de apenas um parque constituinte do portfólio. O aumento da independência de um par de parques reduz esta incerteza analisada em portfólio de 27 942 para 24 480 MWh/ano, o que em termos percentuais se transforma numa redução de 12,4% ou, em termos energéticos em 3 462 MWh/ano.

A incerteza total de portfólio assume agora o valor de 44 681 MWh/ano, aperfeiçoando o antigo valor de 46 667 MWh/ano. Uma associação de vários parques eólicos, para a qual contribuiu a dispersão geográfica maximizando a independência entre eles, permite fornecer melhores estimativas de produção acompanhadas de menores valores de incerteza e, dessa forma, obter melhores situações de financiamento.

7 Conclusões

No projecto de um parque eólico um dos factores mais importantes para viabilizar a sua implantação é a energia que irá ser produzida pelo parque. Para se obter uma estimativa de produção foi necessário considerar sobretudo dois aspectos fundamentais: a medição da velocidade do vento e a variabilidade futura do vento.

O estudo do efeito de portfólio com vários parques eólicos pode ser abordado de duas formas diferentes, a primeira numa componente de política energética, que mostra vantagens num portfólio de distintas tecnologias de produção energética que incluam a energia eólica, e a segunda, estudada nesta dissertação, onde se comprovou o aumento da estimativa de produção, para probabilidades de excedência superiores a 50%, devido à redução da incerteza associada à variabilidade futura do vento.

Para se conseguir um bom financiamento, por exemplo, no que toca às taxas de juro para projectos de parques eólicos, é importante conceder as melhores estimativas de produção. Quando a percentagem das incertezas identificadas, para um parque analisado isoladamente, é comparada a um estudo que inclui um conjunto de parques, verifica-se um decréscimo na incerteza total devido à independência entre projectos. Porém, qualquer variação no valor da incerteza provocará, conseqüentemente, a alteração do valor de produção de energia prevista, associado a uma determinada probabilidade de excesso, excepto para a melhor estimativa (P50).

Neste âmbito, o estudo do efeito de portfólio mostrou que a diminuição da incerteza derivados da associação de vários parques contribui para melhores estimativas de produção de energia.

7.1 Caso Prático

O exemplo prático teve como objectivo estudar o efeito de portfólio em 5 parques eólicos situados em Portugal Continental.

A metodologia desenvolvida inicia-se com a obtenção dos coeficientes de correlação, calculados partir de valores de produção de energia de cada parque, convertidos, posteriormente, em factores de carga. Para isso, os valores da velocidade do vento dos locais, desde que existentes, também poderiam ter sido utilizados. Os coeficientes de correlação eram relativamente altos, introduzindo-se assim um outro exemplo com um parque imaginário mais afastado, o qual conferiu ao estudo maior independência entre parques, logo coeficientes de correlação inferiores.

O passo seguinte foi a identificação das incertezas e sua quantificação. A incerteza técnica adoptada foi o valor assumido durante a fase de estudos para cada projecto, enquanto a incerteza na variabilidade futura do vento para 1 e 10 anos foi atribuída com base em estudos da variabilidade da velocidade do vento, depois convertida em energia.

O processo para quantificar a redução das incertezas devido ao estudo de portfólio foi realizado com recurso ao método de Pearson, onde novos valores de incerteza foram

calculados. Para este cálculo, os dados de entrada foram as incertezas de cada parque e o coeficiente de correlação anteriormente estabelecido.

A variabilidade anual da velocidade do vento possui um peso relevante na análise e no desenvolvimento deste método, já que surgem diferenças significativas no estudo de portfólio devido ao número de anos considerados. Dois horizontes temporais foram estabelecidos para este problema: o primeiro, onde, para a variabilidade futura a 1 ano, se registou uma redução da incerteza total de 6,5%, e o segundo, a 10 anos, com uma redução de 1,0%. Neste segundo caso, a baixa percentagem de redução é justificada pela proximidade que existe entre os parques e pelo reduzido valor que é assumido para a variabilidade futura do vento representado por períodos de 10 anos. Com isto, o peso pelo facto da incerteza técnica não ter sido estudada acentuou-se ainda mais.

De seguida, realizou-se um novo estudo com um parque hipotético, intencionalmente mais afastado, no qual a redução da incerteza total foi de 10,4%. Verificou-se uma redução da incerteza sem portfólio de 49 879 MWh/ano para 44 681 MWh/ano com portfólio.

Seguiu-se a avaliação da estimativa de produção associada a uma nova incerteza de portfólio. Em termos financeiros, é esta estimativa que é levada em conta e que permite melhores condições de financiamento, devido à redução da incerteza total associada aos parques. Por exemplo, com uma probabilidade de excesso de P90, a estimativa de energia a 1 ano resultado de um estudo de portfólio foi superior cerca de 1,6%. Há também uma relação causa-efeito neste ponto, a grande dependência entre os parques não trouxe grandes vantagens à associação da estimativa de produção final. A análise a 10 anos mostrou valores pouco significativos, explicado pelo facto de a incerteza técnica não ter sido considerada: se fossem levados em conta métodos de medição e de conversão, haveria uma redução ainda maior da incerteza total de portfólio.

