

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



**Ciências
ULisboa**

**Desenvolvimento de metodologias de agregação de
turbinas/centrais eólicas**

Miguel Pereira Bagorro Durão Correia

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Dissertação orientada por:
Professora Doutora Ana Isabel Lopes Estanqueiro
Mestre António Manuel Vitoriano Couto

2019

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer à minha família por todo o apoio demonstrado ao longo da minha vida. Um especial agradecimento aos meus pais e ao meu irmão, pela criação de todas as condições para o desenvolvimento das minhas capacidades, da passagem de valores essenciais para o meu sucesso e o apoio a qualquer momento, que permitiram o cumprimento dos meus objetivos pessoais e académicos.

De seguida, gostaria de agradecer à Verónica pelo companheirismo, motivação e crença nas minhas capacidades ao longo destes anos. Sem a sua presença, esta longa jornada teria sido muito mais difícil de ultrapassar.

O meu agradecimento vai também aos meus amigos mais chegados, pela compreensão das minhas ausências e apoio dado ao longo da minha vida, essenciais para o equilíbrio entre a vida pessoal e académica.

Agradeço a todos os meus colegas pela constante passagem de conhecimento através da discussão de múltiplos pontos de vista e experiências, o que permitiu o enriquecimento do meu percurso pessoal e académico. Um especial agradecimento ao Daniel, ao Miguel e ao Nuno, pelo companheirismo e amizade criada ao longo de todas as noites de trabalho e estudo.

Um agradecimento especial aos meus orientadores, Prof. Doutora Ana Estanqueiro e António Couto, pela orientação e tempo preciosos despendidos durante este trabalho, que permitiu uma imensa passagem de experiências e conhecimento. Graças a eles, tornei-me um estudante e profissional mais completo.

Por fim, endereço os meus agradecimentos à Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa e ao LNEG, por providenciarem todos os recursos e meios possíveis para o cumprimento do meu trabalho.

Resumo

A integração de energia eólica em larga escala tem criado diversos desafios aos operadores dos sistemas electroprodutores e aos seus produtores, devido ao seu carácter estocástico. Desta forma, têm sido desenvolvidas várias medidas e conceitos para permitir aumentar o valor, tanto ao nível técnico como ao nível financeiro, da produção de energia a partir desta fonte de energia renovável variável no tempo.

Neste âmbito, surge o conceito de agregação de turbinas (ou parques eólicos) que visa a definição de uma estratégia agregadora de despacho, dentro de uma determinada área de controlo, como forma de mitigar alguns dos impactos da energia eólica aproveitando a variabilidade espaço-temporal do seu recurso primário – o vento. Assim, e como reportado por vários autores, a aplicação de metodologias de agregação poderá reduzir as flutuações de produção de energia eólica, através do efeito estatístico de alisamento, e, colateralmente, melhorar a previsão de produção eólica, na vertente operacional, e reduzir os custos associados às penalizações impostas aos produtores num ambiente de mercado, na vertente financeira.

Nesta dissertação, é analisado um caso de estudo real, constituído por 99 turbinas distribuídas por 7 parques eólicos, para os anos de 2009, 2010 e 2011. Neste caso, são aplicadas diversas metodologias de agregação de carácter estatístico – *Single Unit Representation*, *Self Organizing Map* e *K-Medoids* - e probabilístico – *Probabilistic Clustering* - e analisados alguns parâmetros estatísticos relevantes no setor, tais como a percentagem de capacidade por classes de produção ou o gradiente horário de produção. De seguida, é aplicada uma técnica de previsão eólica de curto prazo, com um horizonte temporal de seis horas, que permite avaliar, para todas as metodologias de agregação, os desvios obtidos face à comparação com a produção eólica real e a redução dos custos associados às penalizações pagas pelos produtores, no contexto do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Assim, o principal objetivo deste trabalho é a identificação da metodologia de agregação que permita reduzir os erros na previsão da produção eólica e, conseqüentemente, possibilite uma estratégia agregadora de despacho com maiores benefícios para os produtores eólicos em ambiente de mercado, com a redução dos custos operacionais do sistema.

Com este trabalho, as conclusões retiradas permitem demonstrar a importância e vantagem da aplicação das metodologias de agregação no funcionamento do sistema electroprodutor ou dentro de uma região de controlo. Quando comparados com os resultados do cenário de participação desagregada (*i.e.* cenário atual), assiste-se a uma melhoria dos parâmetros técnicos e financeiros analisados para os parques eólicos pertencentes ao caso de estudo, quando estrategicamente agregados.

Palavras-Chave: Integração de energia eólica em larga escala, Agregação de turbinas ou parques eólicas, Efeito estatístico de alisamento, Previsão de produção eólica, Estratégia agregadora de despacho

Abstract

The large-scale integration of wind energy has created a number of challenges for operators of power systems and their producers due to the stochastic nature of this renewable energy source. To deal with this intrinsic feature of wind power, a number of measures and new concepts have been developed to increase its value, both at a technical and economic level.

In this sense, the aggregation of wind turbines (or wind farms) concept arose as an opportunity to exploit spatio-temporal variability of the wind as a way to mitigate some of the impacts of wind energy. Using this concept, it can be possible to define a dispatch aggregation strategy, within a given control area, which can allow reducing the wind power production fluctuations, through the so-called statistical power smoothing effect. Collaterally, it is also expected significant improvements in the wind production forecast performance (operational context), as well as reductions in the costs associated with the penalties imposed on producers in a market environment (economic context).

For this dissertation, a real case study, consisting of 99 turbines distributed by 7 wind parks, is analyzed for the years 2009, 2010 and 2011. Different statistical aggregation methodologies are applied - Single Unit Representation, Self-Organizing Map and K-Medoids - and probabilistic - Probabilistic Clustering - and some relevant statistical parameters in the sector, such as the percentage of capacity or step change were analyzed. Next, a short-term wind forecasting technique is applied, with a time horizon of six hours, which allows to evaluate for all the methodologies the deviations obtained from the comparison with the actual wind production and the associated costs reduction to the penalties paid by producers, in the context of the Iberian Electricity Market (MIBEL). Thus, the main objective of this work is the identification of the aggregation methodology that enables to reduce the wind production forecast errors enabling a dispatch aggregation strategy with superior benefits for the wind producers in the market environment, and, at the same time, with the less costs for the whole operating system.

With this work, the conclusions drawn show the importance and advantage of the application of the aggregation methodologies in the operation of the power system or within a control region. When compared to the results of the disaggregated participation scenario (i.e., the current situation), there is an improvement in the technical and financial parameters analyzed for the wind parks belonging to the case study, when strategically aggregated.

Keywords: Large-scale integration of wind energy, Aggregation of turbines or wind parks, Statistical power smoothing effect, Wind power forecast, Dispatch aggregation strategy

Índice

Agradecimentos.....	ii
Resumo.....	iii
Abstract.....	iv
Índice de Figuras.....	vii
Índice de Tabelas.....	xi
Simbologia e Notações.....	xii
Capítulo 1 – Introdução.....	1
1.1. Panorama atual da energia eólica.....	1
1.2. Enquadramento e motivação da dissertação.....	2
1.3. Objetivos da dissertação.....	3
1.4. Estrutura da dissertação.....	3
Capítulo 2 – Integração em larga escala de energia eólica num SE.....	5
2.1. Efeito estatístico de alisamento de produção eólica.....	5
2.2. Impacto da agregação na previsão de produção eólica.....	7
2.3. Rampas de produção.....	9
2.4. Agregação de parques eólicos em novos paradigmas de gestão da produção renovável variável no tempo.....	11
2.4.1. Serviços de sistema.....	11
2.4.2. Centrais Renováveis Virtuais (CRV).....	12
2.4.3. Aplicação de <i>Wind Power Plant Clusters</i>	12
Capítulo 3 – Participação de energia eólica em larga escala nos mercados de eletricidade.....	14
3.1. Mercado de eletricidade.....	14
3.1.1. Mercado diário.....	15
3.1.2. Mercado a prazo.....	16
3.1.3. Mercado de serviços de sistema.....	16
3.2. Mercado de reservas.....	17
Capítulo 4 – Metodologias.....	19
4.1. Avaliação do caso de estudo e metodologias de agregação.....	19
4.2. Desenvolvimento e aplicação de metodologias de agregação.....	23
4.2.1. <i>Single Unit Representation</i>	23
4.2.1. <i>Self Organizing Map</i> (SOM).....	26
4.2.3. Algoritmo K-Medoids.....	27
4.2.4. Agrupamento Probabilístico (<i>Probabilistic Clustering</i>).....	29
4.3. Metodologia de previsão de produção eólica de curto prazo.....	30
4.4. Impacto financeiro das metodologias de agregação.....	33
Capítulo 5 – Caso de estudo e análise de resultados.....	35
5.1. Caso de estudo.....	35
5.2. Aplicação e avaliação técnica das metodologias de agregação.....	40

5.2.1. <i>Single Unit Representation</i>	41
5.2.2. <i>Self Organizing Map</i> (SOM).....	44
5.2.3. Algoritmo K-Medoids.....	51
5.2.4. Agrupamento Probabilístico (<i>Probabilistic Clustering</i>).....	58
5.3. Previsão de produção eólica de curto prazo.....	62
5.3.1. Previsão eólica com base no cenário de referência.....	63
5.3.2. Previsão eólica com base na metodologia SUR.....	64
5.3.3. Previsão com base na metodologia <i>Self Organizing Map</i> (SOM).....	65
5.3.4. Previsão eólica com base na metodologia K-Medoids.....	67
5.3.5. Previsão com base na metodologia <i>Probabilistic Clustering</i>	69
5.4. Identificação dos benefícios técnicos-económicos das metodologias de agregação.....	70
Capítulo 6 – Conclusões e desenvolvimentos futuros.....	74
Capítulo 7 - Referências Bibliográficas.....	77
Anexo I – Serviços de sistema.....	I
Anexo II – Centrais Renováveis Virtuais.....	III
Anexo III – Estudo da ocorrência de velocidade do recurso acima da velocidade de corte.....	IV

Índice de Figuras

Figura 1.1: Evolução da capacidade eólica instalada em Portugal	1
Figura 2.1: Evolução do efeito estatístico de alisamento com o aumento do número de parques analisadas.....	6
Figura 2.2: Correlação de turbinas eólicas em função da distância	7
Figura 2.3: Diferença do RMSE de parques eólicos analisados individualmente e agregados	8
Figura 2.4a: Evolução do desvio padrão de parques eólicos agregados em função do tempo de previsão e da dimensão da região em análise.....	9
Figura 2.4b: Evolução do desvio-padrão de parques eólicos agregados em função da dimensão da região em estudo.....	9
Figura 2.5: Exemplo da ocorrência de uma rampa de produção positiva	9
Figura 2.6: Processo de padronização na deteção da ocorrência de rampas de produção	10
Figura 2.7: Distribuição acumulativa da frequência de rampas em intervalos de 10-15 minutos, em diferentes sistemas electroprodutores.....	11
Figura 2.8: Curva de Duração de Produção Eólica nas regiões analisadas	13
Figura 3.1: Definição do preço de eletricidade em MIBEL	15
Figura 3.2: Estrutura do mercado de eletricidade intradiário	16
Figura 3.3: Custos de reservas para diferentes geografias e horizontes temporais	18
Figura 4.1: Histogramas da velocidade do vento de duas localizações distintas.....	20
Figura 4.2: Exemplo de Rosa dos Ventos	20
Figura 4.3: Probabilidade de Ocorrência de Gradiente de Produção	21
Figura 4.4: Avaliação da potência e velocidade média e respetivo desvio-padrão para cada turbina em estudo	23
Figura 4.5: Comparação da curva de potência normalizada para turbinas individuais e múltiplas turbinas	24
Figura 4.6: Gráfico de dispersão da curva de potência de um parque eólico (figura à esquerda), e os resultados segundo a metodologia de <i>Single Unit Representation</i> (figura à direita).....	24
Figura 4.7: : Representação esquemática dos principais passos da metodologia de <i>Single Unit Representation</i>	25
Figura 4.8: Estrutura de uma Rede Neuronal Artificial	26
Figura 4.9: Exemplo de grelha gerada pela técnica SOM	26
Figura 4.10: Representação esquemática dos principais passos da metodologia de <i>Self- Organizing Map</i>	27
Figura 4.11: Avaliação da distância entre agrupamentos segundo o critério de <i>Silhouette</i>	28
Figura 4.12: Representação esquemática dos principais passos da metodologia K-Medoids com critério <i>Silhouette</i>	28

Figura 4.13: Probabilidade anual registada para cada agregado do estudo	29
Figura 4.14: Representação esquemática dos principais passos da metodologia de <i>Probabilistic Clustering</i>	30
Figura 4.15: Estrutura da Rede Neuronal utilizada na metodologia de previsão de curto prazo	31
Figura 4.16: Representação esquemática dos principais passos da metodologia de previsão com uma rede neuronal artificial	31
Figura 4.17: Representação esquemática dos principais passos da metodologia de avaliação financeira das metodologias de agregação	34
Figura 5.1: Localização dos parques eólicos em análise	35
Figura 5.2: Semana com perfil de produção médio máximo (22 - 29 Janeiro de 2009)	36
Figura 5.3: Semana com perfil de produção médio mínimo (16 - 23 de Setembro de 2010)	36
Figura 5.4: Percentagem de ocorrência da velocidade do vento para os PEs do caso de estudo	37
Figura 5.5: Rosa dos Ventos da região em estudo	38
Figura 5.6: Frequência de ocorrência da percentagem da capacidade dos parques do caso de estudo.....	38
Figura 5.7: Número de ocorrências do gradiente de produção normalizado do caso de estudo	39
Figura 5.8: Valores médios e desvio padrão da velocidade do vento (azul) e potência (vermelho) - Visão geral do caso de estudo.....	40
Figura 5.9: Base de dados de potência e velocidade do vento de todas as turbinas eólicas durante 2009 e 2010.....	41
Figura 5.10: Curvas de potência média total e dos diferentes agregados após aplicação da metodologia SUR	41
Figura 5.11: Frequência de ocorrência da percentagem da capacidade dos agregados para a metodologia SUR	42
Figura 5.12 Diagramas de caixa e bigodes dos valores da potência horária dos agregados da metodologia SUR	42
Figura 5.13: Número de ocorrências do gradiente de produção normalizado para a metodologia SUR.....	43
Figura 5.14: Valores médios e desvio padrão da velocidade do vento (azul) e potência (vermelho) - Visão geral do SUR	44
Figura 5.15: Distribuição geográfica dos agregados obtidos com a metodologia SOM com base nos dados de velocidade do recurso	45
Figura 5.16: Frequência de ocorrência da percentagem da capacidade dos agregados para o SOM com dados de entrada de velocidade do recurso	45
Figura 5.17: Potência dos Agregados do SOM com dados de entrada de velocidade do recurso	46
Figura 5.18: Número de ocorrências do Gradiente de Produção Normalizado do SOM com dados de entrada de velocidade do recurso	47

Figura 5.19: Valores médios e desvio padrão da velocidade do vento (azul) e potência (vermelho) - Visão Geral do SOM com dados de entrada de velocidade do recurso	47
Figura 5.20: Distribuição geográfica dos agregados obtidos com a metodologia SOM com base nos dados de potência	48
Figura 5.21: Frequência de ocorrência da percentagem da capacidade dos agregados para a metodologia SOM com dados de entrada de potência.....	49
Figura 5.22: Potência dos Agregados do SOM com dados de entrada de potência	49
Figura 5.23: Número de ocorrências do Gradiente de Produção Normalizado do SOM com dados de entrada de potência	50
Figura 5.24: Valores médios e desvio padrão da velocidade do vento (azul) e potência (vermelho) - Visão Geral do SOM com dados de entrada de potência	51
Figura 5.25: Distribuição geográfica dos agregados obtidos com a metodologia K-Medoids com critério <i>Silhouette</i> e com base nos dados de velocidade do recurso	52
Figura 5.26: Frequência de ocorrência da percentagem da capacidade dos agregados para o K-Medoids com critério <i>Silhouette</i> e dados de entrada da velocidade do vento.....	52
Figura 5.27: Potência dos Agregados para o K-Medoids com critério <i>Silhouette</i> e dados de entrada da velocidade do vento	53
Figura 5.28: Número de ocorrências do Gradiente de Produção Normalizado para o K-Medoids com critério <i>Silhouette</i> e dados de entrada de velocidade do vento	54
Figura 5.29: Valores médios e desvio padrão da velocidade do vento (azul) e potência (vermelho) - Visão Geral para o K-Medoids com critério <i>Silhouette</i> e dados de entrada de velocidade do recurso.....	54
Figura 5.30: Distribuição geográfica dos agregados obtidos com a metodologia provenientes do K-Medoids com base nos dados de potência	55
Figura 5.31: Frequência de ocorrência da percentagem da capacidade dos agregados para o K-Medoids com critério <i>Silhouette</i> e dados de entrada de potência	56
Figura 5.32: Potência dos Agregados para o K-Medoids com critério <i>Silhouette</i> e dados de entrada de potência	56
Figura 5.33: Número de ocorrências do Gradiente de Produção Normalizado para o K-Medoids com critério <i>Silhouette</i> e dados de entrada de potência	57
Figura 5.34: Valores médios e desvio padrão da velocidade do vento (azul) e potência (vermelho) - Visão Geral para o K-Medoids com critério <i>Silhouette</i> e dados de entrada de potência	57
Figura 5.35: Probabilidade de Ocorrência dos Agregados para a metodologia <i>Probabilistic Clustering</i>	58
Figura 5.36: Distribuição geográfica dos agregados obtidos com a metodologia <i>Probabilistic Clustering</i>	59
Figura 5.37: Frequência de ocorrência da percentagem da capacidade dos agregados para o <i>Probabilistic Clustering</i>	60
Figura 5.38: Potência dos Agregados para o <i>Probabilistic Clustering</i>	60

Figura 5.39: Número de ocorrências do Gradiente de Produção Normalizado para o <i>Probabilistic Clustering</i>	61
Figura 5.40: Valores médios e desvio padrão da velocidade do vento (azul) e potência (vermelho) - Visão Geral para o <i>Probabilistic Clustering</i>	61
Figura 5.41: NRMSE de acordo com o número de neurónios da rede neuronal. DE representa a dimensão da camada de entrada (neste caso é igual a seis).....	62
Figura 5.42: Capacidade nominal dos parques eólicos e resultados da previsão de produção eólica de curto prazo para o cenário de referência	63
Figura 5.43: Capacidade nominal dos agregados e resultados da previsão de produção eólica de curto prazo para a metodologia SUR	64
Figura 5.44: Capacidade nominal dos agregados e resultados da previsão de produção eólica de curto prazo para a metodologia SOM (Velocidade)	65
Figura 5.45: Capacidade nominal dos agregados e resultados da previsão de produção eólica de curto prazo para a metodologia SOM (Potência).....	66
Figura 5.46: Capacidade nominal dos agregados e resultados da previsão de produção eólica de curto prazo para a metodologia K-Medoids (Velocidade)	67
Figura 5.47: Capacidade nominal dos agregados e resultados da previsão de produção eólica de curto prazo para a metodologia K-Medoids (Potência).....	68
Figura 5.48: Capacidade nominal dos agregados e resultados da previsão de produção eólica de curto prazo para a metodologia <i>Probabilistic Clustering</i>	69
Figura 5.49: Máximo do módulo do Gradiente de produção horário das diferentes metodologias de agregação: * valores pontuais; linha contínua do invólucro convexo	70
Figura 5.50: Valores dos parâmetros estatísticos obtidos para as previsões e seu impacto financeiro de acordo com as diferentes metodologias de agregação: gráfico de barras corresponde ao valor médio, e os círculos a amarelo ao valor de cada agregado.....	71
Figura I.1: Processo de ativação das reservas	I
Figura III.1: Percentagem de registos de velocidade do vento acima da velocidade de corte para o cenário de referência	IV
Figura III.2: Percentagem de registos de velocidade acima da velocidade de corte para o SOM com base nos dados de entrada da velocidade do vento	V
Figura III.3: Percentagem de registos de velocidade acima da velocidade de corte para o SOM com base nos dados de entrada da potência.....	V
Figura III.4: Percentagem de registos de velocidade acima da velocidade de corte para o K-Medoids com critério <i>Silhouette</i> e dados de entrada da velocidade do vento	VI
Figura III.5: Percentagem de registos de velocidade acima da velocidade de corte para o K-Medoids com critério <i>Silhouette</i> e dados de entrada da potência	VI
Figura III.6: Percentagem de registos de velocidade acima da velocidade de corte para o <i>Probabilistic Clustering</i>	VII

Índice de Tabelas

Tabela 1.1: Evolução da penetração eólica no sistema electroprodutor nacional no período 2009-2017	2
Tabela 5.1: Características dos parques eólicos do caso de estudo	35
Tabela 5.2: Resumo das metodologias de agregação aplicadas nesta dissertação.....	40
Tabela 5.3: Agregados para a metodologia SOM com dados de entrada de velocidade do vento.....	44
Tabela 5.4: Agregados para a metodologia SOM com dados de entrada de potência.....	48
Tabela 5.5: Agregados para a metodologia K-Medoids com critério <i>Silhouette</i> e dados de entrada de velocidade do recurso	51
Tabela 5.6: Agregados para a metodologia K-Medoids com critério <i>Silhouette</i> e dados de entrada de potência	55
Tabela 5.7: Agregados para a metodologia <i>Probabilistic Clustering</i>	59

Simbologia e Notações

MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
SE	Sistema Eletroprodutor
NEP's	Número de horas anuais equivalentes à potência nominal
CRV	Central Renovável Virtual
TSO	Operador do Sistema de Transmissão
$\sigma_{P_{WP}}$	Desvio Padrão da Produção num Parque Eólico
$\sigma_{P_{WT}}$	Desvio Padrão da Produção numa Turbina Eólica
RMSE	<i>Root-Mean Square Error</i>
MAE	<i>Mean Absolute Error</i>
REN	Rede Elétrica Nacional
RNT	Rede Nacional de Transporte
WPPC	<i>Wind Power Plant Cluster</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português)
SEN	Sistema Elétrico Nacional
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
UC	<i>Unit Commitment</i>
DA	<i>Day-Ahead</i>
$P_{média}$	Potência Eólica Média
P_t	Potência Eólica no instante t
$V_{média}$	Velocidade Média do vento
v_t	Velocidade no instante t do vento
P_{DP}	Desvio-Padrão associado à potência eólica
V_{DP}	Desvio-Padrão associado à velocidade
SUR	<i>Single Unit Representation</i>
SOM	<i>Self Organizing Map</i>
P_{TR}	Potência Eólica da Turbina Representativa
RNA	Redes Neurais Artificiais

d_e	Distância Euclidiana
K	Número ótimo de agregados
HT	Horizonte Temporal de Previsão
NRMSE	<i>Normalized Root-Mean Square Error</i>
NH	Número de Intervalos Horários
ρ	Correlação de Pearson
PE	Parque Eólico
w_s	<i>Wind Speed</i>
DE	Dimensão da Camada de Entrada
CN	Custo Normalizado
DSM	<i>Demand Side Management</i>
GGs	Gestor Global de Sistema
VRE	<i>Variable Renewable Energy</i>

Capítulo 1 – Introdução

1.1. Panorama atual da energia eólica

A integração de energia eólica no sistema electroprodutor (SE) tem crescido exponencialmente, com cada vez mais países a apostar neste tipo de tecnologia como uma das principais fontes energéticas, tornando-o fortemente dependente de fontes variáveis no tempo, que apresentam atualmente, uma previsibilidade relativamente reduzida. Este facto tem, como principais consequências, o aumento da complexidade de toda a gestão operacional do sistema elétrico [1]. Inerente a esta aposta, a capacidade instalada de tecnologia eólica tem subido ano após ano, aumentando não só o número de turbinas eólicas ligadas à rede elétrica, mas também o território que estas ocupam [2]. Em 2016, os parques eólicos conseguiram suportar 10,4% do consumo de energia na União Europeia [3] e na ordem dos 25% do consumo energético português [4], seguindo “*uma aposta estratégica da política europeia e nacional nos recursos endógenos e renováveis tendo em vista a diversificação das fontes, melhoria da segurança de abastecimento, redução da dependência energética e redução do impacto ambiental do sistema electroprodutor*” [5].

Numa retrospectiva histórica, no âmbito mundial, em 2016, a geração de potência eólica representou 487 GW [3], permitindo suprir cerca de 4% do consumo de energia [6]. Para atingir estes valores, houve uma grande contribuição por parte da União Europeia através da criação da Diretiva 2009/28/CE [7] que estabeleceu para 2020, uma meta de 20% da energia obtida proveniente deste tipo de fontes. Para tal, no setor eólico, foi realizado um investimento total de 27,5 biliões de euros, representando 86% de todas as novas centrais de produção através de fontes renováveis construídas na Europa [8].

Para o caso nacional, as condições climáticas aliadas às condições orográficas e as políticas governamentais que visam a redução do impacto ambiental das centrais convencionais, dependência energética, diversificação das fontes e a melhoria contínua do abastecimento energético [5], promoveram a implementação em larga escala da tecnologia eólica [6]. No entanto, nos últimos anos, o investimento em novos parques eólicos apresenta uma tendência decrescente, como se pode observar pela Figura 1.1, com a potência instalada, em Portugal, a ser praticamente constante a partir de 2016.