Finalmente, de forma a avaliar a importância dos coeficientes de correlação e da potência nominal de cada parque para a matriz de covariância, manipulou-se o número de parques em estudo. O resultado comprovou a maior redução da incerteza total de portfólio devido à associação de parques com maior grau de independência e, adicionalmente, que parques com maior potência nominal têm mais importância no estudo de portfólio.

Respondendo à questão colocada inicialmente: haverá vantagens económico-financeiras no financiamento em vários parques eólicos dispersamente localizados, em vez do financiamento de cada projecto isoladamente? A resposta a esta pergunta é afirmativa. O processo pelo qual se procurou mitigar a incerteza de projecto permitiu reduzir, em todos os casos, a incerteza total. O financiamento do projecto, neste caso, terá como base melhores informações, de grande relevância para a decisão a tomar no investimento. Por outras palavras, a estimativa de produção é acompanhada de menores valores de incerteza.

O caso prático estudado, apesar da baixa dispersão geográfica dos parques, conseguiu comprovar as vantagens na associação de vários parques eólicos: redução da incerteza total.

7.2 Sugestões para trabalhos futuros

Em relação à dissertação desenvolvida, não foi encontrada uma forma de abordagem para comprovar a redução quantitativa da incerteza técnica. Se esta fosse estudada, reduziria a incerteza total de portfólio. A associação de vários parques eólicos também influencia a incerteza técnica, desde que os parques sejam projectados por diferentes entidades, isto é, com métodos de medição, processos de conversão e mecanismos distintos. Ainda neste âmbito, foi elaborada uma simulação virtual, onde se sugeria que uma forma de obter os coeficientes de correlação em termos de incerteza técnica, era sujeitar dois parques ao mesmo regime de ventos. Este processo não mostrou benefícios significativos na redução desta incerteza, já que os coeficientes de correlação de Pearson eram muito elevados, contrariando assim a ideia de independência subjacente ao estudo de um efeito de portfólio.

Em termos práticos, se dois parques, com o mesmo modelo de aerogerador, forem projectados pela mesma entidade, num ambiente virtual, todas as incertezas técnicas são numericamente iguais. Qual será então a vantagem deste estudo de efeito de portfólio se fossem consideradas diferentes incertezas técnicas?

A aplicação do método de Pearson para a redução da incerteza técnica tem uma grande dificuldade devido à incapacidade de se obter coeficientes de correlação entre os projectos.

Ainda neste trabalho de referir que os coeficientes de correlação são elevados, desta forma, seria interessante abordar um caso prático semelhante mas com coeficientes de correlação mais baixos, ou até com parques situados em diferentes países.

Por fim, sugere-se também o desenvolvimento de um trabalho de tese mais vasto, que elabore um estudo de efeito de portfólio assente não só em parques eólicos mas relacionando-o com outras fontes produtoras de energia eléctrica. Desta forma, procurar-se-á uma optimização da política energética com a combinação de locais de produção e tecnologias provenientes das renováveis e não-renováveis.

ANEXO I

Exemplo 1

Parque A	
Velocidade Média Mensal [m/s]	Mês do Ano
5,7	1
6,4	2
7,9	3
9	4
7	5
8,9	6
10	7
8	8
5,9	9
4	10
7	11
8	12

Parque A	
Produção Mensal [MWh]	Mês do Ano
3171	1
4838	2
5814	3
6150	4
4905	5
6333	6
6825	7
4995	8
3519	9
3131	10
4926	11
5394	12

Parque B	
Velocidade Média Mensal [m/s]	Mês do Ano
5	1
6	2
7,3	3
7,8	4
3,9	5
2,8	6
3	7
7,6	8
9,7	9
8,6	10
6,8	11
6,1	12

Parque B	
Produção Mensal [MWh]	Mês do Ano
2880	1
3752	2
4117	3
4750	4
2252	5
1653	6
1822	7
4500	8
5490	9
5291	10
4459	11
4034	12

Parque C	
Velocidade Média Mensal [m/s]	Mês do Ano
9	1
8	2
5,8	3
5,2	4
4	5
2,8	6
2	7
6,3	8
6,1	9
7	10
8	11
9	12

Parque C	
Produção Mensal [MWh]	Mês do Ano
5029	1
4998	2
4209	3
3678	4
3090	5
2345	6
1540	7
4091	8
4120	9
4602	10
5603	11
6695	12

Exemplo 2

Parque D	
Velocidade Média Mensal [m/s]	Mês do Ano
4,2	1
5,4	2
4,3	3
5,4	4
7	5
8,9	6
5,2	7
8	8
9,2	9
4	10
6,8	11
7,6	12

Parque D	
Produção Mensal [MWh]	Mês do Ano
4200	1
5130	2
3280	3
3907	4
7080	5
8490	6
5760	7
6900	8
8540	9
4678	10
5678	11
6357	12

Parque E	
Velocidade Média Mensal [m/s]	Mês do Ano
5	1
7,6	2
8,2	3
6,3	4
3,9	5
5,4	6
8,4	7
8,8	8
4,2	9
5,6	10
5,4	11
7,2	12

Parque E	
Produção Mensal [MWh]	Mês do Ano
3709	1
9062	2
8451	3
6631	4
4979	5
4169	6
8771	7
8385	8
5367	9
6284	10
6237	11
7955	12

Parque F	
Velocidade Média Mensal [m/s]	Mês do Ano
9	1
8	2
5,8	3
5,2	4
5,2	5
6,2	6
3,42	7
3,5	8
6,1	9
6	10
5	11
4	12

Parque F	
Produção Mensal [MWh]	Mês do Ano
6018	1
7356	2
6023	3
5653	4
3596	5
4203	6
2790	7
2529	8
4604	9
4895	10
3856	11
3479	12

ANEXO II

Parque	Potência Nominal [MW]	Localização
Parque A	40	Região Centro
Parque B	10	Região Centro-Norte, Interior
Parque C	15	Região Centro-Norte, Interior
Parque D	50	Região Norte, Alto Minho Interior
Parque E	20	Região Litoral Norte
Período de Análise:		Julho 2006 até Junho 2008

Anexo III

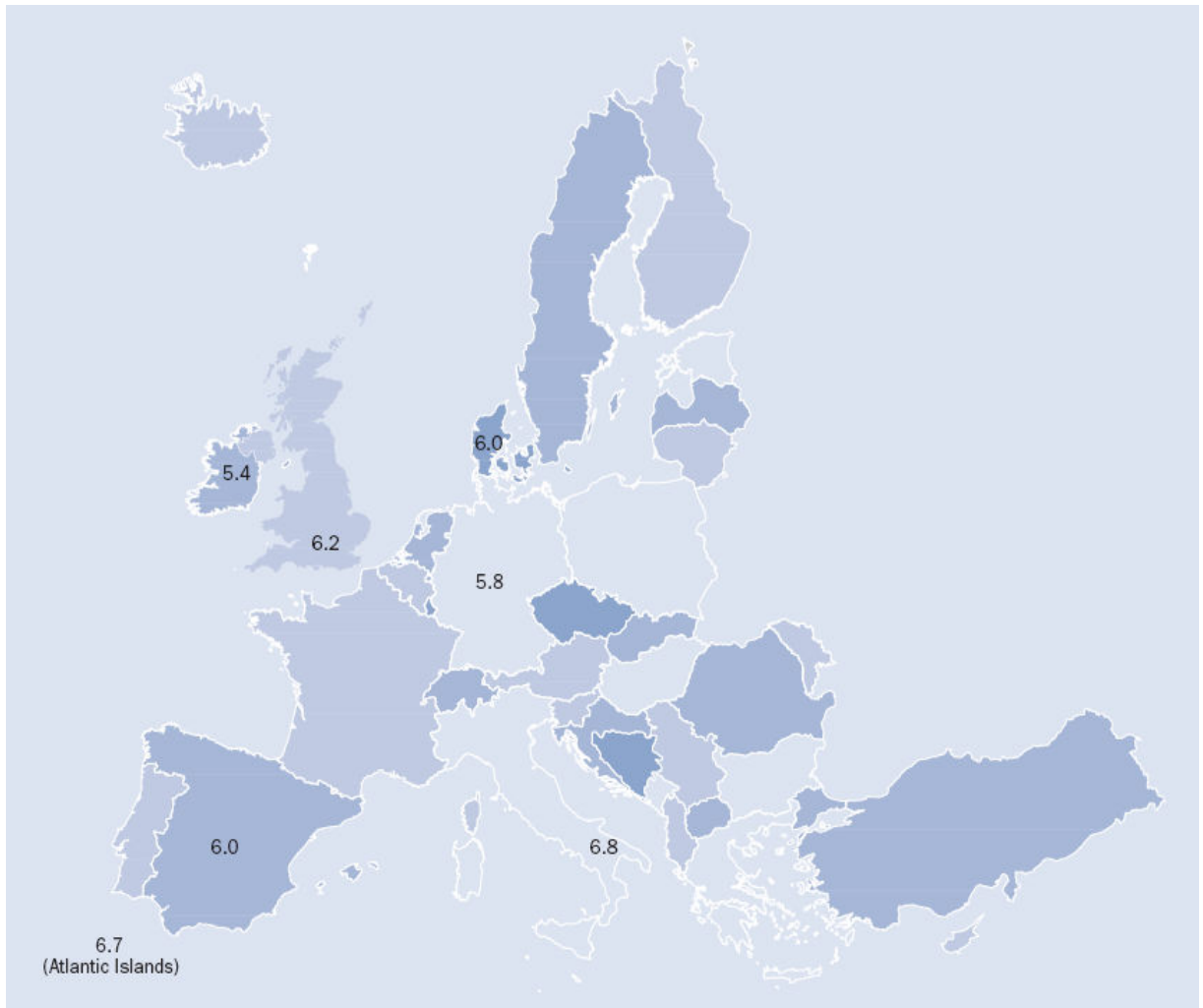


Figura 48– Mapa de vento da Europa, variações inter-anuais representadas como desvio padrão em percentagem da média[29]

Anexo IV

-Variabilidade Futura a 1 ano

Parque	ratio	inc. energia	Incerteza técnica		Variabilidade futura	
		inc. velocidade	inc. vel [%]	inc. energia [%]	inc. vel [%]	inc. energia [%]
Parque A	2,1		7,0%	14,5%	6,0%	12,4%
Parque B	2,2		6,4%	14,3%	6,0%	13,4%
Parque C	1,9		6,4%	12,1%	6,0%	11,3%
Parque D	1,5		6,9%	10,2%	6,0%	8,9%
Parque E	1,8		6,7%	11,9%	6,0%	10,7%