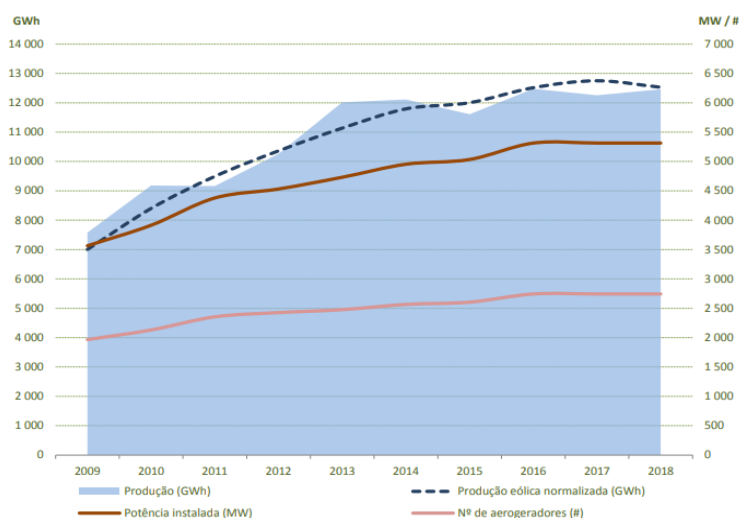


Figura 1.1: Evolução da capacidade eólica instalada em Portugal [9].

No início de 2018, Portugal tinha instalado, no seu território, 5 313 MW de potência eólica, distribuídos por 257 parques e 2 743 aerogeradores ligados à rede elétrica [9]. Desta forma, como também se pode observar na Tabela 1.1, e dado que a penetração de energia eólica no SE nacional tem registado, em média, valores próximos de 25% [9] e, instantaneamente, já ter apresentado valores superiores a 100% [6], torna-se imperativo o desenvolvimento de soluções que permitam uma melhoria substancial no valor da energia produzida por este tipo de tecnologia estocástica, nomeadamente no que diz respeito à sua capacidade de gestão economicamente otimizada, para a manutenção da viabilidade e robustez da sua operação, mesmo em situações de integração em larga escala.

Tabela 1.1: Evolução da penetração eólica no sistema electroprodutor nacional no período 2009-2017 [9].

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Produção (GWh)	7 577	9 182	9 162	10 260	12 015	12 111	11 608	12 474	12 253
Potência Instalada (MW)	3 564	3 914	4 378	4 531	4 731	4 953	5 034	5 313	5 313
NEPs	2 126	2 346	2 093	2 264	2 540	2 445	2 306	2 348	2 306
Nº de parques	215	225	236	240	244	245	255	257	257
Nº aerogeradores	1 966	2 130	2 354	2 426	2 476	2 565	2 604	2 743	2 743

1.2. Enquadramento e motivação da dissertação

Devido ao carácter estocástico do seu recurso, o impacto da integração da produção eólica em larga escala nos SEs tem vindo a ser continuamente analisado, de forma a que esta fonte de energia seja o mais viável possível, ao nível operacional e económico. Para tal, têm sido utilizadas simulações do sistema elétrico, com recurso a modelos matemáticos, que têm como objetivo a agregação estatística das turbinas/parques eólicos numa zona de controlo ou central renovável virtual (CRV), permitindo a representação fidedigna do comportamento das mesmas através da informação de um número mais reduzido de turbinas/parques eólicos. Assim, a agregação de turbinas eólicas (*“wind power clusters”*) espacialmente dispersas entre si, tem como principais vantagens *“(…) a redução da duração de simulação, a redução da complexidade dos modelos de parques eólicos e representação precisa do seu comportamento dinâmico”* [10]. Colateralmente, um dos principais benefícios das metodologias de agregação é a redução das flutuações da produção de energia eólica, tirando partido da variabilidade espaço-temporal do seu recurso primário – a velocidade do vento. Desta forma, é possível revelar características de produção associadas a clima regional e/ou à orografia que podem ser usadas para promover o efeito estatístico de alisamento da produção (*“statistical power smoothing effect”*) [11], indicando, *e.g.*, futuras conexões (físicas ou virtuais numa CRV) de parques eólicos com correlação fortemente negativa (*“anti correlacionados”*). Este passo é particularmente importante para a elaboração de uma estratégia agregadora de despacho que seja capaz de minimizar as flutuações da energia, contribuindo para transformar a produção de energia eólica numa fonte de energia mais confiável, permitindo assumir mais responsabilidade no sistema electroprodutor através do fornecimento de uma gama completa de serviços de suporte de rede, *e.g.*, participação no mercado de balanço.

Outro aspeto fulcral reportado por diversos autores [12]-[15] é a melhoria na previsão eólica associada a agregação de parques eólicos, que pode, *e.g.*, aumentar a rentabilidade dos produtores num ambiente de mercado de eletricidade liberalizado por via da redução dos custos associados às penalizações por

défi ce ou excesso de produção impostas aos produtores, o que implicará uma melhor gestão das reservas do SE.

Assim, torna-se crucial o desenvolvimento e implementação de novas metodologias de agregação, que permitam melhorar a integração de fontes de energia estocástica, assegurando *i*) a robustez do SE e o cumprimento de todas as normas e *ii*) todo o potencial das mais-valias para os produtores e consumidores.

1.3. Objetivos da dissertação

O objetivo desta dissertação consiste no desenvolvimento e aplicação de metodologias, tendo em vista a agregação da produção eólica de turbinas (podendo ser igualmente aplicada a parques eólicos) e a avaliação das suas vantagens técnico-económicas. Nesse sentido, pretende-se aplicar um conjunto de metodologias que permitam aumentar a viabilidade da integração de energia eólica no sistema elétrico, através da criação de conexões físicas ou virtuais, que explorem, *e.g.*, a diminuição das flutuações da produção eólica, entre outros. Nesta dissertação, as metodologias serão testadas recorrendo a um caso de estudo real, constituído por 99 turbinas eólicas distribuídas por 7 parques eólicos.

A agregação de turbinas/parques eólicos terá como base metodologias estatísticas de agrupamento (*Clustering*) e uma metodologia probabilística. Para averiguar os benefícios das metodologias de agregação, os resultados serão comparados com um cenário base, que tem em conta a distribuição física atual das turbinas eólicas pelos respetivos parques. Adicionalmente, será implementado um modelo de previsão eólica de curto prazo, que permite avaliar as diferentes metodologias mediante *i*) os desvios obtidos face aos valores observados, e *ii*) a penalização na renumeração num ambiente de mercado explorando uma possível adaptação do mercado de eletricidade que visa permitir uma participação mais adequada das fontes de energia com reduzida previsibilidade, quando comparadas às fontes de produção convencionais facilmente reguláveis. Esta adaptação representa um novo paradigma, através da aplicação de um novo desenho de mercado de curto prazo com previsões horárias abrangendo um horizonte temporal de seis horas. Desta forma, os principais objetivos deste trabalho passam por:

- identificação da metodologia de agregação que permite reduzir os erros associados à previsão da produção eólica;
- criação de uma estratégia agregadora de despacho com maiores benefícios para os produtores eólicos em ambiente de mercado, através da redução dos custos operacionais do sistema.

A avaliação dos benefícios das metodologias de agregação passará também pela análise de parâmetros estatísticos usualmente aplicados para compreender a variabilidade e fiabilidade da geração eólica, *e.g.*, desvio padrão da produção, variações horárias, entre outros.

1.4. Estrutura da dissertação

No Capítulo 1, é apresentado o contexto da energia eólica no Mundo e em Portugal. Adicionalmente, são apresentadas as motivações e os objetivos que servem de base para a realização desta dissertação.

Durante o Capítulo 2, é exposto o estado da arte ao nível da integração de energia eólica em larga escala, nomeadamente, as implicações do efeito estatístico de alisamento de produção, o impacto e as vantagens das metodologias de agregação na previsão de produção eólica e mitigação de rampas de produção e a

capacidade de providenciar serviços de suporte à rede decorrentes da agregação de parques eólicos. Novos conceitos como as Centrais Renováveis Virtuais e *Wind Power Plant Clusters* (i.e., centrais renováveis virtuais compostas exclusivamente por apenas parques eólicos ou juntamente com outras tecnologias de geração renovável) que podem beneficiar das metodologias aplicadas são igualmente discutidos nesta secção.

Através do Capítulo 3, será possível apresentar os conceitos que servem de base para o estabelecimento dos processos de compra e venda de energia nos diversos mercados de eletricidade, permitindo, mais concretamente, perceber o processo de funcionamento do MIBEL.

No Capítulo 4, são expostos os modelos e conceitos matemáticos aplicados na agregação de turbinas eólicas, bem como a metodologia utilizada nesta dissertação, em ambiente MATLAB. Para além disso, serão apresentadas as possíveis implicações económicas da adoção de metodologias de agregação, ao nível do pagamento por utilização de reservas e as penalizações inerentes ao diferencial entre a potência prevista e potência realmente gerada por cada parque eólico agregado.

Com o Capítulo 5, serão apresentados os resultados decorrentes da aplicação das metodologias aos parques eólicos em estudo, tanto ao nível técnico com a avaliação de certos parâmetros característicos do SE, como também financeiro, com a avaliação da redução dos custos operacionais do ponto de vista dos produtores de energia eólica.

Por fim, durante o Capítulo 6, serão apresentadas as conclusões e possíveis desenvolvimentos futuros decorrentes da análise do caso de estudo e respetiva aplicação de metodologias de agregação aos diversos parques eólicos, tanto ao nível de recurso, como ao nível técnico-económico.

Capítulo 2 – Integração em larga escala de energia eólica num SE

Apesar dos inúmeros benefícios inerentes ao seu aproveitamento, a energia eólica apresenta uma série de desafios no que diz respeito à sua integração na rede elétrica, sobretudo em sistemas com elevada penetração eólica. O principal desafio advém do facto de ser uma fonte de eletricidade não despachável e fortemente variável no tempo, apresentando *i)* uma reduzida garantia de potência e *ii)* reduzida previsibilidade que pode, em alguns casos, acarretar problemas de regulação de tensão na rede local e na própria estabilidade de todo o sistema elétrico.

Neste âmbito, para além dos estudos de variabilidade temporal associada a este recurso, a compreensão da variabilidade espaço-temporal tem assumido um papel importante neste setor. Dada a associação entre a dispersão necessária aos parques eólicos, as suas dimensões e a propriedade estocástica do recurso, a produção de energia vai diferindo de turbina para turbina, o que se reflete num aumento da sua incerteza. Tal como foi referido anteriormente, decorrente desta incerteza, os parques eólicos não são capazes de providenciar ao operador de rede (TSO) uma elevada garantia de potência, ou seja, o fornecimento de um nível de energia requerido pelo sistema num determinado instante [1].

Desta forma, não havendo possibilidade de garantia de potência, os TSO's são obrigados a recorrer a mecanismos de ajuste da oferta face à procura. Operacionalmente, no caso de a produção renovável exceder o consumo, esta tem que ser controlada (*Curtailment*) para que se garanta o equilíbrio. Por outro lado, se a oferta for menor que a procura, os operadores são obrigados a recorrer a onerosas reservas operacionais, que permite um rápido ajuste da produção de energia face ao consumo registado num dado momento. Para este último caso, é necessária a implementação de um *mix* energético que contempla a utilização de centrais convencionais, nomeadamente a gás e centrais hídricas de albufeira [1] que, de momento, são as únicas que permitem uma maior garantia, flexibilidade e robustez por parte do sistema elétrico.

De seguida, serão apresentados alguns conceitos base que resumem *i)* alguns dos desafios, e *ii)* possíveis soluções aos problemas originados pela integração em larga escala de energia eólica no SE.

2.1. Efeito estatístico de alisamento de produção eólica

A integração de um recurso com um comportamento estocástico no sistema electroprodutor, tem introduzido desafios aos operadores de rede, nomeadamente ao nível das rápidas flutuações, que se tornam impercetíveis e pouco correlacionadas, e ao nível das lentas flutuações que, por vezes, não demonstram um padrão comportamental preciso [16]. Uma vez que este tipo de flutuações pode ter uma ordem temporal de minutos até horas [16], surgiu a necessidade do estudo de soluções para ultrapassar estes desafios.

Neste sentido, surgiu o conceito de efeito estatístico de alisamento da produção eólica, designado na literatura por *Statistical Power Smoothing Effect* [16]-[18]. Este alisamento consiste no efeito estatístico de cancelamento das flutuações dos parques eólicos espalhados por uma zona de controlo, através da correlação negativa (“anti correlação”) entre a produção dos vários parques, mitigando a ocorrência de flutuações e de rampas de produção [19]. Na Figura 2.1, é visível a determinação do regime de produção de um parque eólico típico e a respetiva diminuição das flutuações inerentes à sua utilização, através da agregação de parques eólicos geograficamente dispersos [19]. Como é possível observar, a variabilidade

registada na produção eólica, à medida que se aumenta o número de turbinas agregadas, tem uma tendência decrescente.

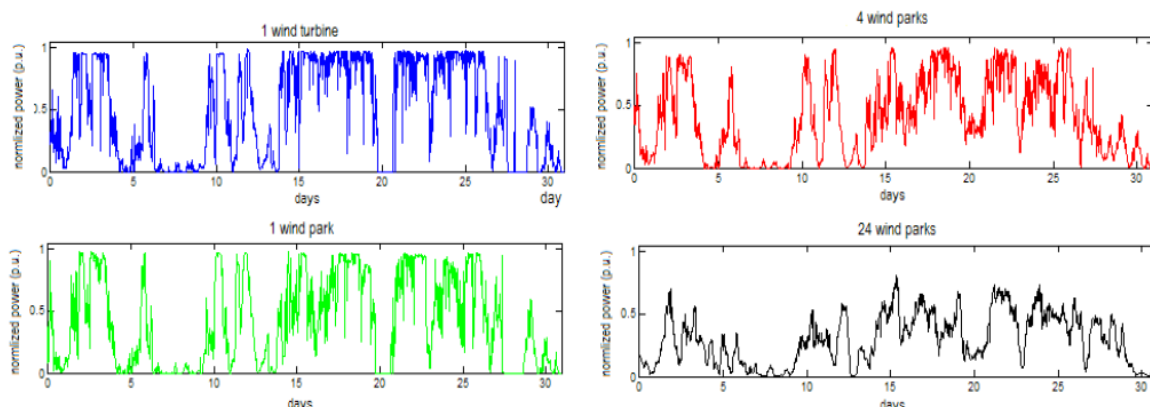


Figura 2.1: Evolução do efeito estatístico de alisamento com o aumento do número de parques analisadas [19].

No âmbito da análise da ocorrência de flutuações provenientes da produção de um elevado número de parques eólicos, foi possível determinar em [20], que numa situação em que estas mesmas turbinas partilham um ponto de conexão, é assumida a condição ideal de Lipman. A condição ideal de Lipman [16] [20] define o efeito estatístico de alisamento de produção através da equação (2.1.), sendo que o desvio-padrão da produção eólica de um parque eólico ($\sigma_{P_{WP}}$) encontra-se diretamente dependente do desvio-padrão da produção eólica de uma só turbina ($\sigma_{P_{WT}}$), e do número de turbinas agregadas (N):

$$\sigma_{P_{WP}} = \frac{\sigma_{P_{WT}}}{\sqrt{N}} \quad (2.1.)$$

Assim, será expectável que a variabilidade da produção seja reduzida em \sqrt{N} [16][21]. Em complemento ao trabalho apresentado em [20], em [16], a autora identificou o impacto do efeito estatístico de alisamento de produção numa escala nacional ou de área de controlo. No entanto, quando se procedeu à análise de áreas abaixo de 100km de largura, foi identificado um decréscimo do impacto da diminuição das variações de produção. Em [17], os autores demonstraram, através do cálculo de correlações, que é possível reduzir a variabilidade anual na ordem dos 5 a 12% para apenas um parque eólico e cerca de 3% para um conjunto de parques. No mesmo sentido, os autores em [22] comprovaram os benefícios produzidos pela adoção de técnicas de agregação, baseadas no efeito estatístico de alisamento de produção, através da influência das condições climáticas e orográficas o que, para efeitos práticos, é realizada através da distância entre cada uma das turbinas eólicas em análise. Os autores de [23] identificaram que, para determinadas condições atmosféricas, a correlação na produção apresenta reduzida dependência da distância entre turbinas – Figura 2.2.

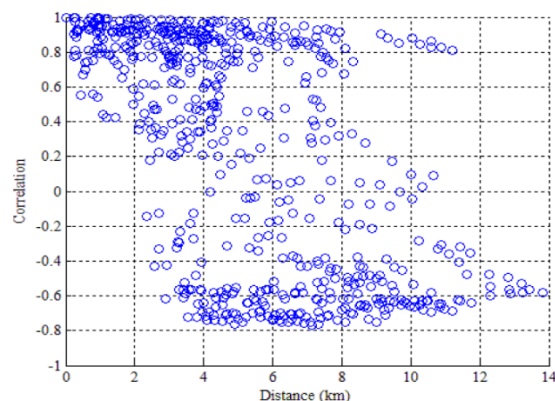


Figura 2.2: Correlação de turbinas eólicas em função da distância [23].

Numa perspetiva diferente, mas com direta relação com o registo de flutuações de produção, o estudo caracterizado em [18], teve em conta que um parque eólico regista, em grande parte do ano, comportamentos extremos no que toca à produção eólica, seja esta nula ou à capacidade máxima. Assim através da análise do efeito do alisamento de produção, devido à agregação deste tipo de centrais, os autores identificaram uma diminuição: *i*) de valores de produção nula ou extrema, e *ii*) da variabilidade da produção. Os autores obtiveram uma diminuição máxima quando explorados cerca de 20 a 30 parques eólicos distanciadas em 800km, o que é coerente com análises de estudos referidos anteriormente, que referem a influência da distância neste tipo de metodologias. Por fim, no sentido de determinar a extensão geográfica necessária para que a atenuação seja bastante assinalável, em [21], os autores utilizaram três fontes de dados, localizadas em geografias distintas (Canadá, Austrália e Estados Unidos da América), e, conseqüentemente, com características meteorológicas e orográficas bastante distintas entre si. Com estes dados, foi possível chegar à conclusão que as distâncias mínimas para ocorrer uma atenuação considerável foram 273km, 368km e 89km, respetivamente. Para além disso, efetuaram uma análise à atenuação de flutuações mais lentas e registaram valores de 273km para o Canadá, 447km para a Austrália e 130km para os EUA. Desta forma, este estudo vem corroborar as conclusões concebidas por outros autores, que definem distâncias consideráveis para a obtenção de um efeito de atenuação pelo alisamento de produção bastante significativo que traga valor para a gestão de todo o sistema electroprodutor. No entanto, como referido nos vários estudos, será necessário ter em conta algumas limitações técnicas tais como a componente logística das interconexões na rede e fenómenos meteorológicos extremos que podem introduzir limitações na aplicação das metodologias de agregação.

Também ao nível económico, este conceito adquire uma certa relevância por via do aumento da viabilidade técnica da energia eólica, derivado da menor variabilidade do recurso. Neste âmbito, em [24], os autores concluíram que a adoção de metodologias que permitam o efeito de alisamento de produção pode possibilitar a substituição de centrais convencionais por centrais eólicas e, conseqüentemente, minimizar o custo associado à produção elétrica. Por outro lado, os estudos realizados em [17], revelam que, apesar dos decréscimos de variabilidade supramencionados, a simples agregação de parques eólicos poderá não possibilitar a minimização de alguns custos operacionais inerentes ao funcionamento deste tipo de instalações.

2.2. Impacto da agregação na previsão de produção eólica

A operação eficiente e segura de um sistema electroprodutor requer que a produção de energia elétrica eólica seja objeto de previsão. Esta previsão (se obtida com elevada precisão), juntamente com a previsão do consumo, permite a redução da necessidade de ponderação da energia e reserva de potência,

uma vez que se tratam de ferramentas úteis para a otimização do escalonamento das centrais convencionais.

Neste âmbito, existem diversas tipologias que permitem a previsão da produção eólica [25]:

- i. modelos de curto prazo - tendo como base séries de dados de carácter estatístico, permite a previsão com elevada eficácia num horizonte temporal máximo de 10 horas;
- ii. modelos de longo prazo - com base em séries de dados físicos e de previsão meteorológica, admite a previsão com espaço temporal até 72 horas;
- iii. modelos de previsão combinados – através da utilização de previsões a curto e longo prazo, permite uma previsão de produção eólica com um horizonte temporal muito superior aos restantes mencionados.

Constituindo-se como uma das principais metodologias de garantia de qualidade do sistema elétrico, a previsão da produção a curto prazo com elevada fiabilidade torna-se indispensável para os operadores da rede elétrica a partir do momento em que a penetração de energia eólica é considerada relevante, ultrapassando cerca de 5 a 10% do consumo de energia do sistema electroprodutor [12][26]. Este facto pode-se tornar preponderante aquando da ocorrência de eventos meteorológicos extremos, que podem induzir erros significativos na previsão de energia eólica e, conseqüentemente, afetar a operação de todo o sistema [27].

A agregação de parques eólicos tem-se tornado um veículo crucial na diminuição dos erros de previsão eólica. As tendências de anti correlação presentes na produção de parques eólicos dispersos espacialmente, segundo [26], têm contribuído para a diminuição do erro das previsões de recurso eólico. Confirmando este princípio, [12] revelou que o erro quadrático médio (comummente denominado por *Root-Mean Square Error* - RMSE) do gradiente de produção de parques eólicos agregados na Alemanha - representado na Figura 2.3 - é consideravelmente inferior ao RMSE de centrais analisadas de forma individual. Corroborando estas conclusões, em [13], os autores obtiveram uma redução no erro médio absoluto (MAE) na ordem dos 10% para pequenas zonas de controlo, sendo que, para toda a região nórdica da Europa, este mesmo erro apresenta uma diminuição de apenas 3%.

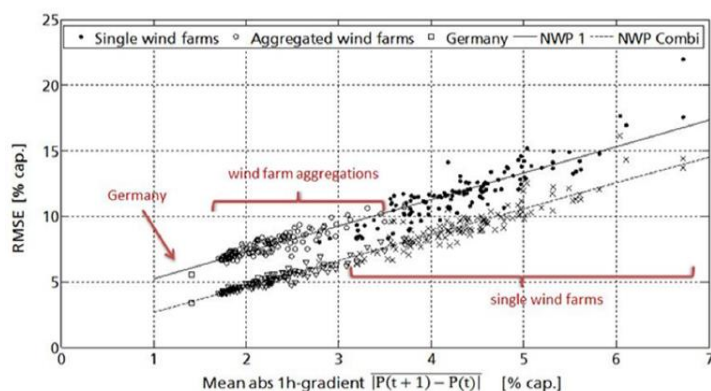


Figura 2.3: Diferença do RMSE de parques analisados individualmente e agregados [12].

Em [14], os autores também identificaram que os erros associados às previsões vão diminuindo com o aumento da distância, uma vez que as turbinas, presentes em 30 parques eólicos da Alemanha, apresentam uma certa disparidade geográfica e, naturalmente, existem variações no recurso eólico que

chega a estas mesmas. Através do estudo de diversas regiões é possível verificar na Figura 2.4a a evolução do desvio-padrão normalizado, onde é possível perceber que este será maior quanto menor for a distância em estudo (140km), uma vez que o desvio-padrão de centrais agregadas refletirá um comportamento com maior semelhança ao comportamento de uma única turbina, quando comparado com regiões de maior dimensão (350 ou 750km). No mesmo sentido, através da Figura 2.4b, que tem por base uma previsão de 36h, é possível corroborar esta premissa, visto que se observa uma tendência decrescente no valor do desvio-padrão normalizado da produção de centrais agregadas face a centrais analisadas individualmente, à medida que a dimensão da região em estudo aumenta, especialmente a partir de 500km de dimensão.

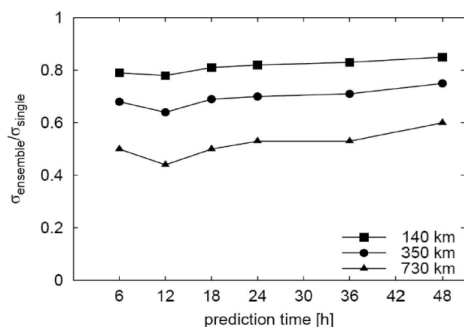


Figura 2.4a: Evolução do desvio padrão de parques eólicos agregados em função do tempo de previsão e da dimensão da região em análise [14].

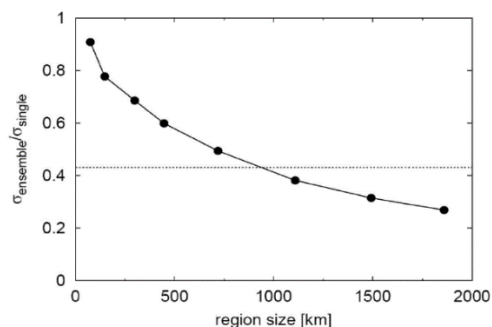


Figura 2.4b: Evolução do desvio-padrão de parques eólicos agregados em função da dimensão da região em estudo [14].

2.3. Rampas de produção

Colateralmente, devido à variabilidade do recurso e integração em larga escala do aproveitamento de recurso eólico num SE, variações severas na produção (usualmente designadas por rampas de produção ou gradientes de produção) podem ser observadas. De acordo com [11] [28] estas variações são desencadeadas pela sazonalidade, fenómenos atmosféricos como frentes frias e condições orográficas. Através de [28], pode-se afirmar que estas variações podem ser consideradas em diferentes escalas temporais, desde segundos a alguns minutos, com diferentes implicações ao nível do sistema elétrico. Segundo os autores de [28]-[30], as rampas de produção podem-se classificar segundo vários critérios: *i)* duração do evento; *ii)* o instante da ocorrência da rampa; *iii)* magnitude, que tem em conta a variação de geração de potência num dado momento; *iv)* a taxa de variação, que é calculada mediante a magnitude e a duração e *v)* o sentido da variação de produção – Figura 2.5 que se agrupa em rampas positivas e as rampas negativas.

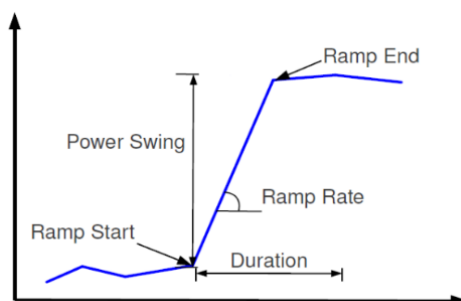


Figura 2.5: Exemplo da ocorrência de uma rampa de produção positiva [28].

Desta forma, dada a particular importância das rampas na gestão de um SE, diversos estudos sobre as mais variadas componentes de operação, aquando da ocorrência deste tipo de fenómenos têm sido realizados. Assim, a autora de [29] realizou um estudo de identificação de fenómenos meteorológicos

extremos (tempestades e ciclones) e a sua probabilidade de ocorrência que, posteriormente, levam ao acontecimento de fenómenos extremos de produção eólica em Portugal. Este estudo revelou que a ocorrência de certos eventos meteorológicos durante a estação do inverno e nas regiões Centro e Norte do país têm um grande impacto na produção de energia em causa e que a “*deteção prévia deste tipo de eventos pode contribuir para alertar os operadores do sistema elétrico da potencial ocorrência de eventos com variação acentuada da produção eólica*” [29]. Numa outra perspetiva, o estudo apresentado em [28] tem, como principal objetivo, a compreensão do que os autores afirmam como os dois principais desafios para a caracterização de gradientes de produção: os processos de deteção, do ponto de vista histórico, e criação de base de dados estatística. Assim, após a análise de um conjunto de dados de produção eólica nos Estados Unidos da América, mediante os principais parâmetros na caracterização deste tipo de fenómeno (início, duração e rácio da rampa de produção), os autores determinaram que as variações das centrais em análise registaram uma duração mínima de 30 minutos e uma duração média de 2 horas e 36 minutos. Noutro sentido de análise, o estudo obteve um gradiente médio de 250MW/hora e um tempo médio entre ocorrências de cerca de 8 horas. Por fim, na tentativa do estabelecimento de um padrão para a ocorrência de rampas na geração eólica – Figura 2.6, os autores analisaram diversas ocorrências e chegaram à conclusão que i) a geração eólica tem um certo nível de persistência, ou seja, quando a sua produção se encontra baixa, esta permanece baixa durante um certo tempo e o mesmo acontece quando a produção está a níveis elevados de produção; ii) não existe um padrão semelhante entre gradientes positivos e negativos; iii) existe o dobro das ocorrências de gradientes de produção durante a primavera e o verão, comparativamente com o inverno e o outono, e iv) gradientes positivos têm maior frequência de ocorrência durante a tarde e gradientes negativos durante o final da tarde e noite.

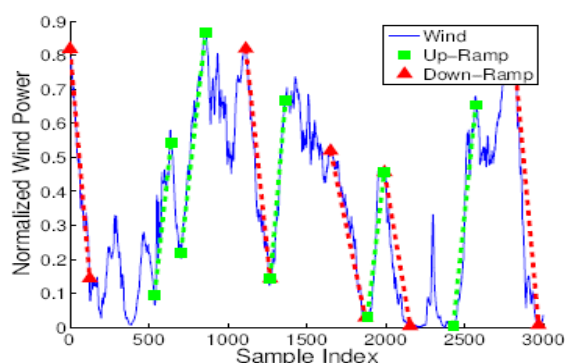


Figura 2.6: Processo de padronização na deteção da ocorrência de rampas de produção [28].

No mesmo sentido, um estudo que visa a criação de uma metodologia de diagnóstico de ocorrência de rampas, os autores de [11] afirmam que, tendo em conta que as previsões mais relevantes para os operadores de rede cifram-se entre o horizonte temporal de 1 a 6 horas, a deteção de rampas de produção severas é particularmente importante para os TSOs, uma vez que permite a garantia de balanço no sistema electroprodutor, através da ativação de centrais convencionais que permitem colmatar as rápidas variações de produção de energia eólica. Para além disso, estes mecanismos de deteção, juntamente com a utilização de um sistema de alocação de reservas dinâmicas [31], podem permitir o aumento de segurança de operação da rede elétrica e a diminuição dos custos de operação. Em complemento, no estudo realizado em [32], que visa a análise da variabilidade mediante a produção eólica em larga escala, os autores declaram que a ocorrência de rampas de produção “*é uma função do nível de produção eólica. Quando a produção eólica está a um nível baixo, uma rampa negativa apenas pode ser pequena, assim como as rampas positivas se mantêm relativamente pequenas.*” [32]. Por outro lado, se a produção eólica estiver a níveis elevados, as rampas de produção também têm uma magnitude elevada. Segundo os autores, o efeito estatístico do alisamento de produção, mediante a consideração da componente

espacial, é um fator muito importante na redução de rampas de produção, uma vez que, tendencialmente, quanto maior for a área de estudo, menor será a frequência de ocorrência de variações acentuadas de produção eólica – Figura 2.7. Para além disso, os benefícios de metodologias de agregação para promover o efeito estatístico de alisamento de produção podem apresentar maior impacto de acordo com a escala temporal em análise. Assim, em variações de curto prazo, 5 minutos, as rampas de produção têm tendência a anular-se, uma vez que a produção eólica apresenta valores nulos de correlação. Por outro lado, quando a análise passa para rampas de produção a longo prazo, *e.g.*, 4 horas, e em locais com grande concentração, a sua magnitude é superior devido à sincronização da produção das centrais em análise.

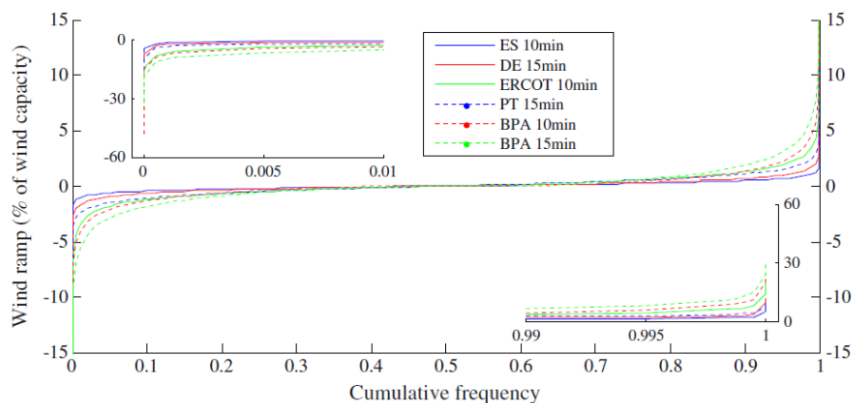


Figura 2.7: Distribuição acumulativa da frequência de rampas em intervalos de 10-15 minutos, em diferentes sistemas electroprodutores [32].

2.4. Agregação de parques eólicos em novos paradigmas de gestão da produção renovável variável no tempo

2.4.1. Serviços de sistema

Ao longo do tempo, com a implementação de fontes renováveis no sistema elétrico português, tem surgido uma maior necessidade de controlo e regularização dos mecanismos de ajuste da rede elétrica, de forma a garantir uma maior viabilidade e segurança de todo o sistema. Assim, os serviços de sistema surgem como ator principal em todo este processo [33]. Os serviços de sistema^a são os serviços que permitem a utilização e manutenção do equilíbrio do sistema elétrico. Implementados desde 2007, em Portugal, estes serviços são apenas realizados pela Rede Elétrica Nacional (REN), permitindo o aumento da robustez de um sistema elétrico que tem estado em constante crescimento [33]. Desta forma, para o caso português, a REN tem ao seu dispor diversos serviços operacionais que permitem atuar sobre as múltiplas variáveis do sistema elétrico:

- i. Controlo de Tensão - permite a manutenção dos valores pré-estabelecidos na rede elétrica, através da utilização de energia reativa. Este controlo pode ser realizado ao nível da rede elétrica, do gerador ou da carga [34].
- ii. Controlo de Frequência – tem como objetivo a manutenção do valor de frequência pré-estabelecida de 50Hz, através do equilíbrio entre a produção e o consumo de energia, o que, por impossibilidade de armazenamento, muitas vezes não acontece [33].

^a Descrição mais detalhada sobre os serviços de sistema pode ser consultada no Anexo I – Serviços de sistema

- iii. Reposição de Serviço ou *Black Start* - permite a restituição do funcionamento da rede elétrica após a ocorrência de um colapso [35].
- iv. Resolução de Restrições Técnicas – permite a resolução de “*qualquer circunstância ou incidência derivada da situação produção-transporte*” [36] que impacte nas “*condições de segurança, qualidade e fiabilidade do fornecimento*” [36], na Rede Nacional de Transporte (RNT).

Sendo parte integrante do MIBEL, o sistema electroprodutor espanhol já contempla a participação da geração eólica em serviços de sistema [37]. Desta forma, através da aplicação do conceito de alisamento de produção e diminuição da variabilidade de produção, é expectável que os parques eólicos possam, do ponto de vista técnico, capacitar-se para oferecer serviços de sistema à operação do SE.

2.4.2. Centrais Renováveis Virtuais (CRV)

Segundo [38], uma Central Renovável Virtual^b é uma plataforma de agregação de fontes de energia renovável, com a utilização de tecnologias de informação para sua monitorização e controlo. No mesmo sentido, [39] refere que este conceito se baseia numa “*agregação de pequenos e micro produtores de energia de fontes renováveis numa rede virtual de produção de energia*”. Por último, em [1], numa definição um pouco mais desenvolvida, afirma que uma CRV funciona como ligação entre produtores e consumidores de energia, através de ligações na rede elétrica e tecnologias de informação, criando um “Centro de Despacho Eólico”. Através da complementaridade natural do recurso e de outras variáveis físicas, uma CRV permite a melhoria do funcionamento da rede elétrica, com a maximização dos seus fatores de capacidade e dos proveitos económicos, com a diminuição das variações de produção eólica (por via da agregação) e da respetiva requisição de reservas que poderiam ser necessárias para garantir o balanço de todo o sistema elétrico [1].

Nesse sentido, as CRV possibilitam uma maior adequabilidade da produção ao consumo, diminuição das flutuações de potência e menores perdas na rede, induzindo uma menor utilização de combustíveis fósseis [38]. Estas melhorias representam uma diminuição do custo de energia na ordem dos 3-4% (caso as CRVs representem 50% do mercado) e um melhor controlo de frequência e respetivo aumento de lucro na utilização de reservas secundárias face às reservas terciárias [40].

Assim, é possível perceber que o conceito de CRV adquire um carácter de extrema importância na evolução operacional e económica da rede elétrica, dado o seu potencial para, no futuro, vir a resolver alguns dos desafios que surgem com a integração de energia eólica em larga escala, nos diversos sistemas de energia.

2.4.3. Aplicação de *Wind Power Plant Clusters*

Mediante os desafios impostos pela integração em larga escala de energia eólica, enumerados ao longo deste capítulo, diversos estudos têm criado soluções para que este processo seja o mais confiável e, conseqüentemente, o mais robusto para o sistema electroprodutor. Dentro do conceito de CRV, surge a aplicação de *Wind Power Plant Cluster* (WPPC), que permite a agregação de parques eólicos, tendo em

^b Descrição mais detalhada sobre Centrais Renováveis Virtuais pode ser consultada no Anexo II – Centrais Renováveis Virtuais

conta a avaliação do seu recurso e da respetiva potência gerada por cada uma das turbinas. Este conceito apresenta algumas vantagens ao nível operacional tais como a melhoria da capacidade da previsão de produção e diminuição da sua variabilidade [41].

No aspeto prático de WPPC, têm surgido estudos que permitem a avaliação das questões operacionais supramencionadas. Para além dos estudos referidos no Capítulo 2.1. - Efeito estatístico de alisamento de produção eólica, os autores de [41], que tem como base um parque eólico localizado na zona norte da China, analisaram a agregação de turbinas eólicas tendo em conta características semelhantes de velocidade de recurso e potência gerada. Esta análise permitiu a utilização de múltiplas metodologias de previsão para determinar as turbinas mais representativas e, posteriormente, cada uma das vantagens dos mais variados métodos. Assim, pesando os prós e contras de cada um dos procedimentos, nomeadamente ao nível da precisão, eficiência de cálculo e peso computacional, os autores deste estudo chegaram à conclusão que a agregação de turbinas eólicas aumentou a precisão de previsão de recurso de 1,35% a 1,67% (face a previsões sem agregação).

Com outra perspetiva, no estudo realizado em [42], os autores, através dos registos regionais de energia eólica gerada nos Estados Unidos da América, tiveram como objetivo a análise da redução da variabilidade da geração eólica, tendo em conta a interligação/agregação de centrais a longa distância. Neste artigo, os seus autores chegaram à conclusão que a adoção deste tipo de metodologia permite *i*) a redução de rampas de produção, mediante o cancelamento de flutuações à escala regional; *ii*) redução da variabilidade em todo o tipo de frequência; *iii*) redução de fenómenos extremos de gradientes de produção e *iv*) aumento da disponibilidade de capacidade eólica, aquando da comparação da curva de duração de regiões agregadas e regiões sem a aplicação destas metodologias – Figura 2.8.

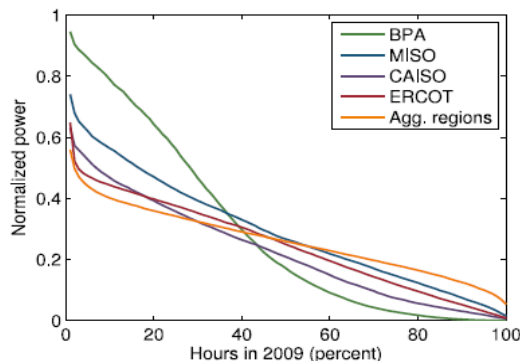


Figura 2.8: Curva de Duração de Produção Eólica nas regiões analisadas [42].

Localizada noutra geografia, a análise realizada em [43] utiliza os dados relacionados com a produção eólica de 70 parques eólicos dispersos pelo Chile, com o objetivo de fazer um estudo geral da produção eólica do país. No âmbito da investigação da vertente de agregação de parques eólicos, o autor, através da comparação entre os diversos cenários utilizados, concluiu que os benefícios da agregação encontram-se fortemente dependentes da localização e das condições climáticas da região em análise. Assim, numa área do país em causa, foi possível comprovar que há um efeito de cancelamento, que permite eliminar a ocorrência de eventos extremos de produção, tanto ao nível de produção nula, como também de produção máxima. Devido a este efeito, os parques eólicos em causa possuem um regime de produção média que permitirá um melhor controlo operacional. Por outro lado, num cenário e área distintos, o autor chegou a resultados que permitiram perceber que a agregação não produzirá vantagens acentuadas, uma vez que a área em causa necessitará da inclusão de um maior número de centrais e com maior distância entre si, para que surjam vantagens significativas no que toca à diminuição da ocorrência de eventos extremos de produção.

Capítulo 3 – Participação de energia eólica em larga escala nos mercados de eletricidade

A implementação de energia eólica em larga escala, para além de estar dependente da viabilidade técnica, está diretamente dependente da sua viabilidade económica do ponto de vista dos produtores, como também do ponto de vista do operador de rede e do consumidor ^c. Como tal, esta vertente terá um grande peso em tomadas de decisão por parte de todos os intervenientes na rede elétrica, mediante as condições impostas pelo mercado, tanto ao nível de potência injetada na rede, como ao nível do espaço temporal aplicado a cada uma das vertentes de mercado onde os parques eólicos se inserem. Assim, nesta secção, é descrita a participação de produtores de energia no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e, em complemento, no respetivo mercado de reservas.

3.1. Mercado de eletricidade

Nos dias de hoje, o mercado grossista de eletricidade funciona como um sistema de venda e compra de energia, através da manutenção do equilíbrio entre a oferta e a procura do mercado, onde os produtores *“asseguram a colocação da mesma e os agentes que necessitam abastecer-se de eletricidade procuram adquiri-la, seja para satisfazer a carteira de fornecimentos a clientes finais, seja para consumo próprio”* [44]. Segundo a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), a comercialização atua num mercado a retalho, onde é garantido o fornecimento a clientes finais, através de comercializadores. Estes garantem o funcionamento do modelo de liberalização que se baseia na garantia de transparência, através da independência de todas as instituições envolvidas no processo de compra e venda de energia.

O mercado em análise nesta dissertação será o MIBEL, constituído por Portugal e Espanha. Este mercado tem como objetivo a criação de um mercado interno de eletricidade, através da interação entre os dois sistemas elétricos, ao nível ibérico e europeu [45]. Como descrito em [45], este acordo entre Portugal e Espanha foi realizado de forma faseada, a partir do ano de 1998 e, do ponto de vista operacional, o MIBEL tem como base três tipos de mercado principais: mercado diário, mercado a prazo e mercado de serviços de sistema. Todas as propostas de compra e venda encerram às 12h (hora legal espanhola) do dia D e a transação da energia é realizada no dia D+1 [46].

A maioria dos mercados de eletricidade baseia a sua definição do preço de energia em função das previsões realizadas no dia D e a produção de energia que aconteceu realmente (dia D+1), sendo que esta diferença de horas se revela crucial, uma vez que o erro de previsão de produção é dependente do horizonte temporal [15]. Com a atual estrutura do MIBEL, as ofertas dos produtores eólicos são baseadas em previsões com mais de 24h de antecedência. Segundo [46], esta diferença entre a previsão e a produção real continua a ser elevada para fontes de energia estocástica, podendo inviabilizar a rentabilidade de um parque eólico. Os autores sugerem que previsões efetuadas mais perto do tempo de operação podem diminuir substancialmente os erros, trazendo benefícios para a integração de fontes de energia estocástica. Esta conclusão é suportada por outros autores que sugerem alterações à atual estrutura do mercado [47].

^c Neste momento, os produtores de energia eólica encontram-se abrangidos pelas tarifas garantidas (*feed-in*) e, por isso, estes ainda não são penalizados, nos seus custos operacionais, devido aos erros associados às previsões de produção eólica.

A atual estrutura do MIBEL é bastante semelhante à estrutura verificada noutras geografias. No resto da Europa, tais como os casos da Alemanha e dos países nórdicos, o seu mercado baseia-se, igualmente em previsões com mais de 24h de antecedência, derivado da aplicação do mercado diário e a prazo [48][49]. Por outro lado, um caso um pouco distinto passará pelo mercado de eletricidade utilizado na Austrália, que permite o ajuste no centro de despacho, por parte do TSO, num intervalo de 5 minutos, permitindo uma menor margem de erro na gestão do seu sistema electroprodutor [50].

3.1.1. Mercado diário

O mercado diário ou dia seguinte (*day-ahead*), gerido pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE), define o preço de eletricidade para as 24h diárias [51], tendo em conta as previsões de produção das: *i*) centrais convencionais, facilmente reguláveis, e *ii*) fontes de energia renováveis. O processo de definição horária do preço a praticar pelo mercado, como é possível observar na Figura 3.1, é definido, geralmente, por ordem de mérito, através da ordenação crescente de preço de ofertas de venda em mercado (definindo a curva da oferta) e da ordenação decrescente de preço de ofertas de compra (definindo a curva da procura), até se verificar o cruzamento entre as duas curvas [52]. O ponto de cruzamento define o preço de eletricidade, em €/MWh, visto que será nesse ponto que a oferta satisfaz a procura ao menor preço possível [51]. Segundo esta entidade, uma vez que o MIBEL pratica um preço único para todos os compradores, este será a base para a definição de um modelo de preço marginal único. No entanto, na possibilidade de a rede elétrica de cada um dos países não suportar o fluxo de energia existente nos seus pontos de interligação, também se pode adotar o conceito de separação de mercados (*market splitting*), que permite a definição de um preço de eletricidade para Portugal e outro para Espanha [51].

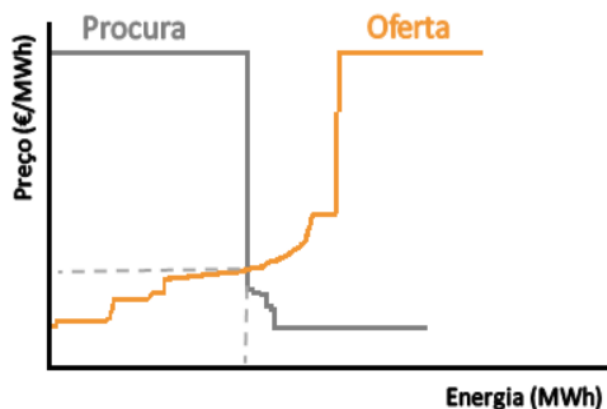


Figura 3.1: Definição do preço de eletricidade em MIBEL [51].

Para este tipo de mercado de eletricidade, e tendo em conta que as previsões de energia são entregues no dia anterior ao de operação, a atual estrutura do MIBEL permite o ajuste das ofertas através do mercado intradiário. Cobrindo todo o dia de operação, e seguindo o mesmo procedimento de definição de preço de eletricidade do mercado diário, o mercado intradiário [51], representado pela Figura 3.2, ocorre através de seis ajustes de previsão com 28h, 24h, 20h, 17h, 13h e 9h de antecedência para o fecho do mercado, permitindo uma menor diferença temporal e, conseqüentemente, uma diminuição do erro de previsão. Uma vez que há sempre a possibilidade de ocorrência de fenómenos meteorológicos que não foram previstos, este tipo de mercado é importante para ajustar a produção ao consumo [53].



Figura 3.2: Estrutura do mercado de eletricidade intradiário [51].

3.1.2. Mercado a prazo

Numa perspetiva complementar ao mercado diário, surge o mercado a prazo, que se assenta na transação e estabelecimento de contratos de energia tendo em conta um carácter temporal futuro. Desta forma, estes contratos de compra e venda de energia, que são geridos pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português) – OMIP – e padronizados quanto a parâmetros de energia, preço e condições de entrega, podem ser definidos num espaço temporal que varia desde uma semana até a um ano, permitindo uma melhor gestão por parte dos intervenientes no mercado de eletricidade [54].

Segundo [54], para a concretização deste tipo de mercado, são disponibilizados diversos tipos de contrato que permitem estabelecer acordos de compra e venda de energia:

- i. contratos futuros, que tem em conta o pagamento das margens diárias ao longo do tempo, provenientes do diferencial entre o preço aplicado no momento da transação e a cotação diária de mercado. Até à data, este tipo de contratos são os mais aplicados no mercado MIBEL;
- ii. contratos *forward*, que apenas tem o pagamento das margens diárias aplicadas ao mercado de eletricidade no momento em que se processa a troca real da mesma. De acordo com [55], será o tipo de contrato mais vantajoso, dada a melhoria do rendimento do mercado de eletricidade no que diz respeito a risco e investimento financeiro;
- iii. contratos SWAP, que têm como principal objetivo a gestão do risco financeiro associado a este tipo de transações, através da troca de contratos que definem preços variáveis de energia por preços fixos ou, caso se aplique, no sentido contrário. Para tal, e como apenas tem em conta o aspeto financeiro, estes contratos não implicam a compra/venda de eletricidade, mas apenas o pagamento das margens diárias supramencionadas.

3.1.3. Mercado de serviços de sistema

Numa outra vertente de mercado, surge o mercado de serviços de sistema. Este tipo de serviços está englobado na gestão do Sistema Elétrico Nacional (SEN), o que implica que, ao estar inserido no MIBEL, seja gerido pela Rede Elétrica Nacional (REN), do lado de Portugal, e pela *Red Eléctrica de España* (REE), no caso de Espanha [45].

O mercado de serviços de sistema inclui todas as “*transações de energia e potência destinadas a efetuar a operação do sistema em adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade do serviço*” [56], ou seja, baseia-se num processo de aquisição de serviços, distintos de todas as metodologias de produção de eletricidade, tendo em vista o controlo de tensão, frequência, reposição de serviço e resolução de restrições técnicas. Assim, através da troca deste tipo de serviços, o objetivo passará por aumentar a fiabilidade da rede elétrica, tendo em conta a realização de ofertas de agentes de mercado destinado a este setor de mercado [57].

3.2. Mercado de reservas

A operação do sistema elétrico depende diretamente das previsões de geração de energia eólica no mercado do dia seguinte do MIBEL, visto que o operador de rede, ao ter conhecimento dos valores envolvidos neste processo, necessita de otimizar o escalonamento das centrais convencionais. No entanto, e como descrito anteriormente, os erros neste mercado são substanciais (para o caso do MIBEL, pode chegar perto de 12% [15]), desencadeando desequilíbrios no binómio oferta/procura de energia e criando a necessidade de recorrer a reservas onerosas, provenientes de centrais convencionais, de forma a manter o equilíbrio do sistema.

A utilização de reservas tem um custo associado, usualmente designado por *Balancing Cost* [46]. Este custo contempla a manutenção, ativação e implementação das reservas no sistema elétrico [58] e estará incluído no mercado de reservas, que permite processar o ajuste do binómio oferta/procura. De acordo com [58], o *Balancing Cost* pode ser determinado mediante duas metodologias distintas: *i*) dados históricos de mercado, através dos registos de diferenciais entre oferta e procura de energia, o volume de reservas requeridas e os preços associados a estas mesmas. No entanto, esta metodologia poderá não ser a mais indicada, visto que os dados relativos ao mercado de eletricidade apresentam variações consideráveis ao longo do tempo, o que induzirá uma desvirtuação na análise e respetiva definição deste custo; *ii*) utilização de *unit commitment* (UC) e modelos de despacho, que permitem avaliar os impactos técnico-económicos dos erros associados à previsão eólica nos sistemas energéticos, através da comparação de diversos cenários com os custos totais de operação articulados com a calendarização de UC.