- Variabilidade Futura a 10 anos

Parque	ratio	inc. energia	Incerteza técnica		Variabilidade futura	
		inc. velocidade	inc. vel [%]	inc. energia [%]	inc. vel [%]	inc. energia [%]
Parque A	2,1		7,0%	14,5%	1,9%	3,9%
Parque B	2,2		6,4%	14,3%	1,9%	4,2%
Parque C	1,9		6,4%	12,1%	1,9%	3,6%
Parque D	1,5		6,9%	10,2%	1,9%	2,8%
Parque E	1,8		6,7%	11,9%	1,9%	3,4%

Anexo V

- Incerteza Técnica

Designação	Valor [%]
Calibração de anemómetros	0.5 – 3.0
Efeito de inclinação dos Anemómetros	0.5 – 4.0
Montagem do anemómetro (efeito braço)	0.2 – 3.0
Seleção do sítio de medição	0.2 – 3.0
Períodos de medição	0.3 – 3.0
Rosa dos Ventos	0,2 - 3,0
Avaliação dos dados	0.0 – 2.0
Incerteza do Modelo	1.0 – 10.0

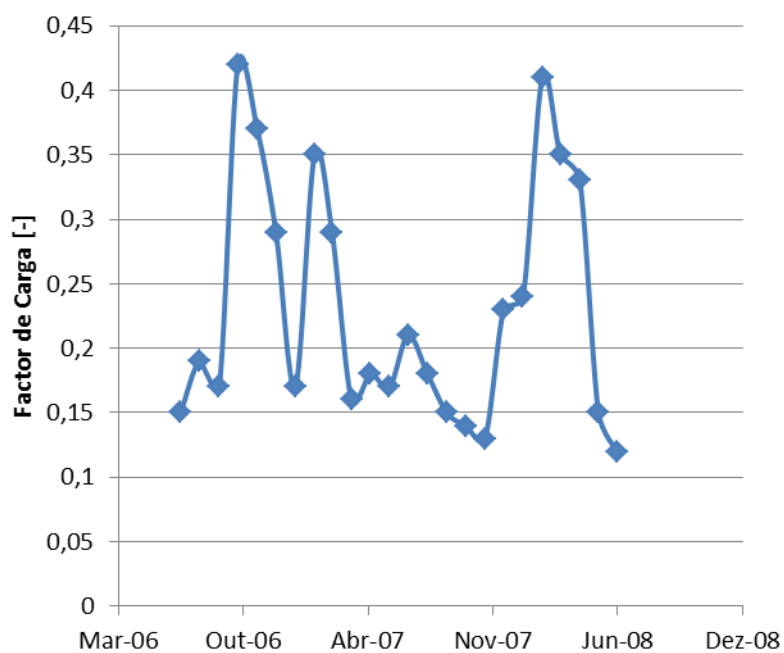
- Incerteza associada à variabilidade do Vento

Designação	Valor [%]
Variabilidade futura:	1 ano: 6,0
	10 anos: 1,9

Anexo VI

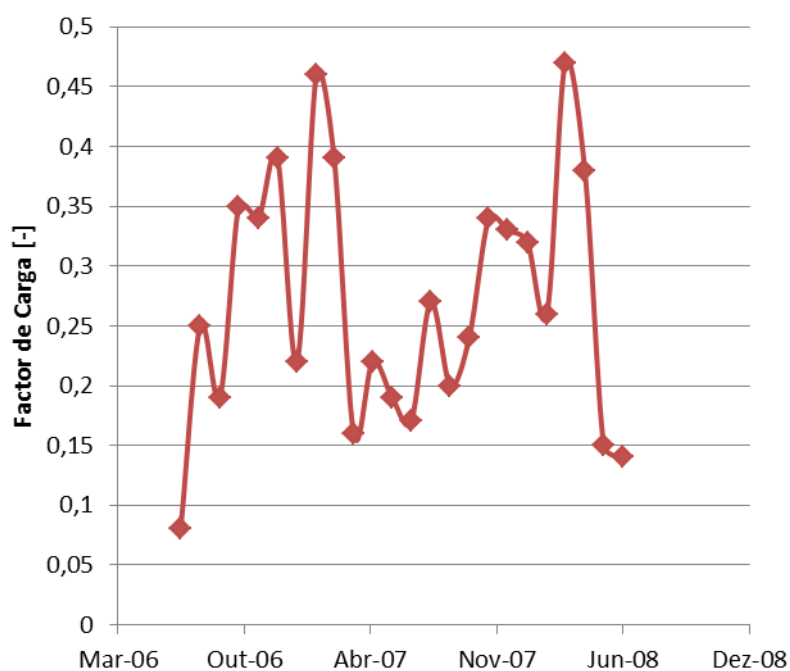
Parque A

Parque A	
Data	Factor de Carga
Jul-06	0,15
Ago-06	0,19
Set-06	0,17
Out-06	0,42
Nov-06	0,37
Dez-06	0,29
Jan-07	0,17
Fev-07	0,35
Mar-07	0,29
Abr-07	0,16
Mai-07	0,18
Jun-07	0,17
Jul-07	0,21
Ago-07	0,18
Set-07	0,15
Out-07	0,14
Nov-07	0,13
Dez-07	0,23
Jan-08	0,24
Fev-08	0,41
Mar-08	0,35
Abr-08	0,33
Mai-08	0,15
Jun-08	0,12



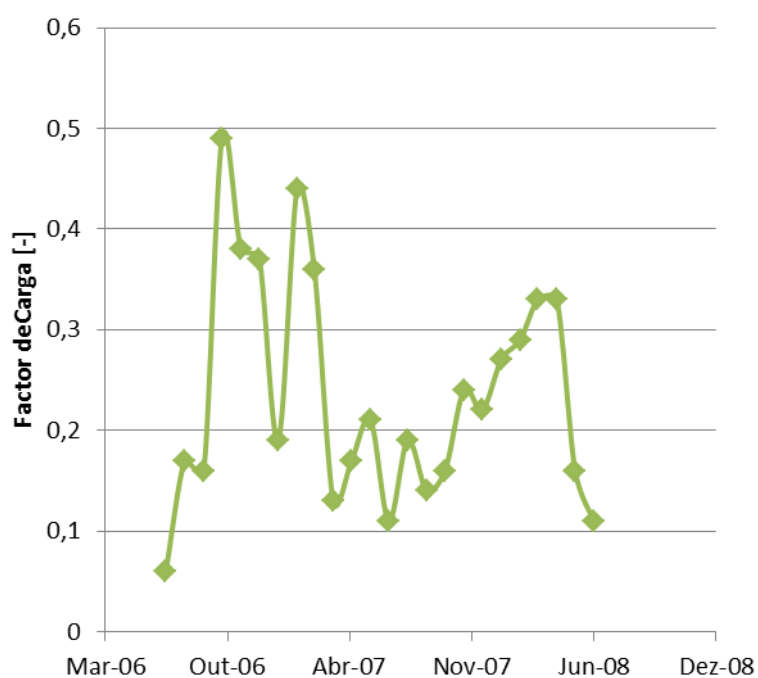
Parque B

Parque B	
Data	Factor de Carga
Jul-06	0,08
Ago-06	0,25
Set-06	0,19
Out-06	0,35
Nov-06	0,34
Dez-06	0,39
Jan-07	0,22
Fev-07	0,46
Mar-07	0,39
Abr-07	0,16
Mai-07	0,22
Jun-07	0,19
Jul-07	0,17
Ago-07	0,27
Set-07	0,20
Out-07	0,24
Nov-07	0,34
Dez-07	0,33
Jan-08	0,32
Fev-08	0,26
Mar-08	0,47
Abr-08	0,38
Mai-08	0,15
Jun-08	0,14



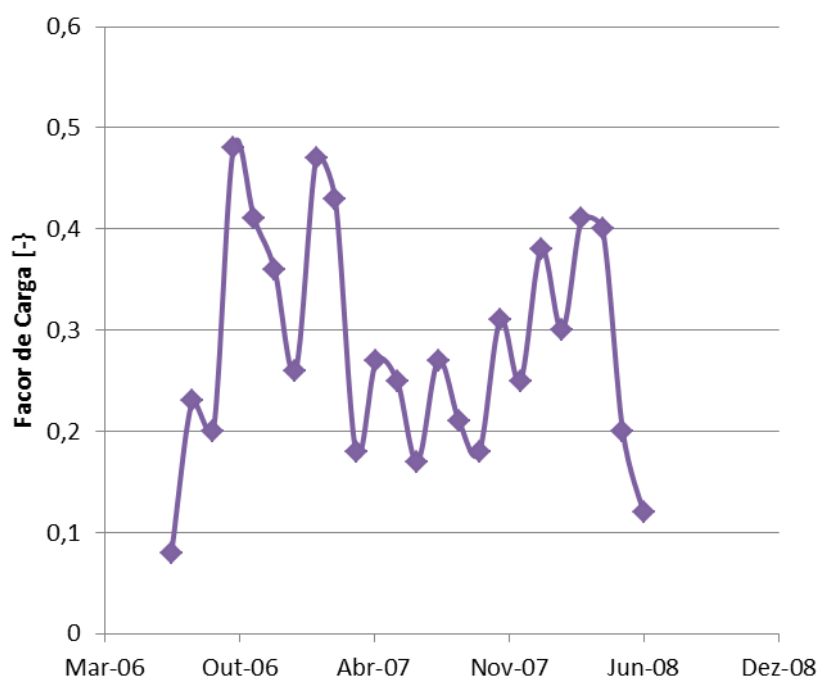
Parque C

Parque C	
Data	Factor de Carga
Jul-06	0,06
Ago-06	0,17
Set-06	0,16
Out-06	0,49
Nov-06	0,38
Dez-06	0,37
Jan-07	0,19
Fev-07	0,44
Mar-07	0,36
Abr-07	0,13
Mai-07	0,17
Jun-07	0,21
Jul-07	0,11
Ago-07	0,19
Set-07	0,14
Out-07	0,16
Nov-07	0,24
Dez-07	0,22
Jan-08	0,27
Fev-08	0,29
Mar-08	0,33
Abr-08	0,33
Mai-08	0,16
Jun-08	0,11