Alguns estudos na área, nomeadamente [59] e [60], revelam que os valores praticados para o *Balancing Cost* podem variar consoante as particularidades do sistema elétrico. Segundo [59], mediante diversas perspetivas de estudo, o custo associado a esta componente pode variar entre zero e 6 €/MWh, quando depende diretamente da penetração eólica, ou entre zero e 13 €/MWh, quando não existe qualquer relação. Numa vertente complementar, em [60], estudos revelaram que quando a penetração eólica ultrapassa 20% do consumo energético, o *Balancing Cost* sofre um aumento de cerca de 1 a 4,5 €/MWh, incorrendo, em média, cerca de 2 a 3 €/MWh para os produtores de energia eólica.

Para além dos estudos referidos anteriormente, tem sido estudada a importância do papel das previsões de produção eólica e o respetivo horizonte temporal aplicado a este tipo de metodologias. Neste âmbito, o estudo realizado em [46] permitiu demonstrar a influência do horizonte temporal das previsões de produção, com a redução deste mesmo horizonte de dezoito horas (intervalo temporal entre as condições iniciais de previsão e a primeira hora de entrega de energia), para doze ou seis horas, permitindo a melhoria dos desvios associados à produção de energia eólica. Os autores de [15] demonstraram, igualmente, a influência da redução do horizonte temporal nas previsões da produção eólica, tanto ao nível técnico como financeiro. No que diz respeito à componente financeira – Figura 3.3 este estudo

revelou uma diminuição, face às previsões utilizadas em *Day-Ahead* (DA), dos custos associados à alocação de reservas na previsão com horizonte temporal de duas horas, em cerca de 50% para países nórdicos (DK1; DK2; FI; FI1) e de 30% para Portugal (PT; PT1).

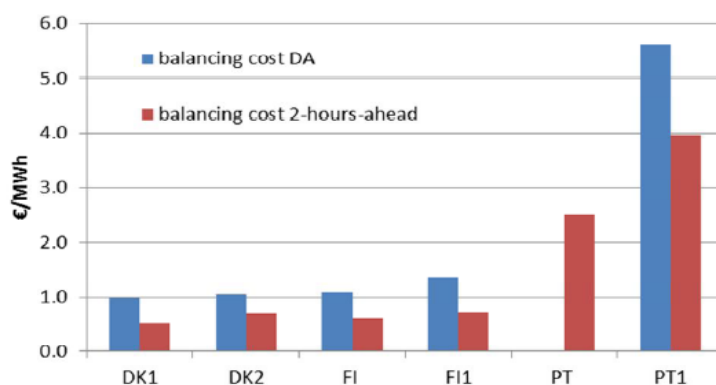


Figura 3.3: Custos de reservas para diferentes geografias e horizontes temporais [15].

Por fim, e de forma complementar, como descrito em [12], a agregação de parques eólicos pode permitir uma redução de custos referentes a alocação do nível de reservas em cerca de 60%. Este fator será determinante na adoção deste tipo de metodologias, visto que é uma vertente que é suportada, em grande parte, pelos produtores deste setor e que permite, através da redução do peso desta componente, tornar este tipo de mercado mais sustentável.

Capítulo 4 – Metodologias

A estrutura desta dissertação, é composta por quatro fases distintas: *i*) a avaliação do caso de estudo; *ii*) o desenvolvimento e respetiva aplicação de metodologias de agregação; *iii*) a aplicação de uma metodologia de previsão a curto prazo e análise da sua performance e, por fim, *iv*) a avaliação do impacto financeiro da utilização de metodologias de agregação nas receitas dos produtores.

Para a realização deste trabalho, obtiveram-se os dados (potência e intensidade do vento da anemometria da *nacelle*) de sete parques eólicos distintos localizados na zona centro de Portugal, e constituídos, na sua totalidade, por 99 turbinas de 2 000 kW cada. Os dados, previamente filtrados para eliminar períodos de operação fora das condições normais de um aerogerador, são referentes aos anos de 2009, 2010 e 2011, com as seguintes estruturas:

$$PE = \begin{bmatrix} PE_{1,1} & PE_{1,2} & \dots & PE_{1,98} & PE_{1,99} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots \\ PE_{t,1} & PE_{t,2} & \dots & PE_{t,98} & PE_{t,99} \end{bmatrix} \quad (4.1.)$$

em que a matriz PE é composta pelos dados de potência com colunas referentes ao número de turbinas em estudo (99) e com t registos horários e a matriz VV é composta pelos dados de intensidade do vento da área de controlo, com t registos horários.

$$VV = \begin{bmatrix} VV_{1,1} \\ \vdots \\ VV_{t,1} \end{bmatrix} \quad (4.2.)$$

4.1. Avaliação do caso de estudo e metodologias de agregação

Com a finalidade de contextualização dos dados analisados, procede-se à avaliação do caso de estudo através da análise de diversos parâmetros relacionados com a produção eólica dos parques. Assim, uma primeira análise passa pela descrição da localização dos parques eólicos e algumas características da produção, *e.g.*, semanas onde ocorrem fenómenos de produção máxima e mínima face aos horizontes temporais considerados.

- **Histogramas da velocidade do vento**

A velocidade do vento é um parâmetro extremamente importante para qualquer avaliação relacionada com os indicadores energéticos de um parque eólico. Um dos métodos comumente aplicados no setor eólico para compreender as características do seu recurso num determinado local, passa pela obtenção da distribuição da percentagem de ocorrência anual por gamas de velocidade do vento. Em condições normais, esta representação é assimétrica, uma vez que o registo de velocidades baixas é muito mais frequente do que de velocidades de gama alta, seguindo a tendência de uma distribuição de Weibull – Figura 4.1 [61].

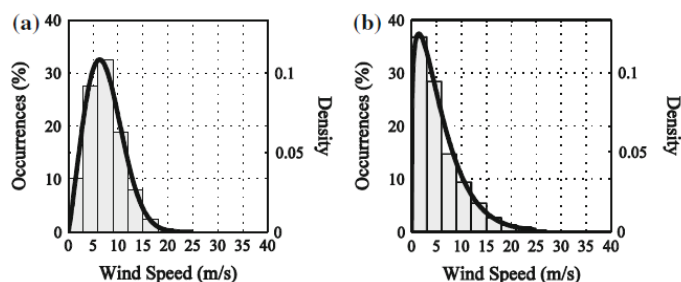


Figura 4.1: Histogramas da velocidade do vento de duas localizações distintas [61].

- **Rosas de ventos e de potência**

Em complemento, de forma a estudar todo o perfil do recurso, avalia-se a direção do vento, através da utilização da rosa dos ventos. Segundo [62], a rosa dos ventos permite a compreensão setorial da ocorrência da direção da velocidade do vento. No entanto, esta pode incluir informação sobre o recurso através da representação setorial da intensidade do recurso, que geralmente é apresentada sobre a forma de fluxo de potência (usualmente designada por rosa de potência no setor eólico). A título de exemplo, na rosa dos ventos representada pela Figura 4.2, é possível obter estas informações acerca do perfil de direções do recurso [63]. É importante referir que cada local e/ou cada espaço temporal tem a sua rosa dos ventos, uma vez que cada um tem orografia e/ou padrões de recurso distintos, funcionando como uma “*impressão digital meteorológica*” [62]. Segundo esta entidade, o estudo das direções de recurso através da rosa dos ventos constitui-se como fulcral para a determinação do local onde se podem implementar parques eólicos, uma vez que, para otimizar a sua geração, deve-se evitar a presença de obstáculos.

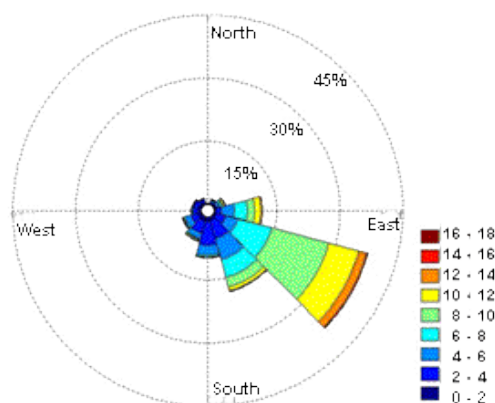


Figura 4.2: Exemplo de Rosa dos Ventos [63].

- **Determinação da percentagem de capacidade**

Outro parâmetro normalmente utilizado no setor eólico para compreender o potencial energético de um determinado local, bem como a adequabilidade de um aerogerador ao recurso disponível, é o fator de capacidade. Adicionalmente, este é um parâmetro recorrentemente aplicado, para análise de parques eólicos com turbinas de potência distinta de forma a normalizar os dados da produção e permitindo uma análise transversal e fidedigna do perfil de produção das turbinas eólicas. No contexto da presente dissertação, opta-se por designar este conceito por “Percentagem de Capacidade” – equação (4.3.). A aplicação deste conceito é realizada tanto ao nível do caso de estudo (com as turbinas eólicas associadas aos respetivos parques eólicos físicos), como também ao nível de avaliação das metodologias de

agregação (parques eólicos virtuais). Nesta dissertação, e denominado por fator de normalização na equação 4.3., é utilizada a potência nominal da turbina (2 000kW), para o caso de estudo, enquanto para as metodologias de agregação é utilizada a capacidade eólica nominal dos agregados.

$$\begin{aligned} \text{Percentagem Capacidade [\%]} \\ = \frac{\text{Potência Média Horária Gerada}_{\text{Turbina}} [\text{kW}]}{\text{Fator de Normalização} [\text{kW}]} \times 100 \end{aligned} \quad (4.3.)$$

- **Gradiente de Produção**

De forma a compreender os padrões de produção eólica dos vários parques, é analisado o Gradiente de Produção, através da equação (4.4.), onde também se aplica o fator de normalização anteriormente referido. Sendo um parâmetro fortemente dependente das condições meteorológicas e da orografia [22], o Gradiente de Produção permite avaliar as mudanças súbitas de produção eólica através do diferencial entre o intervalo t e $t-1$.

$$\begin{aligned} \text{Gradiente Produção Normalizado}_t [\%] \\ = \frac{\text{Potência Gerada}_t - \text{Potência Gerada}_{t-1} [\text{kW}]}{\text{Fator de Normalização} [\text{kW}]} \times 100 \end{aligned} \quad (4.4.)$$

Assim, através da representação gráfica – seja esta em duas ou três dimensões – é possível relacionar o número de ocorrências e o gradiente de produção normalizado, tal como representado na Figura 4.3, onde se pode observar a elevada probabilidade de ocorrência para um Gradiente de Produção de 0 (zero) para um conjunto de parque eólicos situado na Alemanha – representado por $p(dP_1)$ - o que revela o quão constante poderá ser a sua produção. Para além disso, também é possível observar o reduzido número de ocorrências anuais para valores de Gradiente de Produção normalizado muito elevados, o que corrobora a análise anterior em relação à produção do parque eólico [64]. É ainda de notar, a redução da ocorrência de fenómenos extremos de Gradiente de Produção com 60 parques agregados – representado por $p(dP_{60})$. Por último, para a análise dos resultados, é igualmente determinado o logaritmo do número de ocorrências para uma melhor visualização dos resultados pretendidos.

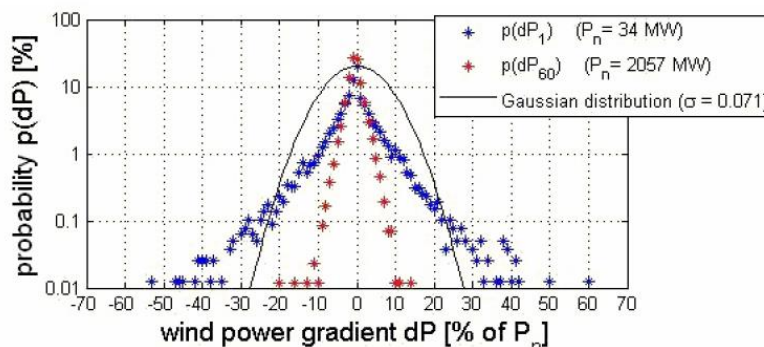


Figura 4.3: Probabilidade de Ocorrência de Gradiente de Produção [64].

Na análise gráfica, utilizam-se duas visualizações distintas, com representações a duas e três dimensões, que permitem visualizar a percentagem anual de ocorrência de determinada gama de produção, em função do parque/agregado eólico em questão.

- **Caracterização do recurso dos parques físicos e virtuais**

Tendo como objetivo a diminuição da complexidade da análise de dados com elevadas dimensões e dependências e a obtenção de uma visão geral sobre as características do recurso (velocidade do vento e produção) dos parques físicos e virtuais em causa, optou-se por representar a informação de acordo com o descrito em [41]. Esta representação fornece o valor médio e desvio-padrão da potência e da velocidade – obtido através das equações (4.5.) a (4.8.)^d – após aplicação de uma normalização através da determinação de máximos e mínimos – equações (4.9.) a (4.12.). Resumindo, a metodologia referida em [41] e aplicada nesta dissertação, pode ser explicada através das seguintes equações:

$$P_{média}(i) = \frac{\sum_{t=1}^N P_t(i)}{N} \quad (4.5.)$$

$$v_{média}(i) = \frac{\sum_{t=1}^N v_t(i)}{N} \quad (4.6.)$$

$$P_{DP}(i) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N [P_t(i) - P_{média}(i)]^2} \quad (4.7.)$$

$$v_{DP}(i) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N [v_t(i) - v_{média}(i)]^2} \quad (4.8.)$$

em que $P_{média}$ e $v_{média}$ revelam a potência e velocidade média e P_{DP} e v_{DP} o desvio-padrão associado à turbina com índice i , mediante uma quantidade N de dados e uma dada velocidade e potência registados para t tempos, P_t e v_t , respetivamente.

$$P_{média1}(i) = \frac{P_{média}(i) - \text{Mínimo}(P_{média})}{\text{Máximo}(P_{média}) - \text{Mínimo}(P_{média})} \quad (4.9.)$$

$$P_{DP2}(i) = \frac{P_{DP}(i) - \text{Mínimo}(P_{DP})}{\text{Máximo}(P_{DP}) - \text{Mínimo}(P_{DP})} \quad (4.10.)$$

$$v_{média3}(i) = \frac{v_{média}(i) - \text{Mínimo}(v_{média})}{\text{Máximo}(v_{média}) - \text{Mínimo}(v_{média})} \quad (4.11.)$$

$$v_{DP4}(i) = \frac{v_{DP}(i) - \text{Mínimo}(v_{DP})}{\text{Máximo}(v_{DP}) - \text{Mínimo}(v_{DP})} \quad (4.12.)$$

em que $P_{média1}$, P_{DP2} , $v_{média3}$, v_{DP4} representam as métricas normalizadas, tendo em conta os valores máximos e mínimos registados para $P_{média}$ e $v_{média}$ - $\text{Mínimo}(P_{média})$, $\text{Máximo}(P_{média})$, $\text{Mínimo}(P_{DP})$, $\text{Máximo}(P_{DP})$ e $\text{Mínimo}(v_{média})$, $\text{Máximo}(v_{média})$, $\text{Mínimo}(v_{DP})$ e $\text{Máximo}(v_{DP})$.

^d Com o objetivo de evitar a desvirtuação da análise, para a avaliação da aplicação das metodologias de agregação, as equações (4.5.) e (4.7.) são normalizadas com a capacidade nominal do agregado e as equações (4.6.) e (4.8.) são normalizadas com o valor máximo registado para a velocidade do vento do agregado.

Desta forma, através do cálculo das diferentes equações, é possível obter uma matriz de dados com a seguinte disposição:

$$Matriz = \begin{bmatrix} P_{média1} (1) & P_{DP2} (1) & v_{média3} (1) & v_{DP4} (1) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ P_{média1} (99) & P_{DP2} (99) & v_{média3} (99) & v_{DP4} (99) \end{bmatrix} \quad (4.13.)$$

Com a aplicação desta metodologia, é possível representar uma visão geral dos dados referentes de cada uma das turbinas – Figura 4.4 .

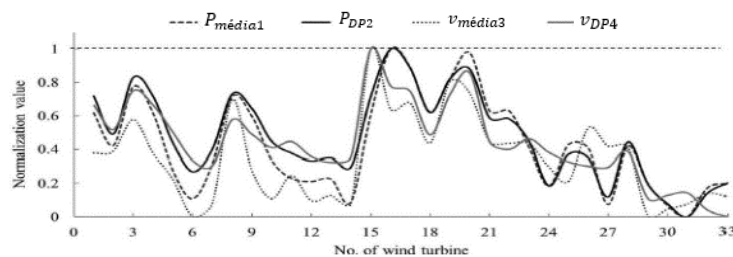


Figura 4.4: Avaliação da potência e velocidade média e respetivo desvio-padrão para cada turbina em estudo. Adaptado de [41].

4.2. Desenvolvimento e aplicação de metodologias de agregação

A agregação de turbinas/parques eólicos é baseada em metodologias distintas que permitem a comparação das vantagens inculcidas pela utilização de cada uma destas – ao nível técnico e financeiro, nomeadamente: *Single Unit Representation* (SUR - que tem em conta barreiras físicas) e Técnica de *Self Organizing Map* (SOM), Algoritmo K-Medoids e agrupamento probabilístico (*Probabilistic Clustering*) – que não têm em conta barreiras físicas da área em estudo.

As metodologias são aplicadas em ambiente MATLAB, com os dados horários de produção eólica referentes aos anos de 2009 e 2010, *i.e.*, os agrupamentos em cada metodologia são determinados com base nos dados deste período, e os resultados obtidos são analisados de acordo com os parâmetros apresentados na secção anterior. Para identificar os benefícios da agregação num ambiente operacional, nomeadamente na previsão de curto prazo e participação em mercado, recorre-se ao ano de 2011. Com este período de dados é possível identificar os erros de previsão associados a cada metodologia e o impacto nas receitas para um produtor provenientes da agregação de turbinas e/ou parques eólicos. É de referir que, para as metodologias SOM e Algoritmo K-Medoids, a agregação de turbinas eólicas é realizada segundo duas vertentes distintas, através das séries de dados de velocidade de recurso e a potência eólica. Com a utilização de dados de cariz tão diferenciado como são a velocidade e a potência, o principal objetivo passa por determinar se a agregação, tendo em conta a velocidade do recurso, apresenta resultados distintos da agregação através da potência gerada.

4.2.1. Single Unit Representation

As metodologias de criação de uma curva de potência referente a um dado parque ou turbina, que têm em conta a geração de potência em função da velocidade do vento incidente na(s) turbina(s), representam uma das formas mais simplistas, e ainda bastante aplicável no setor, para estimar a produção eólica.

Nos dias de hoje, os parques eólicos são constituídos por múltiplas turbinas que, por vezes, têm especificações técnicas diferentes. Este facto deve-se, essencialmente, a operações de substituição de turbinas antigas por turbinas mais recentes (comumente denominado de *repowering*) e a

disponibilidade atual de uma certa tecnologia [65]. Para o caso da representação conjunta de todas as turbinas presentes num parque, esta tem sempre em conta as condições orográficas e meteorológicas e, se o parque for constituído por múltiplas turbinas, mas iguais em termos de constituição e potência, a representação da curva de potência pode ser apenas designada por uma turbina representativa – *Single Unit Representation (SUR)* [65]. Como reportado em [66], esta mesma curva pode apresentar um certo alisamento face à curva de uma turbina individual, como é possível observar na Figura 4.5, permitindo *i*) uma suavização na sua resposta (produção) em função do recurso primário, aumentando de forma estatística, a sua viabilidade operacional e *ii*) maior alcance na produção eólica, derivado do melhor aproveitamento da velocidade do vento, não sendo necessária a determinação de uma velocidade de corte, facto que ocorre na operação de uma turbina individual.

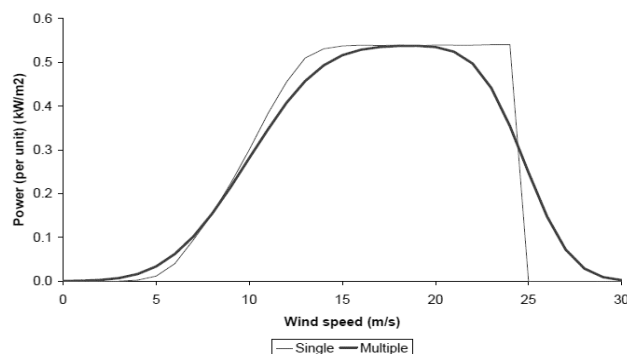


Figura 4.5: Comparação da curva de potência normalizada para turbinas individuais e múltiplas turbinas [66].

No entanto, de acordo com [66] e [67], esta metodologia apresenta limitações na representação fidedigna do comportamento de um parque eólico uma vez que, operacionalmente, as turbinas não recebem o mesmo recurso. Assim, esta metodologia poderá não permitir um valor exato e comum para toda a sua extensão, estando diretamente dependente da determinação correta do valor médio para a velocidade do recurso.

Neste âmbito, a metodologia de *Single Unit Representation*, apresentada por [68], assume que os diversos parques eólicos são apenas representados por uma turbina equivalente, considerando que todo o parque recebe o mesmo recurso incidente. Para tal, esta metodologia tem apenas em conta a soma total das potências das múltiplas turbinas em estudo, permitindo uma representativa diminuição da complexidade dos dados e da consequente análise. A complexidade do conjunto de dados motivada pela dispersão típica no par velocidade do vento/potência, associada às condições normais de operação de um parque eólico (*e.g.*, efeitos de esteira e orográficos), pode ser exemplificada pela Figura 4.6.

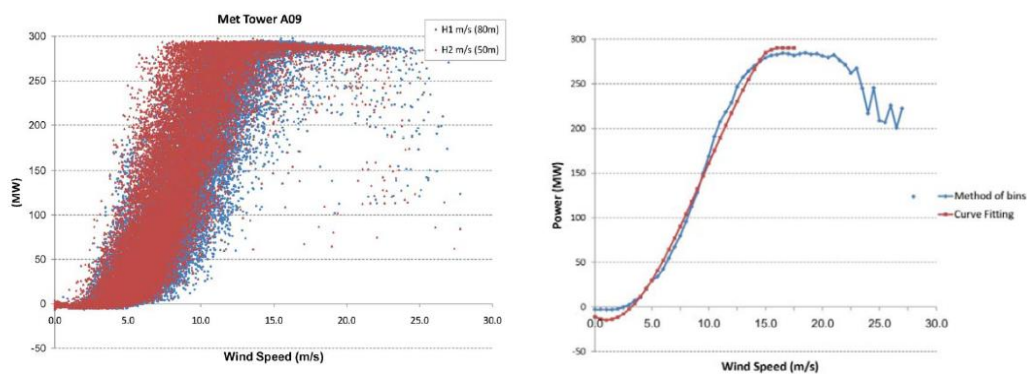


Figura 4.6: Gráfico de dispersão da curva de potência de um parque eólico (figura à esquerda), e os resultados segundo a metodologia de *Single Unit Representation* (figura à direita) [67].

A principal vantagem desta metodologia é o reduzido tempo necessário para a simulação computacional, mas, por outro lado, ignora algumas dinâmicas físicas implícitas em parques eólicos, tais como o efeito de esteira e variações inter-turbina da velocidade do vento, o que poderá induzir uma sobrestimação no agregado eólico [68].

Nesta dissertação, aplica-se uma variante desta metodologia, onde se realizam uma série de análises com o objetivo de obtenção de uma curva de potência característica para cada um dos parques eólicos, Figura 4.7.:

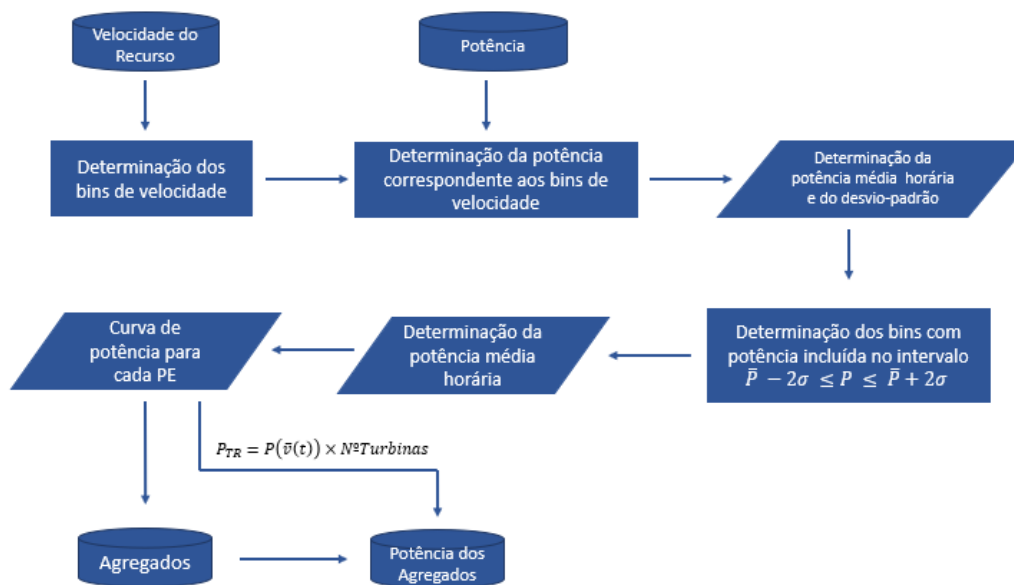


Figura 4.7: Representação esquemática dos principais passos da metodologia de *Single Unit Representation*.

Assim, a metodologia aplicada neste trabalho pode ser resumida nos seguintes passos:

- i. Cálculo da velocidade média de cada parque e agrupamento dos dados por gamas (*bins*) em estudo, para os anos de 2009 e 2010. Os *bins* apresentam uma amplitude de 1m/s entre 0m/s até ao máximo registado (cerca de 35m/s);
- ii. Cruzamento dos dados de potência, de 2009 e 2010, com os de velocidade, tendo em conta os intervalos anteriormente definidos;
- iii. Cálculo da média e desvio-padrão da potência de todos os pontos, presentes em cada gama de velocidade;
- iv. Avaliação dos pontos incluídos no intervalo $\bar{P} - 2\sigma \leq P \leq \bar{P} + 2\sigma$, removendo os valores extremos (*outliers*);
- v. Cálculo da média e desvio-padrão dos pontos incluídos no intervalo referido no passo iv e definição da curva de potência requerida para o caso em estudo.