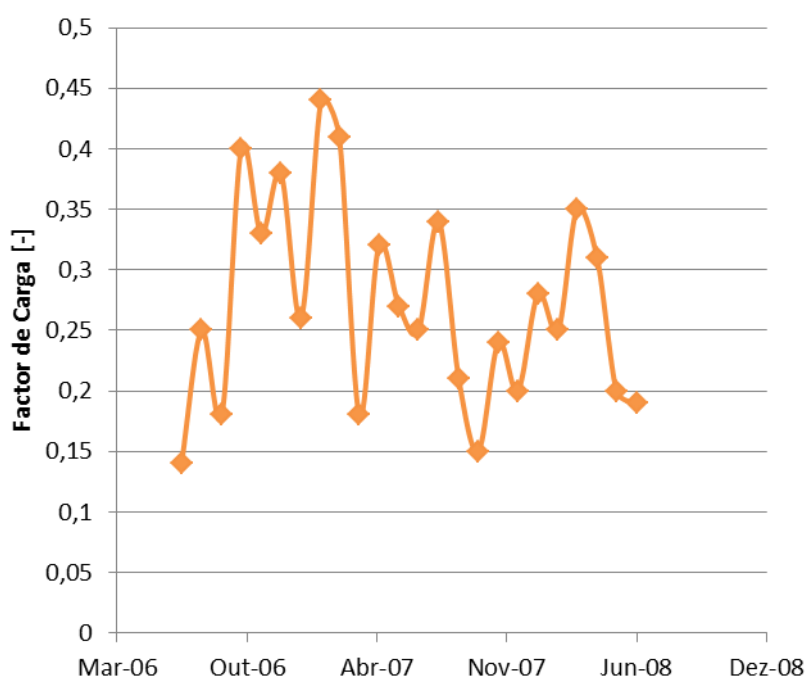
Parque D

Parque D	
Data	Factor de Carga
Jul-06	0,08
Ago-06	0,23
Set-06	0,20
Out-06	0,48
Nov-06	0,41
Dez-06	0,36
Jan-07	0,26
Fev-07	0,47
Mar-07	0,43
Abr-07	0,18
Mai-07	0,27
Jun-07	0,25
Jul-07	0,17
Ago-07	0,27
Set-07	0,21
Out-07	0,18
Nov-07	0,31
Dez-07	0,25
Jan-08	0,38
Fev-08	0,3
Mar-08	0,41
Abr-08	0,40
Mai-08	0,20
Jun-08	0,12



Parque E

Parque E	
Data	Factor de Carga
Jul-06	0,14
Ago-06	0,25
Set-06	0,18
Out-06	0,40
Nov-06	0,33
Dez-06	0,38
Jan-07	0,26
Fev-07	0,44
Mar-07	0,41
Abr-07	0,18
Mai-07	0,32
Jun-07	0,27
Jul-07	0,25
Ago-07	0,34
Set-07	0,21
Out-07	0,15
Nov-07	0,24
Dez-07	0,20
Jan-08	0,28
Fev-08	0,25
Mar-08	0,35
Abr-08	0,31
Mai-08	0,20
Jun-08	0,19

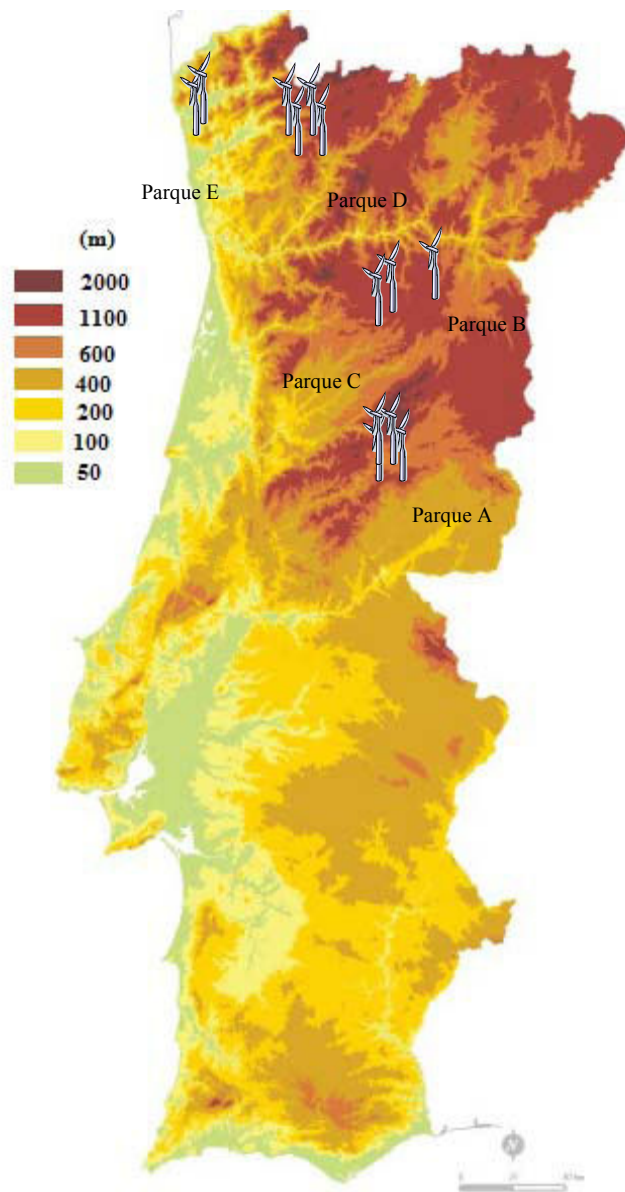


Anexo VII

Sem Portfólio		
Média	309 049	GWh/a
Desvio Padrão	49 879	GWh/a
P50	309 049	GWh/a
P75	275 410	GWh/a
P90	245 135	GWh/a
P99	193 028	GWh/a