De seguida, definida a curva de potência para cada um dos parques em estudo, é possível obter a potência ao longo do tempo, através da equação (4.14.):

$$P_{TR}(t) = P(\bar{v}(t)) \times N_{Turbinas} \quad (4.14.)$$

em que a potência da turbina representativa do parque ao longo do espaço temporal em estudo - $P_{TR}(t)$ - tem em conta a potência registada para a velocidade média das turbinas do parque, num dado instante - $P(\bar{v}(t))$ - e o número de turbinas instaladas nesse mesmo parque eólico - $N_{Turbinas}$ [23].

4.2.1. *Self Organizing Map* (SOM)

Uma rede neuronal artificial (RNA), segundo [22], baseia-se no estabelecimento de relações não-lineares entre dados de entrada e de saída, através da realização de treinos e experiências por parte desta metodologia. Estes autores definem que, quanto à constituição e procedimento de uma RNA – Figura 4.8, esta é composta por unidades de informação – designados por neurónios – que têm um determinado peso associado, com impacto direto na definição de um resultado plausível.

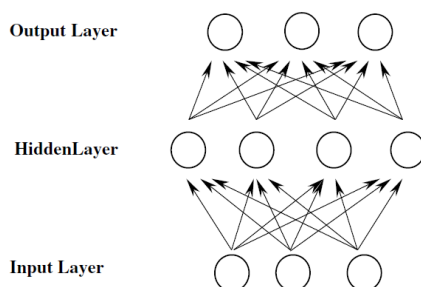


Figura 4.8: Estrutura de uma Rede Neuronal Artificial [69].

Para agregar os diversos neurónios, existem três camadas essenciais: *i*) camada de entrada (designada, na figura, por *input layer*), que se caracteriza por uma camada passiva que apenas tem em conta os dados providenciados pelo utilizador, *i.e.*, matriz impulso/preditor; *ii*) camada escondida (designada, na figura, por *hidden layer*), que é a camada ativa onde a rede de neurónios é consecutivamente ativada, com a respetiva avaliação dos pesos associados a cada um deles, permitindo a criação da função de ativação para obter os dados de saída; *iii*) camada de saída ou de resposta (designada, na figura, por *output layer*), que é constituída pelos resultados obtidos pela aplicação de uma RNA, *i.e.*, matriz preditando [22][23][69].

A aplicação de uma rede neuronal artificial, como processo de classificação de dados por agrupamentos (*clusters*), é providenciada pela técnica de *Self Organizing Map*, criada e demonstrada por T. Kohonen em 1982 [70]. Esta técnica tem como principal funcionalidade a classificação e ilustração dos dados dos agrupamentos obtidos através de uma grelha gerada por uma rede neuronal com processo de aprendizagem [71]. Pela grelha apresentada pela Figura 4.9, é possível observar a representação das similaridades dos múltiplos pontos em estudo, através de uma escala de cinzentos, em que os pontos que exibem a mesma escala apresentam maiores similaridades entre si do que os restantes dados [71]. Assim, esta técnica permite não só uma visão geral de toda a organização dos agrupamentos estudados, mas também uma análise local através de impulsos com diferentes padrões [23].

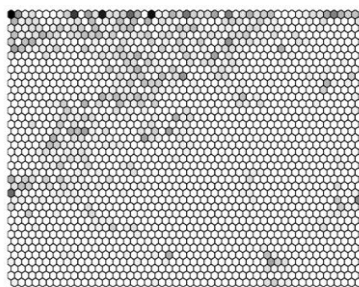


Figura 4.9: Exemplo de grelha gerada pela técnica SOM [71].

A metodologia de SOM tem em conta a distância euclidiana entre os diversos pontos – equação (4.15.) (em que p e q são pontos para os quais se calcula a distância euclidiana, d_e , para n dimensões), não tem

necessidade de fixação prévia de um número ótimo de agrupamentos (*clusters*), embora seja necessário o fornecimento de um número máximo de agregados a estudar, e coloca as unidades de informação consoante as similaridades apresentadas nos dados de entrada [71], visto que neurónios “*similares estarão associados com unidades que estão mais perto na grelha, enquanto modelos menos similares estarão situados gradualmente mais distantes na grelha*” [71].

$$d_e = \sqrt{(p_1 - q_1)^2 + (p_2 - q_2)^2 + (\dots) + (p_n - q_n)^2} = \sqrt{\sum_{i=1}^n (p_i - q_i)^2} \quad (4.15.)$$

No âmbito deste trabalho, a obtenção de agregados através da técnica de *Self Organizing Map* – Figura 4.10, com a respetiva similaridade entre os diversos pontos em estudo, tem como base a série de dados de velocidade de recurso e a potência eólica produzida para os anos de 2009 e 2010 e as ferramentas à disposição em ambiente MATLAB.

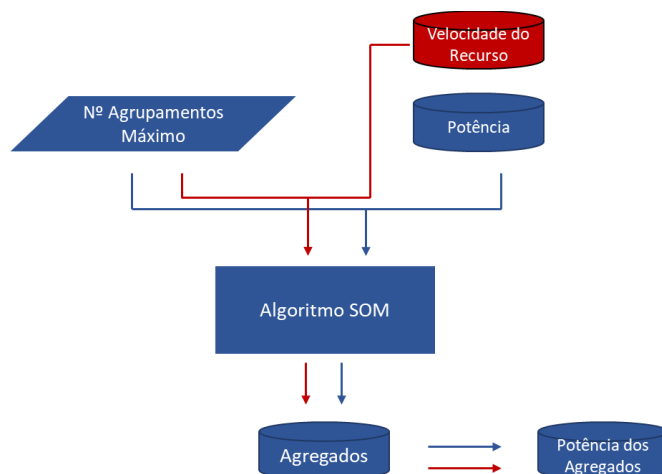


Figura 4.10: Representação esquemática dos principais passos da metodologia de *Self-Organizing Map*.

4.2.3. Algoritmo K-Medoids

O algoritmo K-Medoids, demonstrado por Leonard Kaufman e Peter J. Rosseeuw há cerca de três décadas [72], é uma metodologia que tem como base a determinação de objetos que “*demonstrem uma elevada similaridade entre si, enquanto objetos pertencentes a diferentes agregados são o mais dissimilares possível*” [73]. Assim, o algoritmo determina no conjunto de dados de entrada representativos na região de controlo em estudo, os medóides, que são definidos, através do cálculo de distâncias (*e.g.*, euclidiana ou de correlação), como o ponto central que minimiza as dissimilaridades dos elementos do conjunto - função *argmin*, representada pela equação (4.16) [72].

$$D = \sum_{j=1}^K \sum_{i=1}^N (\text{argmin} \|X_i - C_j\|^2) \quad (4.16.)$$

em que X_i representa a matriz de velocidade do vento ou potência por turbina eólica e C_j refere-se aos medóides, em K agregados e N observações. Este método será menos sensível a valores extremos, uma vez que utiliza quantis em vez de médias como no caso do algoritmo *K-Means* [74].

Para a concretização desta técnica de agregação, é necessária *a priori* a determinação de um número ótimo de agrupamentos (*clusters*). Dos vários critérios disponíveis na literatura, optou-se pela utilização do critério *Silhouette*^e. O critério de *Silhouette* [75] baseia-se no cálculo direto das similaridades dos diversos objetos (neste caso, velocidade do vento ou produção das turbinas eólicas), através da determinação do coeficiente de *Silhouette* que tem em conta a proximidade e separação entre os possíveis agrupamentos - Figura 4.11. Decorrente desta premissa, é realizada uma avaliação para cada objeto sobre a sua integração em determinados agregados, sendo que este objeto, é alocado ao que tiver um maior número de características similares. Por defeito, este critério é calculado através da utilização da distância euclidiana. No entanto, com uma métrica apenas baseada na distância, se as turbinas eólicas em estudo apresentarem o mesmo comportamento, mas com patamares diferentes de operação, o algoritmo pode alocar as turbinas em agrupamentos com perfil de produção bastante díspar entre si [76]. Assim, nesta metodologia, para garantir o agrupamento de turbinas eólicas com perfis de produção semelhante entre si, optou-se por utilizar a distância de correlação.

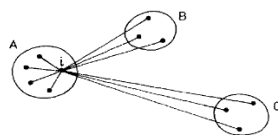


Figura 4.11: Avaliação da distância entre agrupamentos segundo o critério de *Silhouette* [75].

Para o estabelecimento de um número ótimo de agregados K , com base na aplicação da distância de correlação de Pearson [77], recorre-se às ferramentas disponíveis em ambiente MATLAB – Figura 4.12. É tida em consideração a amostra de dados referente à velocidade do recurso e, posteriormente, à potência gerada pelas turbinas para os anos de 2009 e 2010 e um número máximo de 10 agregados que, segundo estudos anteriores, tais como [23], será um valor coerente com o compromisso entre o peso computacional e a representatividade física neste tipo de problemas.

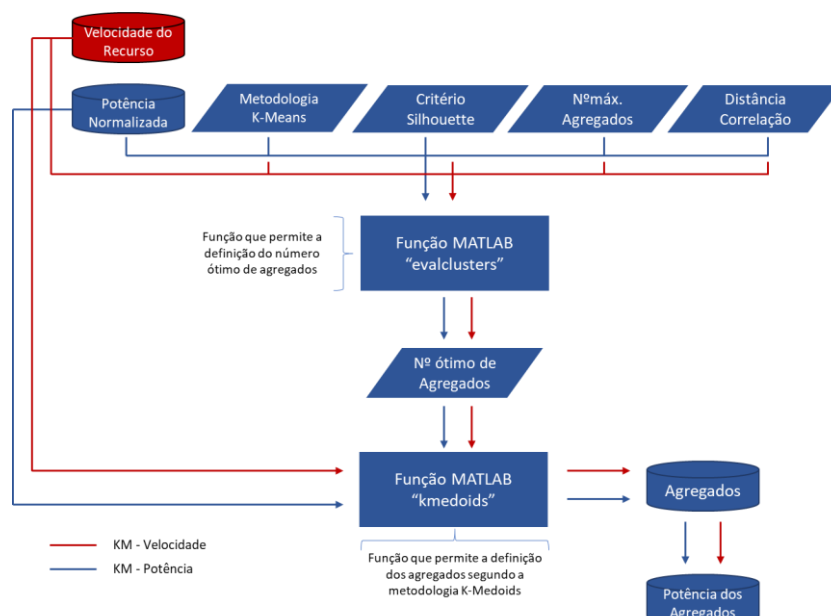


Figura 4.12: Representação esquemática dos principais passos da metodologia K-Medoids com critério *Silhouette*.

^e Para este caso, foi testado outro critério (*Gap*) de escolha do número ótimo de K que, ao resultar na mesma disposição de agregados, garante a robustez da solução obtida.

4.2.4. Agrupamento Probabilístico (*Probabilistic Clustering*)

A agregação probabilística (*Probabilistic Clustering*) adotada neste trabalho é baseada na metodologia apresentada em [68] e validada em [78]. Esta metodologia encontra-se dependente da análise estatística das condições meteorológicas do local e tem como objetivo a determinação dos agrupamentos com maior probabilidade de ocorrência. Os autores de [68] determinaram os agrupamentos dos parques eólicos através do seguinte procedimento:

- i. velocidade do vento – de 4-25 m/s, com intervalos de 1m/s;
- ii. direção do recurso – de 0-360°, com intervalos de 1°;
- iii. aplicação de um algoritmo de agrupamento com base nas premissas *i* e *ii*;
- iv. identificação da distribuição das turbinas eólicas por cada agregado;
- v. identificação da frequência de ocorrência de agregados idênticos.

Desta forma, foi possível obter a probabilidade de ocorrência de cada agregado estudado – Figura 4.13. Através desta representação, os autores determinaram que cada agregado pode ser registado por diversas vezes, para gamas de velocidade e direção diferentes, permitindo a definição do agregado com maior probabilidade de ocorrência para a área de controlo em questão. Para determinar o agregado mais representativo, os autores assumiram as seguintes premissas: *i*) se um grupo tem uma alta probabilidade de ocorrência, torna-se a escolha mais acertada para o agregado mais representativo; *ii*) se dois grupos registarem a mesma probabilidade de ocorrência e possuírem o mesmo número de turbinas, o agregado mais representativo pode ser definido por qualquer um dos grupos em causa; *iii*) caso dois grupos tenham a mesma probabilidade de ocorrência, mas possuírem um número diferente de agrupamentos, o agregado representativo será o que contiver o menor número de turbinas, dado que este favorece a simplificação da análise da área de controlo em estudo. Assim, a título exemplificativo, e recorrendo aos resultados apresentados em [68] - Figura 4.13, os autores concluíram que existem dois grupos que se destacam quanto à sua probabilidade anual de ocorrência – grupo A e B – e, dado que o grupo A possui a maior probabilidade de ocorrência (ocorre em cerca de 10% do ano), será este grupo que se assumirá como o agregado representativo em estudo.

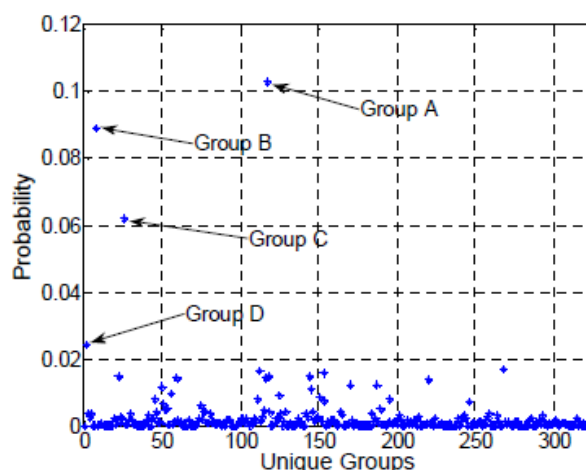


Figura 4.13: Probabilidade anual registada para cada agregado do estudo [68].

Na Figura 4.14 apresenta-se de forma esquemática os principais passos desta metodologia que foi adaptada para o caso de estudo em análise:

- i. Com a velocidade média horária, tendo em conta a totalidade das turbinas, entre 0-30m/s, com *bins* de 1m/s, os intervalos temporais são agrupados nas várias gamas de velocidade;
- ii. Através do anterior agrupamento de intervalos temporais, cruza-se a sua informação com a direção do vento, entre 0-360°, com intervalos de 10°;
- iii. Aplicação da técnica de *Self Organizing Map* – técnica que revela maior robustez (tem melhor capacidade de adaptação, derivado da utilização de redes neuronais), tendo em conta os registos de velocidades de cada um dos cruzamentos de velocidade com a direção do recurso.
- iv. Identificação dos agrupamentos semelhantes para determinação da probabilidade de ocorrência, tendo em conta a equação (4.17.), num total de 1080 agregados máximos (número total de cruzamentos possíveis, tendo em conta o número de *bins* de velocidade e de direção):

$$P_{Ocorrência_{Agregado}} [\%] = \frac{N^{\circ}Ocorrências\ do\ Agregado}{Total\ de\ Agregados} = \frac{N^{\circ}Ocorrências\ do\ Agregado}{N^{\circ}\ bins\ de\ velocidade \times N^{\circ}\ bins\ de\ direção} \quad (4.17.)$$

A partir desta mesma equação, visto que se torna possível obter as diversas probabilidades para cada um dos agregados, procede-se à avaliação do agregado mais representativo da área de controlo em estudo, sendo este, tal como referido anteriormente, o que terá a maior probabilidade de ocorrência face a todos os outros grupos calculados.

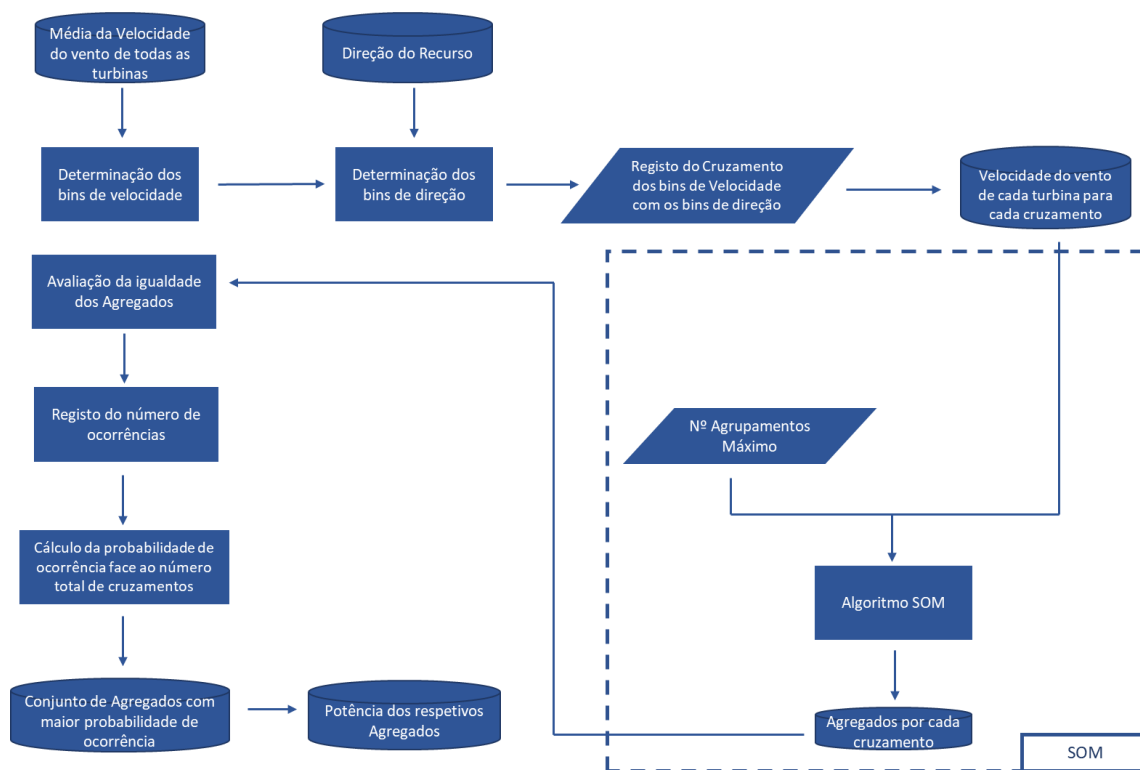


Figura 4.14: Representação esquemática dos principais passos da metodologia de *Probabilistic Clustering*.

4.3. Metodologia de previsão de produção eólica de curto prazo

No âmbito do objetivo desta dissertação, com o intuito de avaliar os diferentes métodos, é aplicada uma metodologia de previsão de geração eólica de curto prazo. O algoritmo adotado nesta dissertação é um dos mais aplicados na literatura nos estudos relacionados com a temática [79][80], e tem como base a

utilização de uma rede neuronal artificial com realimentação, que permite um acerto progressivo dos dados de saída, com a diminuição progressiva do seu erro, durante o processo de aprendizagem [81]. Para tal, segundo [70], durante o processo de realimentação, ocorre um recorrente ajuste dos pesos associados aos neurónios e das conexões presentes entre estas unidades de informações, influenciando o resultado final dos testes da rede neuronal e a respetiva diminuição do seu erro. Visto que a utilização deste algoritmo inclui uma fase de treino, validação e teste (todas incluídas na etapa de calibração), as percentagens da amostra que contemplam cada uma destas fases foram definidas, por defeito, em 70%, 15% e 15%, respetivamente.

Neste trabalho, a previsão é realizada recorrendo à *Neural Network Toolbox* [82], em ambiente MATLAB, com a estrutura apresentada pela Figura 4.15, com um horizonte temporal de previsão de seis horas.

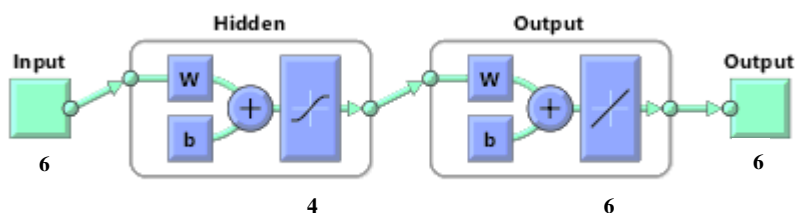


Figura 4.15: Estrutura da Rede Neuronal utilizada na metodologia de previsão de curto prazo. Adaptado de [82].

Na Figura 4.16 apresentam-se os principais passos da metodologia de previsão.

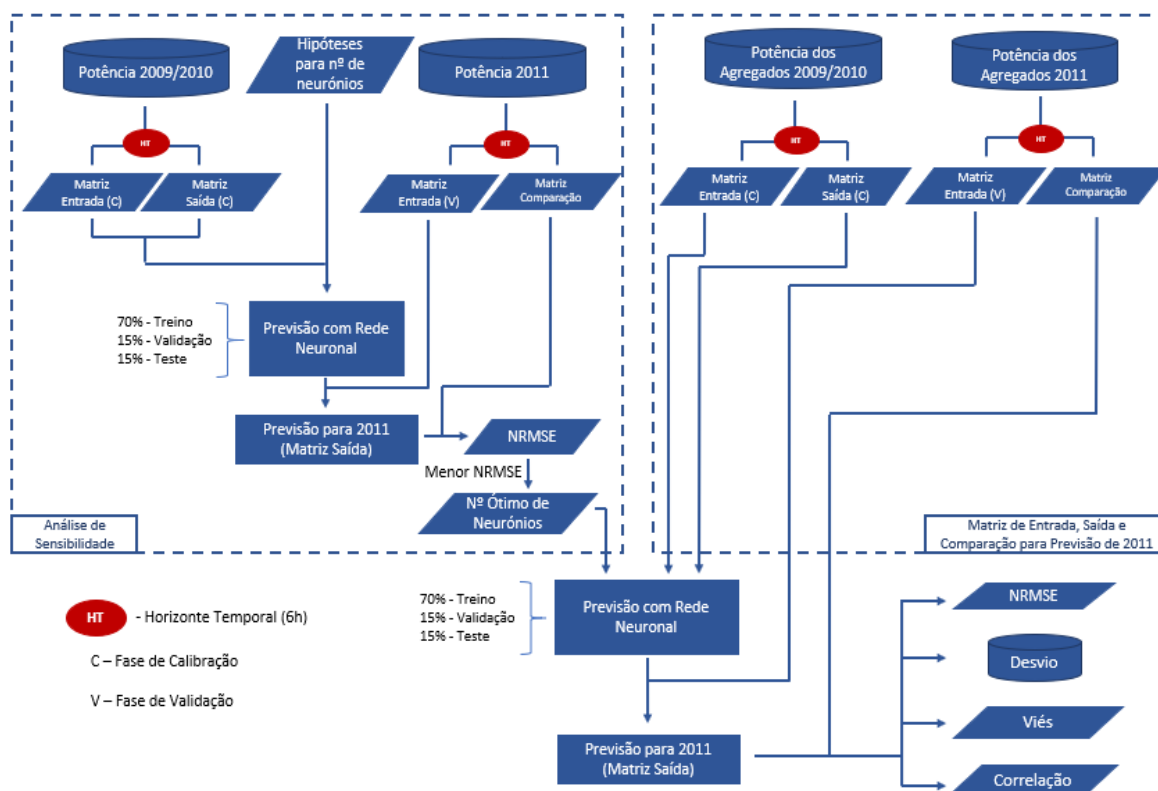


Figura 4.16: Representação esquemática dos principais passos da metodologia de previsão com uma rede neuronal artificial.

Os principais passos da metodologia para cada PE físico ou virtual são:

- i. Criação da Matriz de Entrada – para o agrupamento, utilizando os dados referentes à produção eólica, criou-se uma matriz com intervalos de seis horas – representada pela equação (4.18):

$$\text{Matriz de Entrada} = \begin{bmatrix} P_t(1,1) & P_{t+1}(1,2) & \dots & P_{NH-6}(1, NH - 2HT - 1) & P_{NH-12}(1, NH - 2HT) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ P_{t+5}(6,1) & P_{t+6}(6,2) & \dots & P_{NH-1}(6, NH - 2HT - 1) & P_{NH-7}(6, NH - 2HT) \end{bmatrix} \quad (4.18.)$$

que tem em conta a potência no instante t , o número de intervalos horários de 2009 e 2010 ou 2011 (NH) e o horizonte temporal de previsão (HT) – 6 horas;

- ii. Definição do número de neurónios – é utilizada uma análise de sensibilidade tendo em vista a determinação do número ótimo de neurónios, em específico, a hipótese com previsão que possui o menor erro médio quadrático. Como na atual literatura não existe uma definição conclusiva sobre o número ótimo de neurónios, apenas diferentes recomendações (*rule-of-thumb*), optou-se por alimentar a rede neuronal com as seguintes opções : 2/3, 70% e 90% da dimensão da camada de entrada [83]. Para além disso, também foi testada a hipótese da utilização do número de neurónios ser igual ao dobro da dimensão dos dados de entrada, dada a elevada variabilidade da produção eólica.
- iii. Matriz de Saída – tem como principal função representar a previsão realizada pela rede neuronal para o período de calibração e validação, num horizonte temporal de seis horas - equação (4.19), com as mesmas variáveis da equação (4.18).

$$\text{Matriz de Saída} = \begin{bmatrix} P_{t+6}(1,1) & P_{t+7}(1,2) & \dots & P_{NH-6}(1, NH - 2HT - 1) & P_{NH-6}(1, NH - 2HT) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ P_{t+11}(6,1) & P_{t+12}(6,2) & \dots & P_{NH-1}(6, NH - 2HT - 1) & P_{NH-1}(6, NH - 2HT) \end{bmatrix} \quad (4.19.)$$

- iv. Criação da Matriz Comparação – tem como objetivo o estabelecimento de uma comparação entre a matriz de saída proveniente da previsão de produção eólica para o ano de 2011. Para tal, esta tem exatamente a mesma estrutura que a Matriz de Saída, com a diferença de ser composta pelos dados de produção real para o ano de 2011. Com esta matriz, é possível avaliar a precisão da metodologia de previsão, através de diversos parâmetros estatísticos.

Realizada a previsão de produção eólica para o ano de 2011, cada uma das metodologias de agregação tem que ser necessariamente avaliada segundo parâmetros que permitem avaliar o grau de precisão de cada uma delas [23][79]. Desta forma, esta componente da dissertação - utilizando a Matriz de Saída e a Matriz Comparação - é avaliada segundo as métricas:

- i. Erro Médio Quadrático Normalizado (*Normalized Root-Mean Square Error - NRMSE*) – que permite avaliar as variações dos erros, para cada um dos agregados;

$$\text{NRMSE} = \frac{\sqrt{\frac{1}{NH} \sum_{t=1}^{NH} (Pot. Eólica_{prevista}(t) - Pot. Eólica_{Real}(t))^2}}{\text{Máx}(Pot. Eólica_{prevista})} \quad (4.20.)$$

- ii. Desvio - que avalia a diferença horária entre os valores da previsão e os observados em cada agregado;

$$Desvio = Pot.Eólica_{prevista}(t) - Pot.Eólica_{Real}(t) \quad (4.21.)$$

- iii. Viés – que representa o valor médio do desvio, para cada agregado;

$$Viés = \frac{\sum_{t=1}^{NH} Pot.Eólica_{prevista}(t) - Pot.Eólica_{Real}(t)}{NH} \quad (4.22.)$$

- iv. Correlação de Pearson (ρ) – que avalia as similaridades entre a previsão (Pr) e o valor real (Re) da geração de potência eólica para cada agregado, através das suas médias (μ) e desvios-padrão (σ).

$$\rho = \frac{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^{NH} (Pot.Eólica_{prevista}(t) - \mu_{Pr}) - (Pot.Eólica_{Real}(t) - \mu_{Re})}{\sigma_{Pr} \sigma_{Re}} \quad (4.23.)$$

De referir que, durante a fase de previsão, caso algum dado de saída seja considerado inferior a zero, dada a sua impossibilidade física, é automaticamente definido como produção nula.

4.4. Impacto financeiro das metodologias de agregação

A integração de fontes renováveis no SE tem-se demonstrado um desafio, não só ao nível técnico, mas também ao nível económico-financeiro. Estando presente num mercado como o MIBEL, que tem associado um sistema de penalizações aos produtores, que terão que pagar consoante a diferença entre o valor da produção prevista e a real [15][84], estes desvios podem ser classificados em duas principais vertentes [84]:

- i. Desvio de Produção por Défice – potência gerada pelo parque eólico é inferior ao previsto e respetivamente submetido no mercado. Este tipo de desvio tem um custo associado (Preço de Défice);
- ii. Desvio de Produção por Excesso - potência gerada pelo parque eólico é superior ao previsto e respetivamente submetido no mercado. Este tipo de desvio embora, em média, represente uma bonificação para os produtores (Preço de Excesso), importa referir que a retribuição da energia neste caso, é bastante reduzida quando comparada com a retribuição que podia obter no mercado do dia seguinte.

Seguindo a linha de investigação apresentada em [15], no âmbito desta dissertação, é comparado o impacto financeiro das diversas metodologias de agregação – Figura 4.17, através da análise dos desvios entre as previsões realizadas pelas redes neuronais dos diferentes métodos e a geração eólica realmente verificada, considerando um horizonte temporal de seis horas. Assim, tendo em conta o preço de mercado do dia seguinte (Preço DA) e a definição de dois tipos de preço para o cálculo das penalizações (Preço por Défice e Preço por Excesso) - equação (4.24) e (4.25), consoante o valor deste desvio horário, é possível obter o custo normalizado, ou seja, o custo face ao cenário de referência – equação (4.26.). Este cenário de referência serve de ponto de partida para esta análise, através da determinação do custo que cada um dos produtores teria caso fosse a mercado MIBEL individualmente.

$$Penalização_{Défice} = (Preço DA + Preço por Défice) \times Desvio, \text{ se } Desvio > 0 \text{ kW} \quad (4.24.)$$

$$Penalização_{Excesso} = (Preço DA - Preço por Excesso) \times |Desvio|, \text{ se } Desvio < 0 \text{ kW} \quad (4.25.)$$

$$Custo Normalizado = \frac{\sum_{t=1}^{NH} Penalização_{Metodologia Agregação}(t)}{\sum_{t=1}^{NH} Penalização_{Referência}(t)} \quad (4.26.)$$

Desta forma, é possível identificar a metodologia *i*) mais benéfica face à referência, que reflete a participação individual de vários parques eólicos, e *ii*) que implicaria menores custos associados à alocação de reservas e que, conseqüentemente, permitiria uma maior rentabilidade, por parte dos produtores, promovendo assim uma participação estratégica num ambiente de mercado de eletricidade.

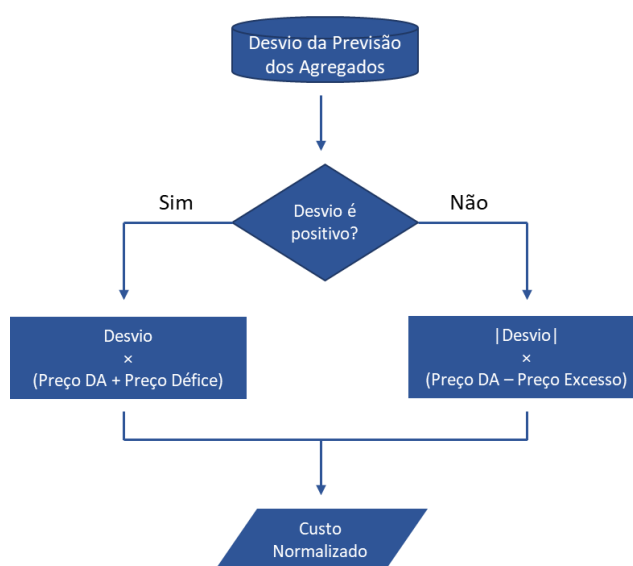


Figura 4.17: Representação esquemática dos principais passos da metodologia de avaliação financeira das metodologias de agregação.

Capítulo 5 – Caso de estudo e análise de resultados

Neste capítulo é realizada a análise dos resultados decorrente da aplicação das metodologias referidas no capítulo anterior. Assim, através de séries temporais horárias previamente tratadas de geração de potência eólica e velocidade do recurso, durante os anos de 2009 e 2010, é possível compreender o comportamento dos parques eólicos em estudo e o impacto das metodologias de agregação através da sua simulação e avaliação técnica. Através da série temporal que retrata o ano de 2011, é possível obter os resultados da previsão a curto prazo e a avaliação financeira (segundo o ponto de vista dos produtores de energia eólica) para as diferentes metodologias de agregação.

5.1. Caso de estudo

A avaliação do caso de estudo assenta na análise geral do recurso, tal como a localização dos parques eólicos, perfis de produção, velocidade e direção do recurso e o gradiente de produção. Desta forma, o principal objetivo deste subcapítulo passará pela contextualização da região (de controlo) em estudo, servindo de referência para a análise das metodologias de agregação aplicadas.

Na Tabela 5.1 apresentam-se algumas características dos parques eólicos do caso de estudo, e na Figura 5.1 apresenta-se a distribuição espacial dos sete PEs.

Tabela 5.1: Características dos parques eólicos do caso de estudo.

Parque Eólico	Nº Turbinas	Capacidade Nominal (MW)
PE1	57	114
PE2	5	10
PE3	2	4
PE4	6	12
PE5	5	10
PE6	6	12
PE7	18	36

O caso de estudo em análise é composto por sete parques eólicos (PE) – Tabela 5.1, com uma totalidade de 99 turbinas, com capacidade nominal de 2 000 kW cada uma.

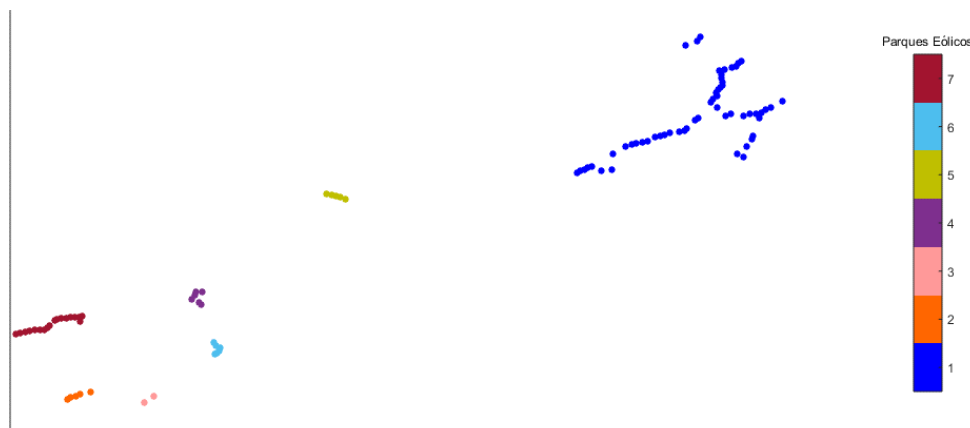


Figura 5.1: Localização dos parques eólicos em análise

Os sete parques localizam-se numa região com topografia complexa na região Centro/Norte de Portugal e distam entre si numa extensão máxima de cerca de 45km. Por motivos de confidencialidade não é possível indicar a localização pormenorizada dos PEs, no entanto, através da Figura 5.1, é possível observar a composição e distribuição espacial das turbinas eólicas. Tendo em vista o desenvolvimento e avaliação de metodologias de agregação eólica, a localização das turbinas anteriormente representadas assume um papel importante em toda a análise, visto que a velocidade e direção do recurso e, conseqüentemente, a produção eólica encontra-se fortemente dependente deste fator.

De seguida, é avaliado o perfil de produção médio dos parques eólicos, após identificação das semanas em que se obtém um perfil de produção médio máximo e mínimo, face aos registos dos anos em estudo. Nas Figuras 5.2 e 5.3 apresentam-se os perfis de produção médio máximo e mínimo, respetivamente.

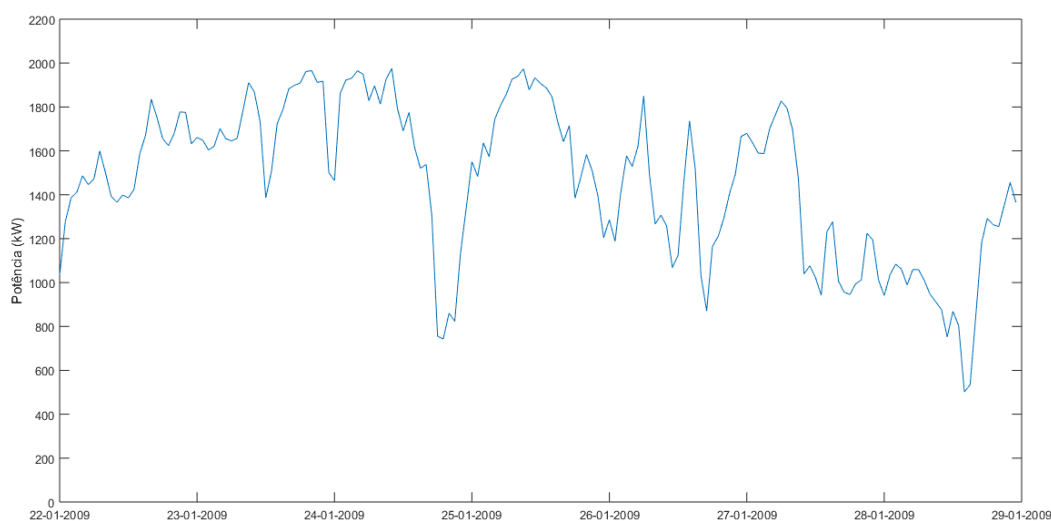


Figura 5.2: Semana com perfil de produção médio máximo (22 - 29 Janeiro de 2009).

O perfil de produção médio máximo é registado durante a semana de 22 – 29 de Janeiro de 2009 – Figura 5.2, onde se verificam, durante os vários dias em causa, diversos registos médios muito próximos da potência nominal de 2 000 kW, nomeadamente, durante o final do dia 23, início do dia 24 e início do dia 25 de Janeiro - e com apenas dois períodos mínimos, no final do dia 24 e 28 de Janeiro, onde a potência eólica incorreu em valores de cerca de 800 kW e 500 kW, respetivamente.

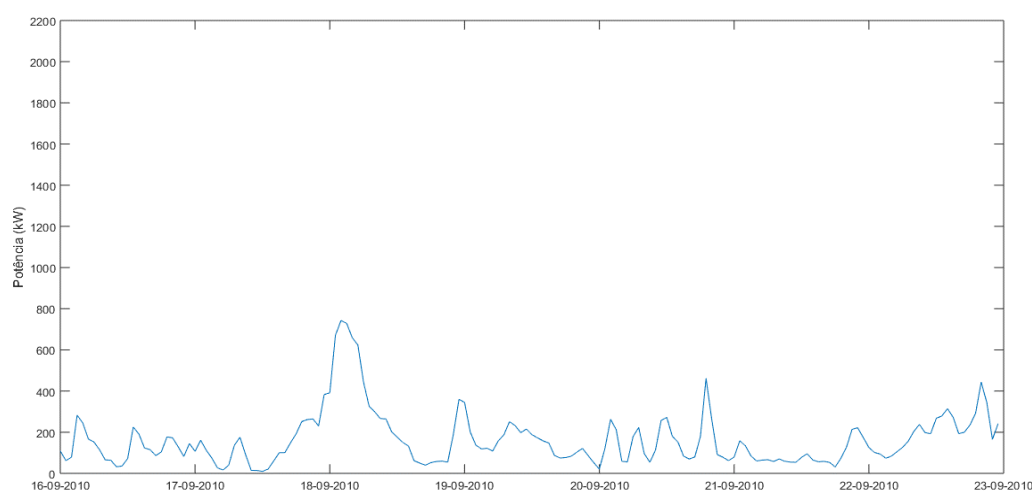


Figura 5.3: Semana com perfil de produção médio mínimo (16 - 23 de Setembro de 2010)

Por outro lado, o perfil de produção médio mínimo registou-se durante a semana de 16 – 23 de Setembro de 2010 – Figura 5.3, onde se obtém valores de produção muito pouco representativos face à restante amostra temporal, com pico máximo de produção de apenas 800 kW durante o dia 18 de Setembro e, com registo assinalável para o dia 17 e 21 de Setembro em que se verificaram produções médias um pouco abaixo de 100 kW.

Para compreender a distribuição do vento por classes de velocidade, na Figura 5.4, apresentam-se os histogramas da velocidade do vento para cada PE.

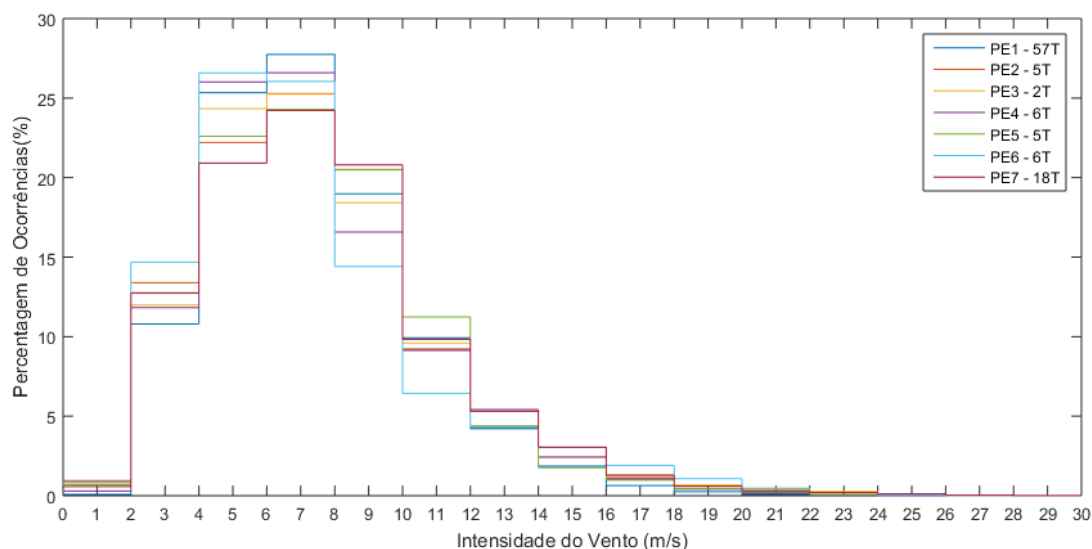


Figura 5.4: Percentagem de ocorrência da velocidade do vento para os PEs do caso de estudo.

Com a representação da percentagem de ocorrências de velocidade – Figura 5.4, é possível perceber que este parâmetro segue uma tendência bastante assimétrica, ajustando-se a uma distribuição de Weibull. Tal como seria expectável, para um PE localizado em Portugal, existe uma grande incidência de registos – cerca de 95% da amostra - em gamas de velocidade baixas até aos 15 m/s, com especial relevância para as gamas de velocidade do vento de 4-8 m/s, que abrange cerca de 65% dos registos de velocidade para os anos de 2009 e 2010. Para além disso, é de salientar a reduzida representatividade de registos de velocidade acima dos 20 m/s. Através desta figura é possível verificar uma elevada concordância na distribuição da percentagem de ocorrências entre os sete parques em análise. Destaca-se ainda o PE6 que apresenta a maior percentagem de ocorrência nas gamas de velocidades entre 2-6 m/s e 16-20 m/s indicando uma elevada propensão para a existência de valores extremos da velocidade do vento.

Com base nos dados registados numa estação anemométrica instalada na região dos PEs em análise, na Figura 5.5 apresenta-se a rosa dos ventos, bem como a distribuição da velocidade do vento para cada setor direcional.

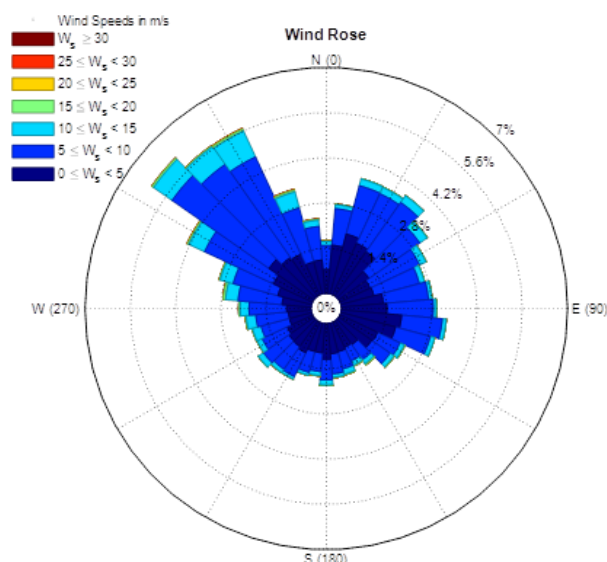


Figura 5.5: Rosa dos ventos da região em estudo.

Desta forma, através da Figura 5.5, é possível compreender que existe uma elevada dispersão na direção do recurso. No entanto, a direção predominante do vento encontra-se a Noroeste, nomeadamente entre os 300-330 graus, em que algumas direções chegam a obter cerca de 6% do número de registo face à amostra estudada. É também de assinalar alguns registos representativos a Nordeste, com algumas direções a chegar a cerca de 4%.

Para compreender a produção eólica de cada um dos PEs em estudo, é elaborada a Figura 5.6, onde se pode analisar a percentagem de ocorrência de capacidade de cada um dos PEs.

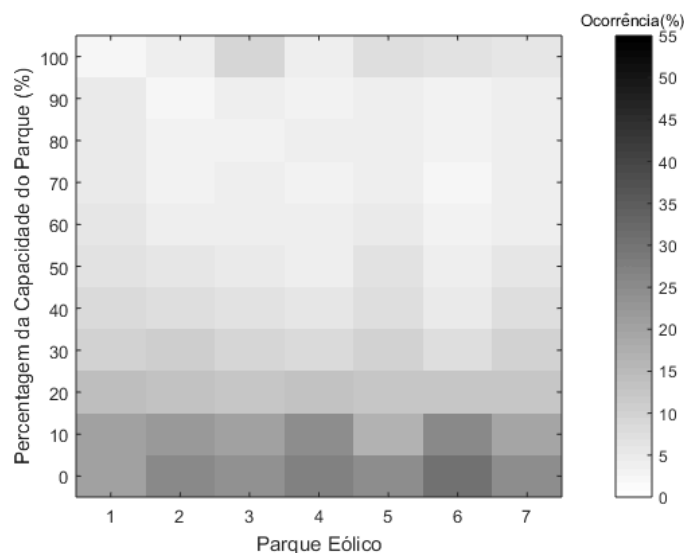


Figura 5.6: Frequência de ocorrência da percentagem da capacidade dos parques do caso de estudo.

Pela Figura 5.6, que apresenta a ocorrência de percentagem da capacidade de cada PE, é possível observar que *i*) em 50% do tempo, a maioria dos parques operam abaixo de 20-25% da sua capacidade nominal e *ii*) o impacto do número de turbinas presentes em cada parque eólico. É possível verificar que o PE3, que apresenta o menor número de turbinas eólicas, é o que apresenta maior percentagem do tempo com registos próximos da capacidade nominal do PE, aproximadamente 10% do tempo. Por outro lado, os PEs com maior número de turbinas apresentam uma menor percentagem do tempo com valores próximos da capacidade nominal. Assim, para o PE1 (constituído por 57 turbinas) há um número muito

menor de registos nas gamas de percentagem de capacidade reduzida (0-15%) e elevada (90% - 100%) face aos restantes parques eólicos. Para além disso, também apresenta uma maior distribuição de ocorrência pelas outras gamas de capacidade em análise. Numa perspetiva distinta, a distribuição geográfica também terá influência nesta análise, visto que os PE2, PE4 e PE6 apresentam bastante similiaridade na produção eólica, operando apenas 30% do tempo numa gama de potência superior a 40% da capacidade nominal, não existindo diferenças significativas pela existência de mais uma turbina eólica nos PEs 4 e 6 face ao PE2 que apresenta apenas cinco turbinas.

Quanto à análise do gradiente de produção – Figura 5.7, esta é realizada tendo em conta uma escala logarítmica, com o intuito de facilitar a visualização dos resultados.

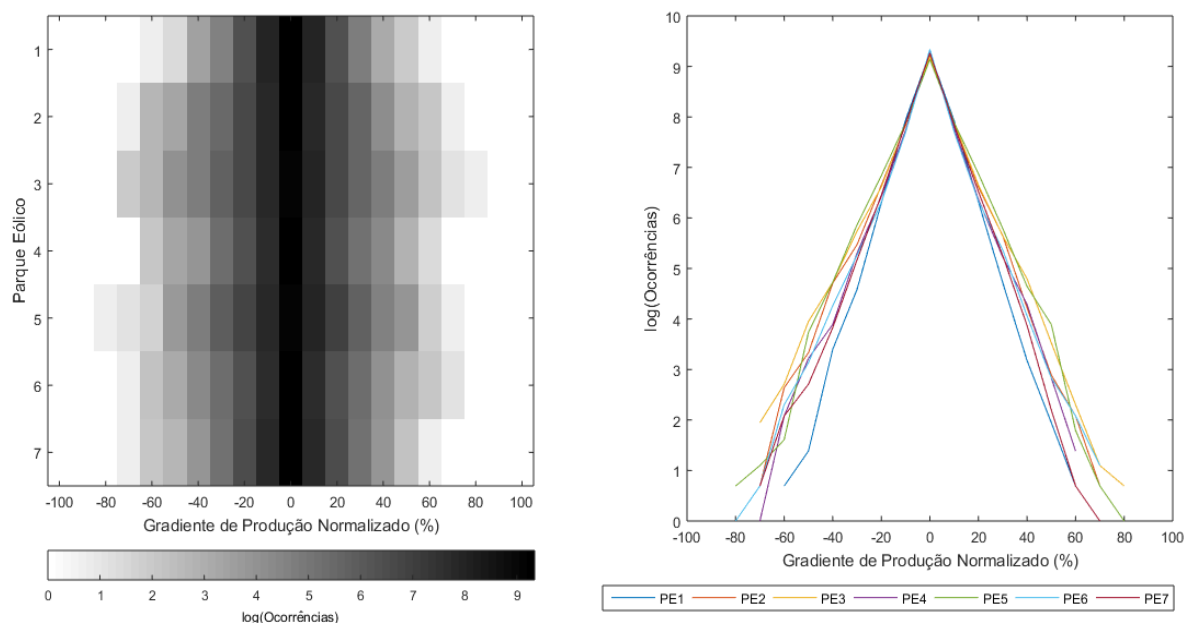


Figura 5.7: Número de ocorrências do gradiente de produção normalizado do caso de estudo.

É possível observar na Figura 5.7, que existe uma elevada simetria na análise do gradiente de produção, o que indica que o número de ocorrências positivas e negativas são de igual magnitude. Em adição, é possível perceber que a maior parte das ocorrências se situa nos 0%, o que indica uma certa constância e uniformidade na produção eólica dos parques em análise. É de notar que o parque com maior número de turbinas (PE1) apresenta os valores extremos mais reduzidos de variação horária de produção de -60 a 60% - sugerindo que quanto maior o número de turbinas de um parque, menor será a magnitude do gradiente horário de produção. Por outro lado, podemos ver que o parque eólico com apenas duas turbinas (PE3) apresenta a amplitude de variação mais elevada, chegando a obter ocorrências entre os -70% a 80%.