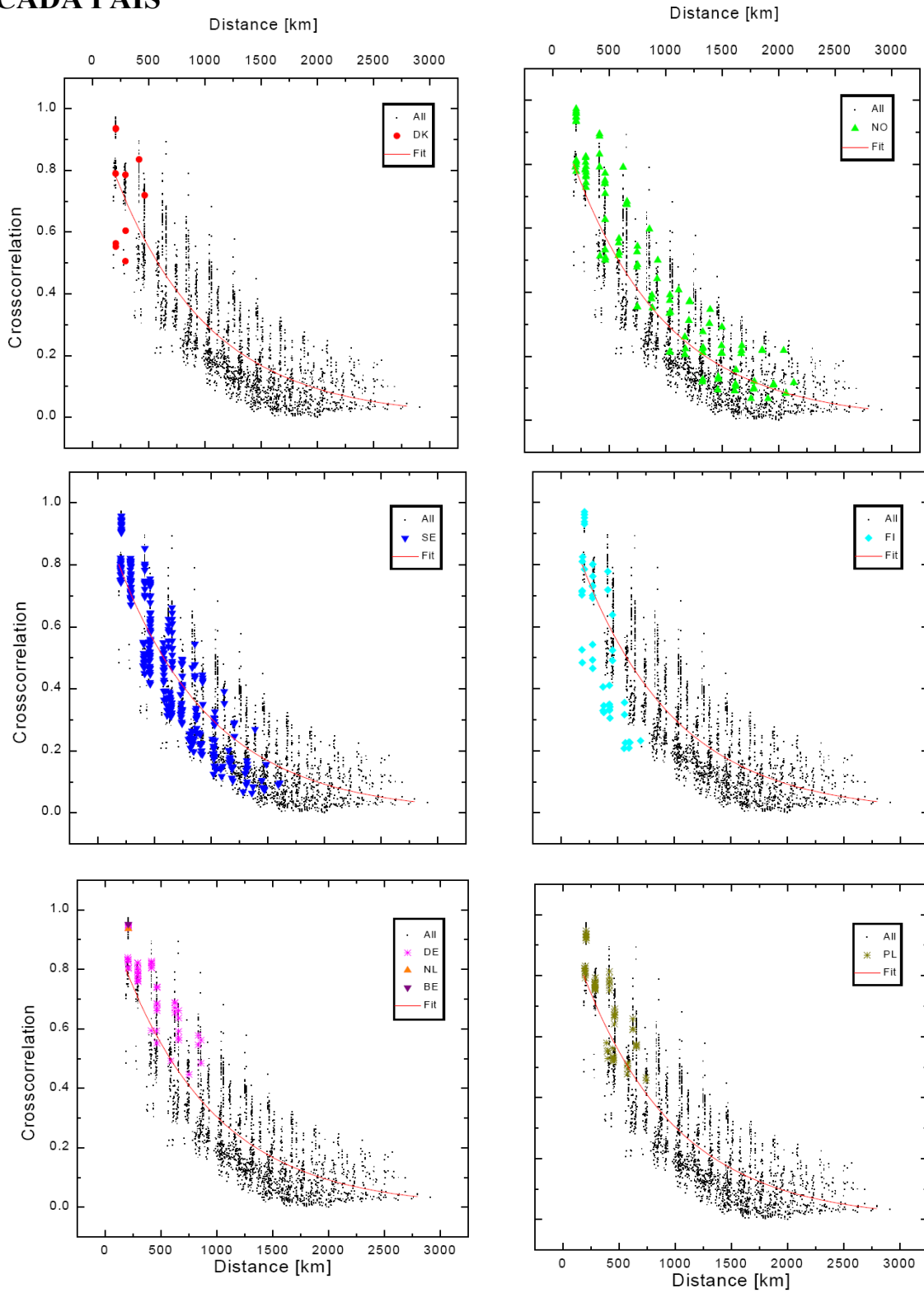
Com Portfólio		
Média	309 049	GWh/a
Desvio Padrão	46 667	GWh/a
P50	309 049	GWh/a
P75	277 572	GWh/a
P90	249 242	GWh/a
P99	200 484	GWh/a