Com a visão geral do caso de estudo, é possível compreender a variabilidade do recurso e da produção eólica para cada uma das turbinas - Figura 5.8.

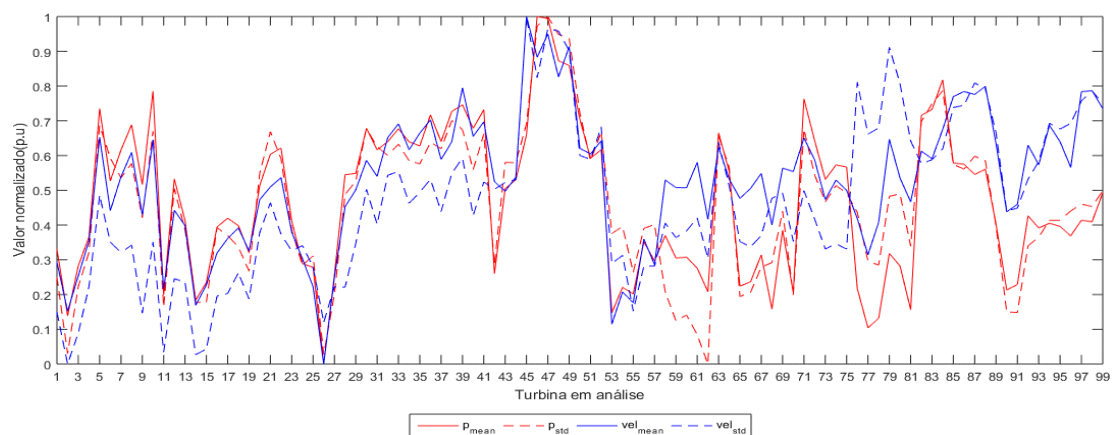


Figura 5.8: Valores médios e desvio padrão da velocidade do vento (azul) e potência (vermelho) - Visão geral do caso de estudo.

Na Figura 5.8 observa-se a presença de dois grandes padrões no caso de estudo, onde *i*) a potência encontra-se em fase com a velocidade do recurso observado, principalmente nas primeiras 57 turbinas (PE1) e *ii*) a potência está em “anti-fase” com a velocidade do recurso, com especial representação nas turbinas 59 a 63 (PE2) e 85 a 99 (pertencentes ao PE7), que pode ser justificada por elevado desvio-padrão nos registos de velocidade associado às condições típicas de operação de um parque eólico, *e.g.*, fenómenos de esteira (que reduz a produção eólica apesar da velocidade do recurso incidente) e registo de velocidades do vento superiores à velocidade de corte, com respetiva paragem de funcionamento.

5.2. Aplicação e avaliação técnica das metodologias de agregação

No âmbito desta dissertação, foram aplicadas quatro metodologias de agregação (físicas e virtuais) que foram comparadas ao cenário de referência de participação desagregada, Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Resumo das metodologias de agregação aplicadas nesta dissertação.

Metodologia	Agregação	Dados de Entrada	Designação
SUR	Física	Velocidade do vento e potência	SUR
SOM	Virtual	Velocidade do vento	SOM(VEL)
		Potência	SOM
K-Medoids		Velocidade do vento	KM(VEL)
		Potência	KM
Probabilistic Clustering		Velocidade e direção do vento	PC

Nas subsecções seguintes apresentam-se os resultados obtidos para as diferentes metodologias de agregação. Essencialmente, estes resultados passam pela análise, para cada agregado das metodologias, da frequência de ocorrência da percentagem da sua capacidade, número de ocorrências do gradiente de produção normalizado, diagramas de caixa e bigodes dos valores da potência horária e uma visão geral sobre os valores médios e desvio padrão da velocidade do vento e potência^f. De referir que, ao longo da análise, optou-se por designar igualmente os agregados por parques eólicos.

^f Foi realizada uma análise complementar à percentagem de registos de velocidade do vento acima da velocidade de corte, que pode ser consultada no Anexo III - Estudo da ocorrência de velocidade do recurso acima da velocidade de corte

5.2.1. Single Unit Representation

A metodologia de *Single Unit Representation* (SUR) assenta no estabelecimento da curva de potência característica para os agregados (neste caso, os PEs físicos) com base nos dados de potência e velocidade do recurso, representada pela Figura 5.9.

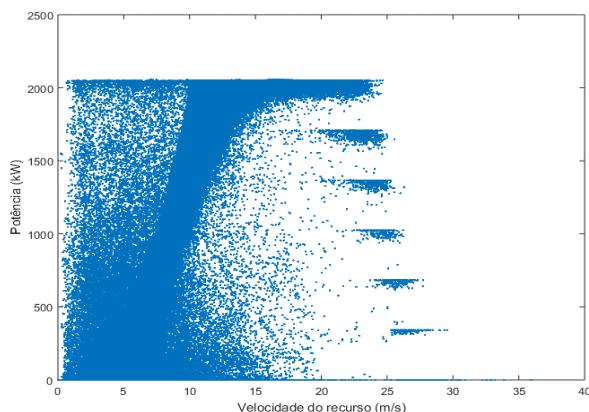


Figura 5.9: Base de dados de potência e velocidade do vento de todas as turbinas eólicas durante 2009 e 2010.

Na Figura 5.9, é possível perceber a potência eólica em função da velocidade do vento. Assim, é visível a elevada dispersão do par velocidade do vento-potência e alguns patamares de produção associadas ao controlo ativo da potência (situação típica de operação). Adicionalmente observam-se registos de velocidade relativamente elevados – até 30 m/s, e registos ligeiramente acima da potência nominal das turbinas (2 000 kW).

A partir da anterior representação da base de dados, é possível obter as curvas de potência representativa para cada agregado em estudo – Figura 5.10.

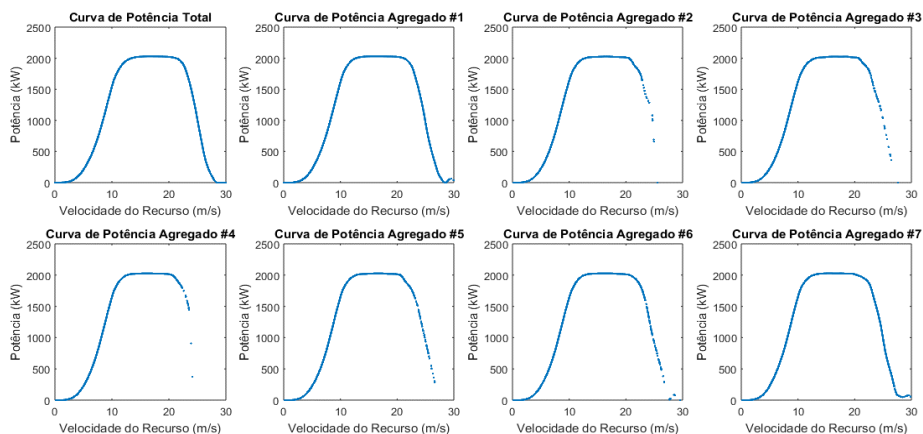


Figura 5.10: Curvas de potência média total e dos diferentes agregados após aplicação da metodologia SUR.

Nesta figura, é possível perceber algumas representações obtidas em literatura anterior, nomeadamente nos agregados que representam um maior número de turbinas (#1 e #7), onde existem registos de produção eólica até perto de 30 m/s. Este aproveitamento também pode ser explicado pela aplicação da tecnologia de *storm control* em algumas turbinas eólicas, que permite a geração de potência eólica a grandes velocidades, apesar de ocorrer uma redução na sua magnitude. Por outro lado, o agregado #2 é o que obtém uma velocidade de corte menor, o que poderá indicar não só a presença de características mais similares neste agregado, como também a apresentação de valores de velocidade do vento mais reduzidos.

No seguimento da avaliação da metodologia, a Figura 5.11 representa a percentagem de capacidade dos diferentes agregados.

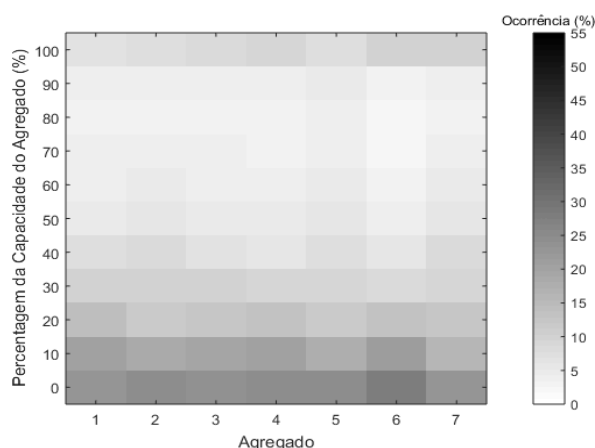


Figura 5.11: Frequência de ocorrência da percentagem da capacidade dos agregados para a metodologia SUR.

Na Figura 5.11 apresenta-se a distribuição da frequência de ocorrência pelos diferentes níveis de percentagem de capacidade dos agregados. Através desta figura, é possível observar que, nos dois anos em análise, todos os agregados operam: *i*) cerca de 60-70% do tempo na gama dos 0-20% da sua capacidade, e *ii*) cerca de 10-15% do tempo perto da sua capacidade máxima. Estes valores contrastam com o cenário de referência porque, nesse caso, não só todos os agregados operam entre 0-20% da sua capacidade em 70-80% do período em análise, como também raramente trabalham à sua capacidade máxima (inferior a 5% do tempo). Assim, é visível uma sobrestimação, face ao observado na referência, na ordem dos 5-10% da geração eólica agregada com a aplicação desta metodologia.

Na Figura 5.12 apresenta-se os diagramas de caixa e bigodes dos valores da potência horária para os diferentes agregados. Nesta figura, é possível observar, para cada um dos agregados, a sua mediana (linha vermelha), o primeiro e terceiro quartil da amostra (limites a azul – “caixa”), o seu máximo e mínimo (limites a preto – “bigodes”) e, por fim, a referência à sua capacidade nominal (círculo preto).

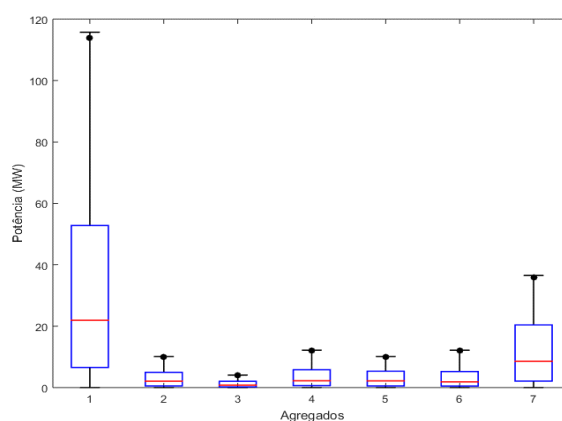


Figura 5.12: Diagramas de caixa e bigodes dos valores da potência horária dos agregados da metodologia SUR.

A partir da Figura 5.12 é possível confirmar que o agregado #1, por ser o que possui o maior número de turbinas, é o que apresenta maior geração de potência. Para além disso, a sua mediana bianual situa-se em cerca de 25MW, registando igualmente a maior dispersão (diferença entre o máximo e mínimo). Por outro lado, o agregado #3, por possuir apenas 2 turbinas, é o que regista os valores mínimos. De salientar, que não são registados valores extremos (*outliers*) na análise para esta metodologia e no agregado #1 a geração de potência máxima é superior à capacidade do agregado, o que indica uma produção

ligeiramente acima da potência nominal. Para esta metodologia é possível observar que agregados com capacidade nominal semelhante também apresentam características de produção semelhantes. Este facto é visível nos agregados #2 e #5 e os agregados #4 e #6, pois têm a mesma capacidade e, conseqüentemente, têm características semelhantes ao nível do tamanho da caixa e dos bigodes representados na figura.

Na Figura 5.13 apresentam-se os resultados relativos ao gradiente de produção para a metodologia *Single Unit Representation*.

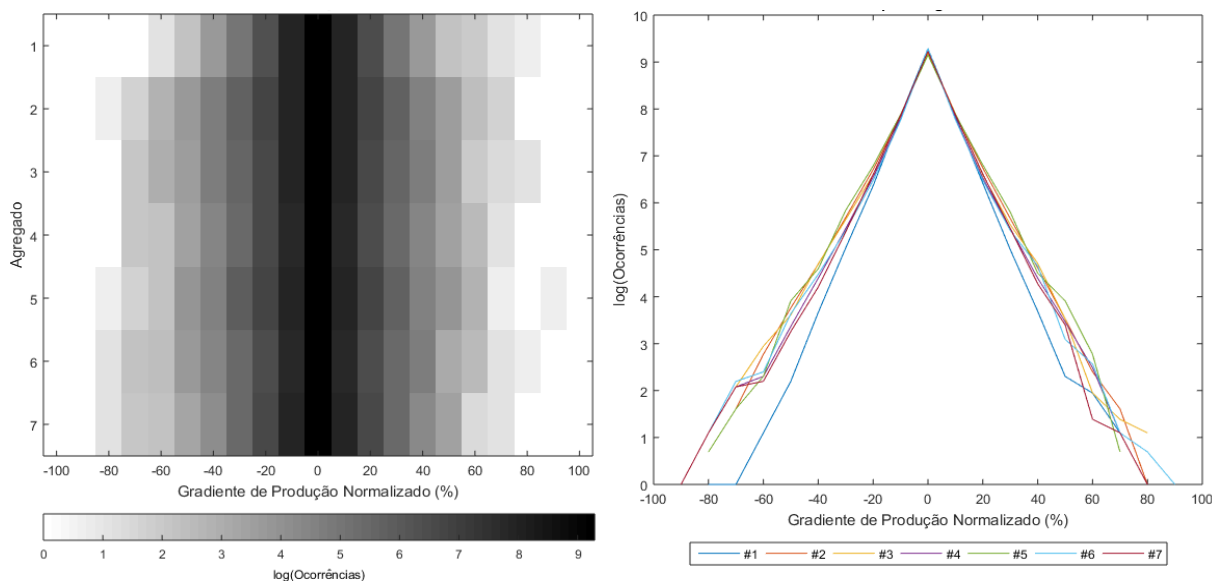


Figura 5.13: Número de ocorrências do gradiente de produção normalizado para a metodologia SUR.

Para o caso da ocorrência de gradiente de produção, esta metodologia poderá trazer algum aumento da magnitude desta componente, dada a sua análise agregada – Figura 5.13. Em comparação com o cenário de referência, é possível perceber que a agregação teve um impacto direto no gradiente de produção, através de um aumento de cerca 10% na sua magnitude máxima e mínima (subida até aos -90% e 90% de gradiente normalizado). Os resultados sugerem que esta subida se encontra relacionada com a sobrestimação da produção desta metodologia identificada anteriormente. No entanto, é igualmente perceptível um ligeiro aumento no número de ocorrências com gradiente nulo, o que indica um ligeiro alisamento de produção através da diminuição das suas flutuações. Este resultado pode ser parcialmente explicado pela distribuição espacial dos parques em estudo, que permite a obtenção de complementaridade de produção entre as turbinas e, conseqüentemente, o seu efeito de alisamento de produção eólica.

Na Figura 5.14 apresenta-se a visão geral sobre os parâmetros de potência e velocidade para os diferentes agregados.

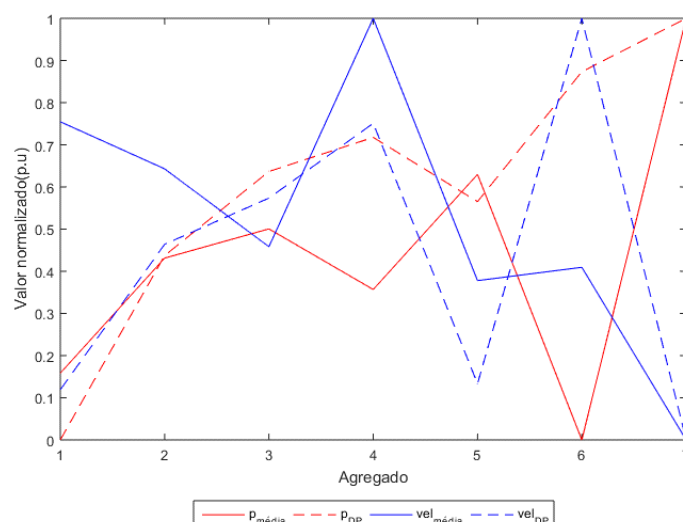


Figura 5.14: Valores médios e desvio padrão da velocidade do vento (azul) e potência (vermelho) - Visão geral do SUR.

No âmbito da análise geral à metodologia de *Single Unit Representation*, a Figura 5.14 retrata um valor máximo e mínimo de potência média para os agregados #7 e #6, e de velocidade média para os agregados #4 e #7, respetivamente. Quanto à análise da concordância entre a geração de potência média e velocidade média, esta difere com o cenário de referência, uma vez que, para esta metodologia, a concordância é bastante afetada pelo desvio-padrão associado à velocidade do vento. Como é perceptível pela figura, os agregados com maior “anti-fase” entre a potência e velocidade do vento são os que também possuem um maior desvio-padrão, o que revela que o número de registo de velocidades nulas, associados a fenómenos físicos anteriormente referidos, podem ter um grande impacto na potência média associada à produção eólica.

5.2.2. Self Organizing Map (SOM)

- **Agregação de turbinas eólicas baseada na velocidade do vento**

Para a metodologia SOM, que avalia as similaridades entre as várias turbinas em estudo, através de dados de entrada de velocidade do vento da anemometria da *nacelle* e com uma dimensão de matriz de camada de 3x3, obtiveram-se os agregados apresentados na Tabela 5.3, e cuja distribuição espacial das turbinas eólicas pode ser visualizada na Figura 5.15.

Tabela 5.3: Agregados para a metodologia SOM com dados de entrada de velocidade do vento.

Agregado	Nº Turbinas	Capacidade Nominal (MW)
#1	26	52
#2	3	6
#3	8	16
#4	9	18
#5	5	10
#6	23	46
#7	12	24
#8	6	12
#9	7	14

Na agregação dos parques eólicos em estudo, é possível observar, através da Tabela 5.3, que é possível definir nove agregados, com valores mais elevados para os agregados #1, #6 e #7, constituídos por 26 (perfazendo uma capacidade máxima de 52MW), 23 (perfazendo uma capacidade máxima de 46MW) e 12 (perfazendo uma capacidade máxima de 24MW) turbinas eólicas, respetivamente. Em sentido contrário, os agregados #2, #5 e #8 apresentam os valores mais reduzidos, com 3 (6MW de capacidade máxima), 5 (10MW de capacidade máxima) e 6 (12MW de capacidade máxima) turbinas eólicas, respetivamente.

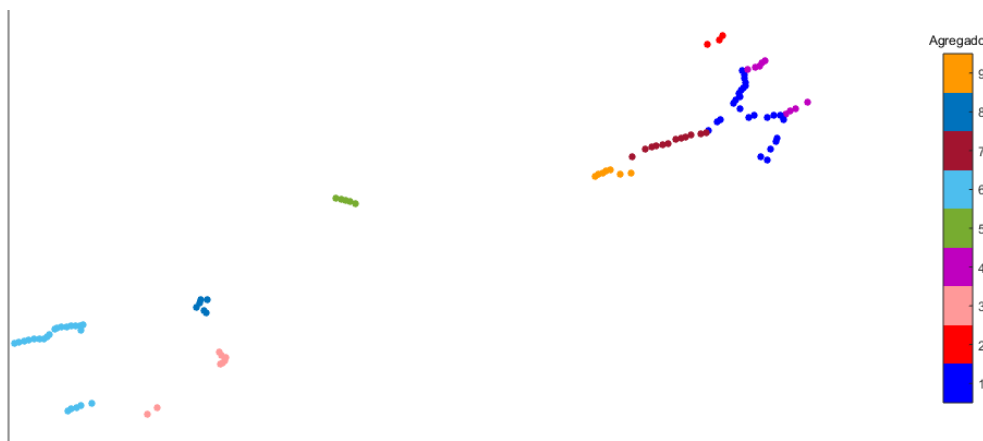


Figura 5.15: Distribuição geográfica dos agregados obtidos com a metodologia SOM com base nos dados de velocidade do recurso.

Através da distribuição geográfica dos agregados e em comparação com o cenário de referência do caso de estudo, é visível, pela Figura 5.15, o impacto desta metodologia. Após observação, é possível perceber a: *i*) separação em 5 agregados do PE1, possivelmente devido à sua grande extensão e as respetivas condições orográficas na zona envolvente; e *ii*) junção dos PE3 com PE6 e do PE2 com PE7 num único agregado sugerindo que o recurso eólico incidente nestes PEs apresenta elevada similitude.

A nível operacional, é possível verificar na Figura 5.16 a frequência de ocorrência da percentagem da geração agregada dos nove PEs virtuais obtidos com a metodologia SOM.

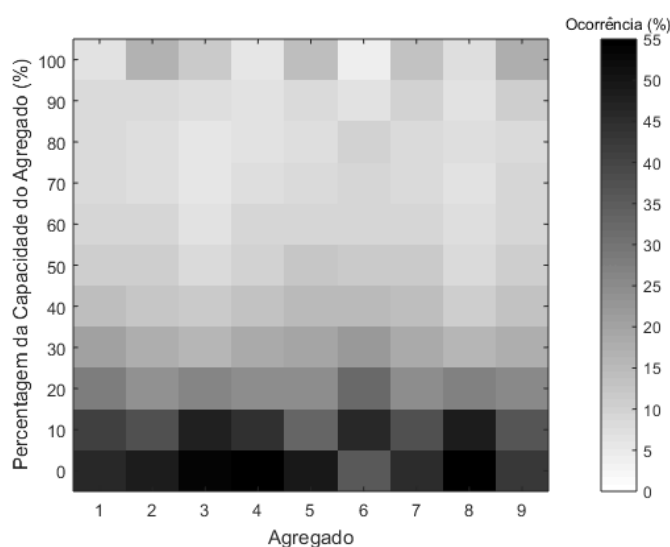


Figura 5.16: Frequência de ocorrência da percentagem da capacidade dos agregados para o SOM com dados de entrada de velocidade do recurso.

Na análise da percentagem de capacidade dos agregados, em comparação com a análise realizada ao caso de estudo, esta metodologia implica, em quase todos os agregados, um aumento no número de ocorrências em gamas de capacidade reduzida (0-10%) e próximo dos 100% – Figura 5.16. Quanto a gamas de capacidade intermédias, há a diminuição dos valores deste parâmetro, através da distribuição do número de ocorrências pelos agregados (número de agregados é superior ao número de PEs do caso de estudo). Destaca-se ainda o agregado #6, que contrariamente aos PEs físicos e virtuais analisados anteriormente, apresenta o valor mais elevado de frequência de ocorrência na gama de produção entre 10-20%.

Na Figura 5.17 apresenta-se os diagramas de caixa e bigodes dos valores da potência horária para os diferentes agregados.

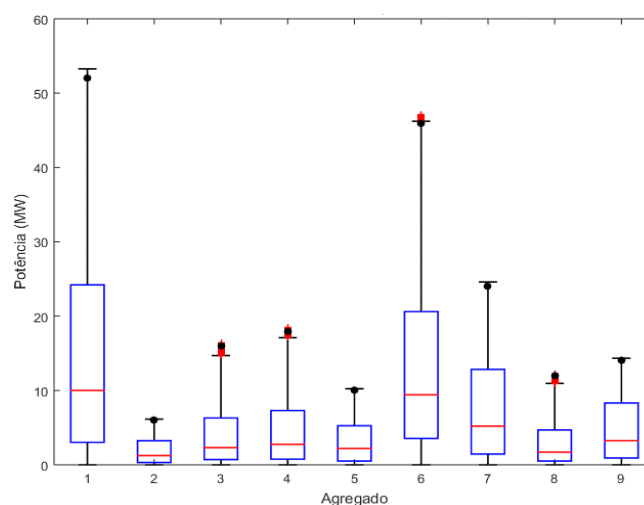


Figura 5.17: Potência dos Agregados do SOM com dados de entrada de velocidade do recurso.

No seguimento da agregação das turbinas pertencentes ao caso de estudo, é possível perceber a evolução da produção eólica de cada um dos agregados para esta metodologia. Através da Figura 5.17, é visível que esta avaliação é condizente com o anteriormente analisado na Tabela 5.3, no sentido em que o agregado #1 é o que gera a maior produção eólica, tanto ao nível da mediana (linha vermelha), como também na sua amplitude (diferença entre o máximo e mínimo – linha preta) e capacidade (círculo a preto), derivado de um maior número de turbinas constituintes. Por outro lado, tendo em conta as mesmas razões, o agregado #2 é o que apresenta a menor capacidade eólica ao nível da mediana e da amplitude da dispersão. Por fim, é necessário ressaltar a presença de *outliers* (círculo a vermelho) nos agregados #3, #4, #6 e #8, em que no #3, #4 e #8 o valor da sua capacidade está dentro do que é considerado *outlier*, indicando, assim, as poucas ocorrências de geração máxima. Para esta metodologia, é de referir o impacto da capacidade nominal dos agregados na representação nesta representação, com os agregados #8 e #9 a apresentarem uma reduzida diferença na sua capacidade (agregado #9 tem mais 2 000 kW que o agregado #8), mas a apresentarem uma certa disparidade nas suas características de produção, nomeadamente na representação da caixa, em que o agregado #9 possui uma dimensão consideravelmente superior ao agregado #8.

Para o gradiente de produção, a avaliação desta vertente da metodologia é apresentada na Figura 5.18.