Anexo VIII



ANEXO IX

CORRELAÇÃO Vs DISTÂNCIA ENTRE PONTOS DE REDE PARA CADA PAÍS



Referências Bibliográficas

- [1] - <http://www.apesen.pt/>, “Energia Solar Fotovoltaica”, 2010.
- [2] – Francis Johnson, ”Biomassa tropical e o mercado global de biocombustíveis”, Volume 4, Nº2, International Center for Trade and Sustainable development, 2008
- [3] – Paulo Costa e Ana Estanqueiro, “Potencial Eólico em Portugal Continental”, Departamento de Energias Renováveis do Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação - INETI, Lisboa, 2003.
- [4] – Sandra Marina Ribeiro Marinho, “A Energia Eólica e o Parque Eólico das Terras Altas de Fafe”, Instituto de Educação e Psicologia, Universidade do Minho, 2009.
- [5] - "Renováveis: Estatísticas e tecnologia Rápidas", Direcção Geral de Energia e Geologia, 2009.
- [6] - OCDE/IEA, Energy policies of IEA countries, Portugal, 2008 Review.
- [7] - Castro, Rui M. G., “Breve Caracterização do Sistema Eléctrico Nacional”, Energias Renováveis e Produção Descentralizada, IST, Edição 0, 2009.
- [8] – REN Rede Eléctrico Nacional, “A Energia Eólica em Portugal 2009”, 2009, site: www.portal-energia.com/downloads/estatisticas-renovaveis-set-out-2009.pdf
- [9] - "Renováveis: Estatísticas e Tecnologia Rápidas", Direcção Geral de Energia e Geologia, 2008.
- [10] – José Carlos Matos, “Potencial da Energia Eólica em Portugal”, INEGI, 2009.
- [11] - “Agência Lusa”, site: <http://oje.sapo.cv/canais-nao-ativos/analise/-renovaveis-lideram-investimento-no-sector-energetico2009>, 2009.
- [12] – Patrícia de Castro da Silva, “Sistema para tratamento, Armazenamento e Disseminação de dados de Vento”, 1999.
- [13] – Rui Castro, “Energias renováveis e produção descentralizada, introdução à energia eólica”, 2003.
- [14] – Patrícia de Castro da Silva, “Sistema para Tratamento, Armazenamento e Disseminação de Dados de Vento”, 2009
- [15] – Larissa de Mendonça Gomes Pinheiro, “Estudo da Geração Eólio-Eléctrica levando em consideração as características do vento, seus aspectos probabilísticos e influência do terreno”, Universidade Federal do Ceará, 2009.
- [16] - EWEA, “Wind power installed in Europe by the end of 2005”, 2005.
- [17] – Adriane Prisco Petry e Jussara M. Leite Mattuella, “Análise do Potencial Eólico e Estimativa da Geração de Energia empregando o Software Livre Alwin”, pp. 21-22, 2007.
- [18] – DGEG, Direcção Geral de Ecologia, “Caracterização Energética Nacional”, site: <http://www.dgge.pt>, 2009.
- [19] - <http://www.retscreen.net>, “Renewable Energy – Wind”, 2010.

- [20] – European Wind Energy Association, “The economics of wind energy”, Março 2009.
- [21] - J. M. Marco, C. Triviño, G. Gil, A. Garrad, L. Landberg, “How to determine the Portfolio Effect based on wind regime dependency: European examples”, Garrad Hassan.
- [22] – <http://www.wind-energy-the-facts.org/>, “Definition of Uncertainty in the Predicted Energy Production”, 2010.
- [23] – Aerogeradores ENERCON: Tecnologia e Assistência Técnica disponível em: www.enercon.de.
- [24] – Shimon Awerbuch, Spencer Yang, “Efficient electricity generating portfolios for Europe: maximising energy security and climate change mitigation”, Volume 12 N°2 2007.
- [25] – Shimon Awerbuch, “The Role of Wind Generation in Enhancing Scotland’s Energy Diversity and Security”, Airtricity, 2006.
- [26] - Keir Harman, Colin Morgan “Use of Regional Wind Energy índices to predict long-term wind farm production and to assess portfolio effect”, 2005.
- [27] – Gregor Giebel, “Equalizing Effects of the Wind Energy Production in Northern Europe Determined from Reanalysis Data”, 2000.
- [28] - M. Hermann, Mathias Henke, Dr. Patric. Kleineiman, “Portfolio Effect Diversified Renewable Energy Sources”, Lahmeyer International GmbH.
- [29] - EWEA, “The European Wind Energy Association, Wind Energy – The Facts”, 2009
- [30] - Ana Carla Langaro, Rafaelo Balbinot, “Viabilidade Técnica, Económica e Ambiental da Utilização da Energia Eólica no Brasil e no Paraná”, Junho 2008.
- [31]-
<http://www.richardseaman.com/Travel/NewZealand/Cities/Wellington/AroundAndAbout/index.html>, 2010.
- [32] – Alexandre Morais Lopes, “Produção Eólica e Enquadramento Técnico-Económico em Portugal”, 2009
- [33] - I. Trøen and E. L. Petersen, "European Wind Atlas," *Riso National Laboratory*, 1989.
- [34] - EWEA, “The European Wind Energy Association, Wind Energy – The Facts”, PART III, 2009
- [35] – International Standard, “Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines”, International Electrotechnical Commission, site: http://webstore.iec.ch/preview/info_iec61400-12-1%7Bed1.0%7Den.pdf
- [36] – Cristina Inês Camus, ”Energia Eólica ”, ISEL-DEA, 2007.