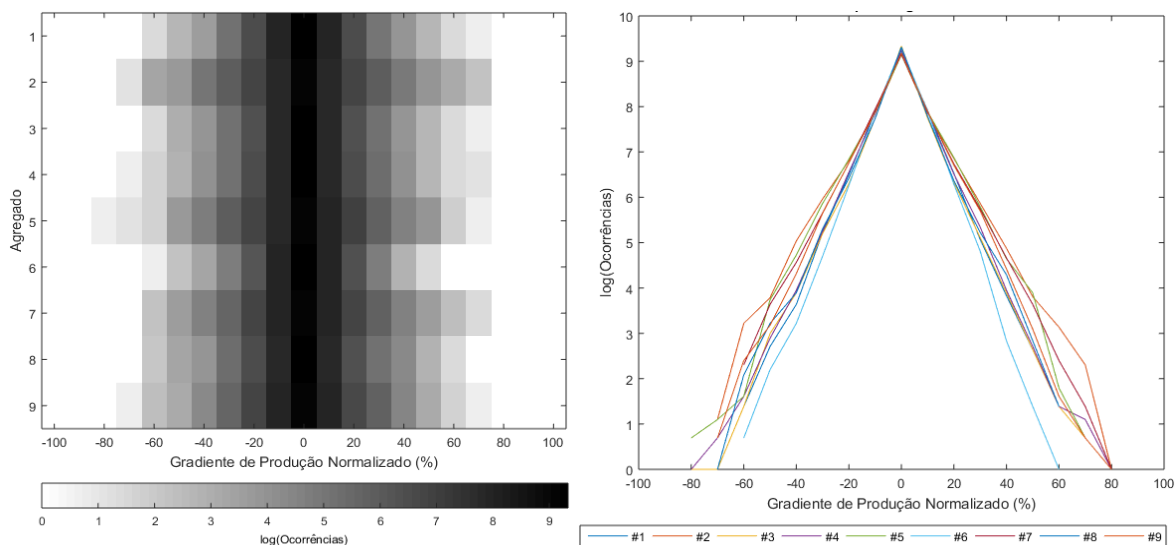


Figura 5.18: Número de ocorrências do Gradiente de Produção Normalizado do SOM com dados de entrada de velocidade do recurso.

Quanto ao gradiente de produção verificado para a metodologia *Self Organizing Map* – Figura 5.18, é possível perceber a manutenção do padrão deste parâmetro face ao cenário de referência anteriormente estudado. Em complemento, denota-se igualmente um ligeiro aumento de ocorrências em gamas de gradiente de produção com magnitude elevada (a -70% e a 70% de gradiente de produção normalizado), em comparação com o seu funcionamento desagregado. É de referir a diminuição da dispersão do gradiente de produção normalizado dos agregados desta metodologia face aos PEs do caso de estudo, com especial atenção para o agregado #6, que possui a menor dispersão de resultados para este parâmetro. Este facto indicia que é necessário ter em conta outros fatores, para além da capacidade nominal, tais como a localização e/ou orografia, uma vez que, quando comparado com o PE1 do caso de estudo (parque eólico com maior capacidade nominal), o agregado #6 possui não só uma menor capacidade, mas também uma menor dispersão de resultados do seu gradiente de produção.

Por fim, para esta vertente do SOM, é representada uma visão geral dos parâmetros de potência e velocidade, na Figura 5.19.

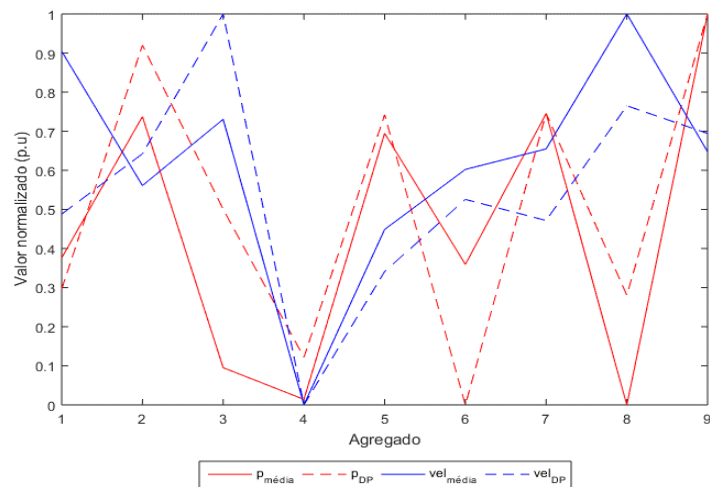


Figura 5.19: Valores médios e desvio padrão da velocidade do vento (azul) e potência (vermelho) -Visão Geral do SOM com dados de entrada de velocidade do recurso.

Através da visão geral sob os agregados, proporcionada pela Figura 5.19, é possível perceber que existe uma relação entre os valores de desvio-padrão da velocidade do vento com os valores da potência média. Desta forma, os agregados com maior desvio-padrão ao nível da velocidade (#3 e #8) são os que apresentam um menor aproveitamento do recurso para produção eólica, enquanto os agregados com maior desvio-padrão ao nível da potência são os que também têm maior produção eólica, possivelmente impactados pelo maior número de turbinas e valores mais altos de produção face aos restantes (agregados #2 e #9).

- **Agregação de turbinas eólicas baseada na potência eólica**

Analisando uma vertente distinta do SOM, realiza-se a agregação das turbinas eólicas em estudo também tendo em conta a potência gerada como dados de entrada. Assim, após aplicação da metodologia, foram definidos os seguintes agregados representados pela Tabela 5.4 e Figura 5.20:

Tabela 5.4: Agregados para a metodologia SOM com dados de entrada de potência.

Agregado	Nº Turbinas	Capacidade Nominal (MW)
#1	5	10
#2	6	12
#3	17	34
#4	8	16
#5	9	18
#6	11	22
#7	23	46
#8	7	14
#9	13	26

Com a disposição dos agregados representados pela Tabela 5.4, é possível denotar algumas semelhanças com a agregação realizada recorrendo aos dados da velocidade do vento. Para esta vertente do SOM, os agregados #7 e #3 são os que apresentam o maior número de turbinas agregadas, com 46 e 34 MW de capacidade, respetivamente. Por outro lado, apesar do número mínimo de turbinas ser superior à vertente da velocidade, os agregados #1 e #2 são os que apresentam o menor número de turbinas agregadas, com 5 e 6 turbinas e 10 e 12MW, respetivamente.

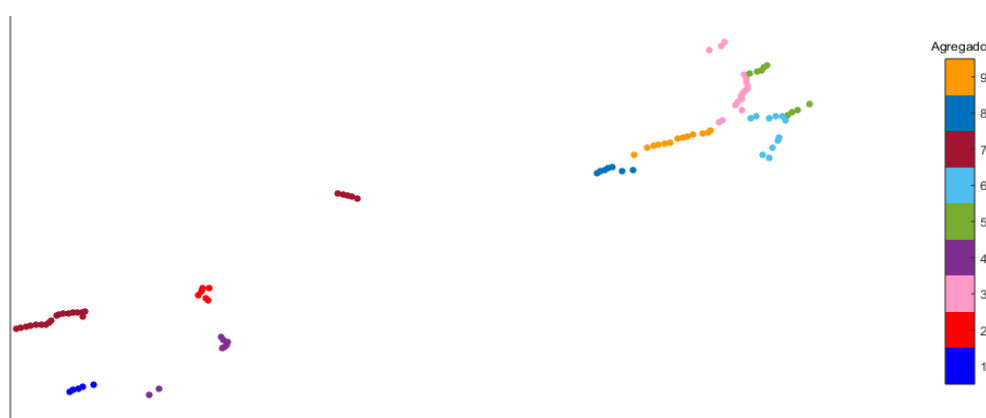


Figura 5.20: Distribuição geográfica dos agregados obtidos com a metodologia SOM com base nos dados de potência.

No seguimento da classificação das turbinas pelos diferentes agregados, é possível também analisar a sua distribuição geográfica dentro da área de controlo em estudo – Figura 5.20. Consta-se que há um

certo grau de semelhança entre os agregados definidos pelo SOM com velocidade e o SOM com potência, diferindo apenas na junção do anteriormente denominado PE7 com PE5 (tendo em conta a velocidade, agrega o PE7 com o PE2). Este facto revela que o PE7, apesar de ter similaridades com o PE2 ao nível da velocidade do vento, terá maior semelhança com o PE5 no que diz respeito à conversão do recurso e respetiva produção eólica. Para além disso, denota-se uma diferença na divisão do anterior PE1, através da mudança da disposição de várias turbinas nos agregados.

No seguimento da avaliação da metodologia, foi elaborada a análise da ocorrência de percentagem de capacidade dos agregados, através da Figura 5.21.

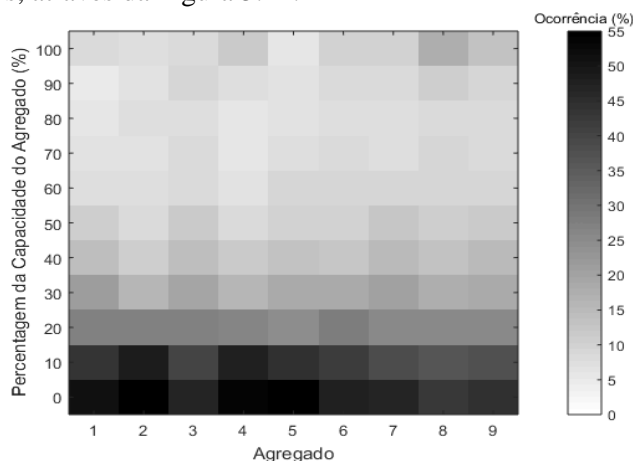


Figura 5.21: Frequência de ocorrência da percentagem da capacidade dos agregados para a metodologia SOM com dados de entrada de potência.

Quanto à percentagem de capacidade dos agregados, em comparação com a agregação realizada com a velocidade, o agrupamento das turbinas eólicas com a metodologia SOM recorrendo aos dados de potência observados – Figura 5.21, apresenta uma menor quantidade de registos em gamas reduzidas de capacidade (0-10%), uma melhor distribuição de ocorrências para todas as gamas e, por fim, um maior número de ocorrências em gamas de capacidade elevadas (90-100%). Já em comparação com o cenário de referência, é possível perceber um ligeiro aumento de ocorrências em gamas elevadas e intermédias de capacidade.

Na Figura 5.22 apresenta-se os diagramas de caixa e bigodes dos valores da potência horária para os diferentes agregados.

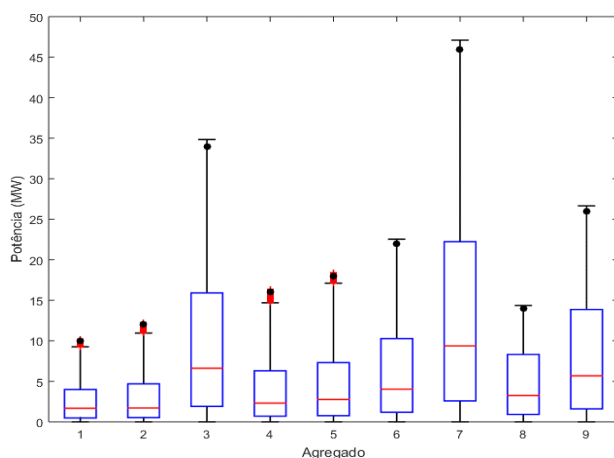


Figura 5.22: Potência dos Agregados do SOM com dados de entrada de potência.

Com a definição dos agregados, é possível verificar a distribuição dos valores da potência de cada um deles para esta metodologia – Figura 5.22. Assim, para a metodologia SOM, tendo em conta a potência e no seguimento do que já foi verificado com a Tabela 5.4, os agregados #7 e #3, derivado do seu número superior de turbinas constituintes, são os que apresentam maior geração de potência eólica nos anos 2009 e 2010, tanto ao nível da mediana como da sua amplitude, sendo que têm situações em que podem produzir acima da sua capacidade. Por outro lado, e pelas mesmas razões apresentadas anteriormente, os agregados #1 e #2 são os que apresentam valores mais baixos para esta análise. É de referir a presença de *outliers* nos agregados #1, #2, #4 e #5, onde se incluem as respetivas capacidades máximas, iniciando a baixa probabilidade de ocorrência de produção máxima. Comparando com a vertente da velocidade, denota-se *i*) uma maior distribuição da produção pelos vários agregados, que, operacionalmente, pode permitir uma maior robustez, dentro da região de controlo, para lidar com eventos extremos em alguns PEs e, novamente, *ii*) a influência da capacidade nominal dos agregados nas características de produção (agregados #2 e #8 com capacidade semelhante mas com características de produção distintas).

Quanto ao gradiente de produção, os diferentes agregados desta vertente do SOM são analisados através da Figura 5.23.

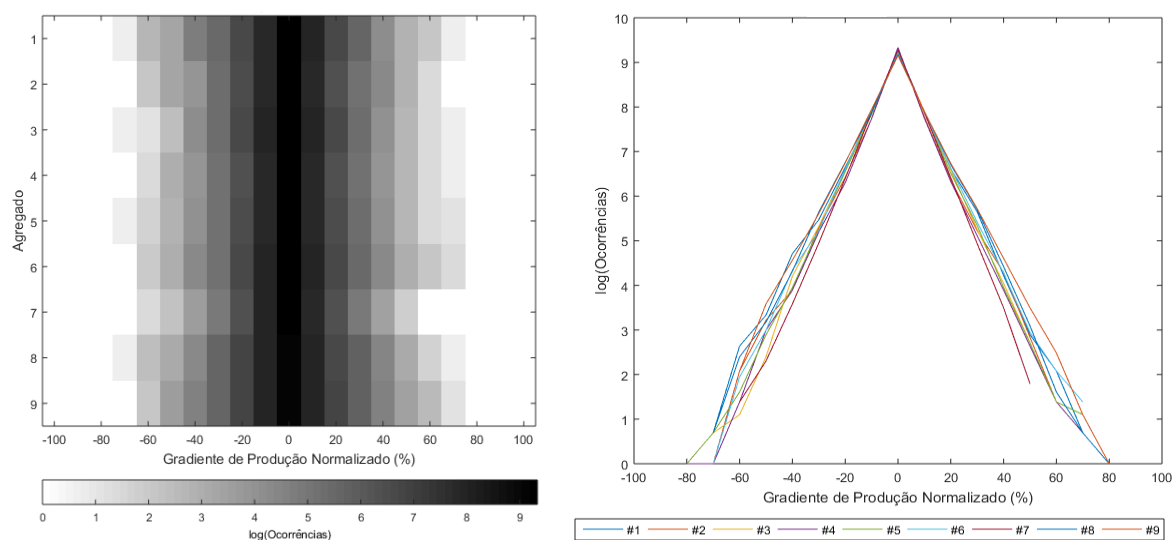


Figura 5.23: Número de ocorrências do Gradiente de Produção Normalizado do SOM com dados de entrada de potência.

No âmbito da análise ao gradiente de produção, é igualmente de notar as semelhanças entre os resultados da metodologia SOM com velocidade e o SOM com potência, sendo que a vertente que tem em conta a potência apresenta ligeiras melhorias. Nomeadamente, é possível observar na Figura 5.23, que o SOM com potência apresenta um número de ocorrências assinaláveis entre as gamas -70 e 70%, ao contrário da vertente com velocidade que ainda obtém registos assinaláveis entre as gamas -80 e 70%, o que indica uma ligeira diminuição da magnitude do gradiente para os agregados criados pela vertente do SOM que tem em conta a potência. Em comparação com a referência, denota-se uma maior distribuição de ocorrências pelas várias gamas de gradiente de produção, sendo que há uma ligeira melhoria quanto à diminuição da magnitude do gradiente, uma vez que as ocorrências do cenário de referência com magnitude inferior a -60% e superiores a 70% foram distribuídas pelos vários agregados, revelando o efeito estatístico de alisamento de produção e a respetiva diminuição dos valores extremos.

Tendo em vista a obtenção de uma visão geral sobre os parâmetros de potência e velocidade do recurso com a aplicação do SOM com dados de entrada de potência, é apresentada a Figura 5.24.

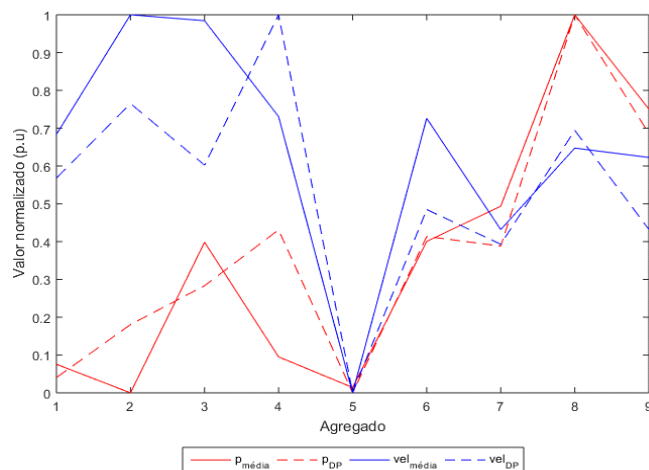


Figura 5.24: Valores médios e desvio-padrão da velocidade do vento (azul) e potência (vermelho) - Visão Geral do SOM com dados de entrada de potência.

Através da Figura 5.24 é perceptível, novamente, que os agregados em que o recurso tem um maior desvio-padrão associado à velocidade são os que obtêm a menor produção eólica (agregados #2 e #4). Por outro lado, os agregados com maior desvio-padrão associado à potência são os que possuem uma potência média superior (agregados #8 e #9). Em comparação com a vertente de velocidade, é de realçar a manutenção de um certo padrão de anti-fase entre a potência e a velocidade.

5.2.3. Algoritmo K-Medoids

Para a avaliação do algoritmo K-Medoids, são utilizadas duas vertentes metodológicas distintas, que permitem perceber o impacto da inclusão de diferentes dados de entrada neste tipo de metodologia de agregação. Tal como retratado no Capítulo 4, é analisado o algoritmo K-Medoids segundo o critério *Silhouette*, com um número máximo de 10 agregados. Neste critério, são realizadas duas hipóteses de agregação tendo em conta a *i*) velocidade do recurso e *ii*) potência gerada.

- **Agregação de turbinas eólicas baseada na velocidade do vento**

Para o caso da agregação do K-Medoids com a velocidade do recurso, através da Tabela 5.5 e Figura 5.25, é possível observar a separação e disposição dos agregados.

Tabela 5.5: Agregados para a metodologia K-Medoids com critério *Silhouette* e dados de entrada de velocidade do recurso.

Agregado	Nº Turbinas	Capacidade Nominal (MW)
#1	13	26
#2	5	10
#3	21	42
#4	8	16
#5	5	10
#6	11	22
#7	6	12
#8	5	10
#9	7	14
#10	18	36

Na Tabela 5.5., é possível observar a distribuição dos agregados, onde é de ressaltar os agregados #3, #10 e #1 que são constituídos pelo maior número de turbinas e, conseqüentemente, possuem maior capacidade. Por outro lado, os agregados #2, #5 e #8 apenas agregam cinco turbinas, registrando, por isso, uma capacidade de apenas 10 MW.

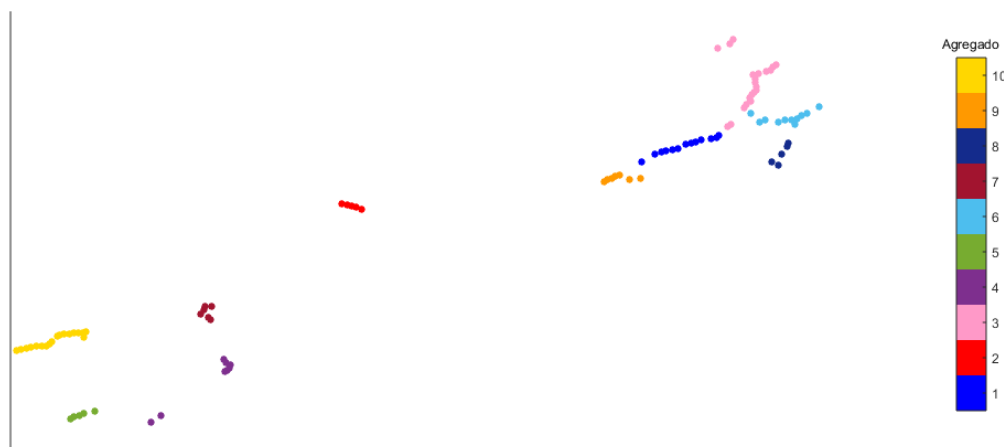


Figura 5.25: Distribuição geográfica dos agregados obtidos com a metodologia K-Medoids com critério *Silhouette* e com base nos dados de velocidade do recurso.

Segundo a distribuição geográfica verificada pela Figura 5.25, é observável a distribuição das turbinas pertencentes a cada um dos parques eólicos em estudo. Assim, para esta metodologia, as principais diferenças impostas são *i*) divisão do original PE1 em 5 agregados diferentes - devido à extensão e número de turbinas pertencentes a este parque, o recurso incidente é bastante distinto consoante a localização; *ii*) agregação dos originais PE3 e PE6, o que permite perceber que existem similaridades ao nível da velocidade do vento, com a avaliação realizada por esta metodologia.

Nesta vertente do K-Medoids, é possível verificar, na Figura 5.26, a frequência de ocorrência da percentagem de capacidade dos agregados.

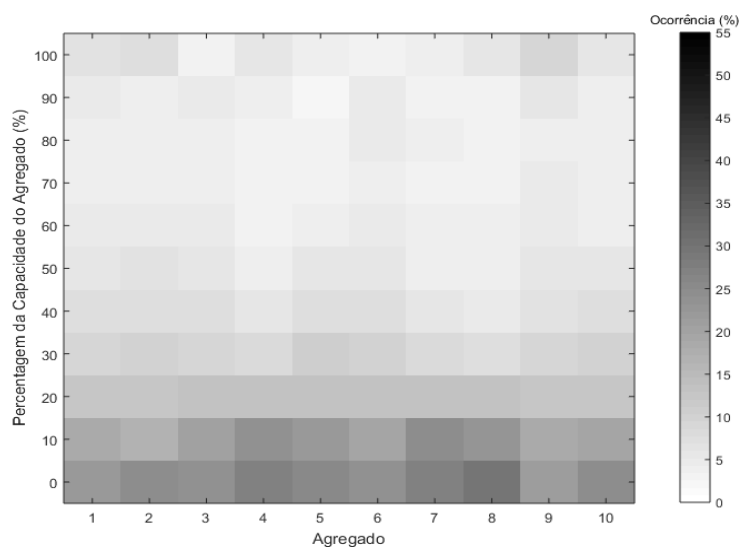


Figura 5.26: Frequência de ocorrência da percentagem da capacidade dos agregados para o K-Medoids com critério *Silhouette* e dados de entrada da velocidade do vento.

Na análise referente à percentagem de capacidade dos agregados – Figura 5.26, esta metodologia permite uma maior uniformização da geração de potência face ao cenário de referência, através de um maior número de registo de ocorrências em gamas de capacidade intermédias (30-80% da capacidade do agregado). Para além disso, devido à complementaridade de produção entre turbinas imposta pela agregação, é de notar o aumento de registos de ocorrências em gamas de capacidade de 90-100%, o que permite uma elevada uniformidade na geração ao longo dos diversos agregados obtidos.

Na Figura 5.27, são elaborados os diagramas de caixa e bigodes dos valores da potência horária para os diferentes agregados desta vertente da metodologia.

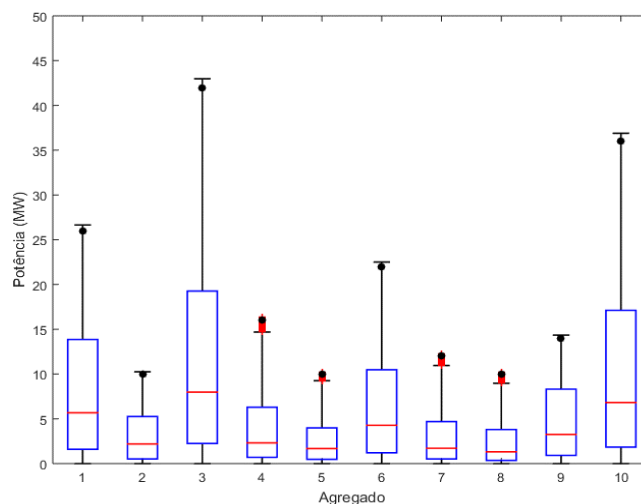


Figura 5.27: Potência dos Agregados para o K-Medoids com critério *Silhouette* e dados de entrada da velocidade do vento.

Quanto à evolução da produção eólica nos agregados, é possível observar, na Figura 5.27, a potência gerada pelos agregados ao longo dos anos de 2009 e 2010. Como seria expectável, os agregados que são constituídos por um maior número de turbinas (#3 e #10) são os que apresentam maior potência, tanto ao nível da sua mediana (cerca de 8MW e 6MW, respetivamente), como também na sua amplitude (atingem máximos de 42MW e 36MW, respetivamente) e capacidade nominal. Em sentido contrário, os agregados #2, #5 e #8 apresentam valores mínimos de mediana e amplitude. Para além disso, os agregados que apresentam valores menores possuem *outliers* - sinalizados com círculo vermelho – sendo considerados, por isso, valores discrepantes face à análise realizada – incluindo a geração à capacidade máxima do agregado. Para este caso, é de referir que agregados com capacidade semelhante apresentam características de produção algo distintas pois, apesar dos agregados #5 e #8 possuírem a mesma representação (tanto ao nível da caixa, como ao nível dos bigodes), estes têm características distintas quando comparados com o agregado #2, que tem a mesma capacidade nominal. É de notar que o agregado #2, ao contrário dos anteriormente mencionados, não apresenta *outliers* e possui uma dimensão de caixa representativa do primeiro e terceiro quantil da amostra mais elevada, o que sugere uma menor dispersão em valores de potência mais elevada.

Para o gradiente de produção, a avaliação do K-Medoids com dados de entrada de velocidade é apresentada na Figura 5.28.

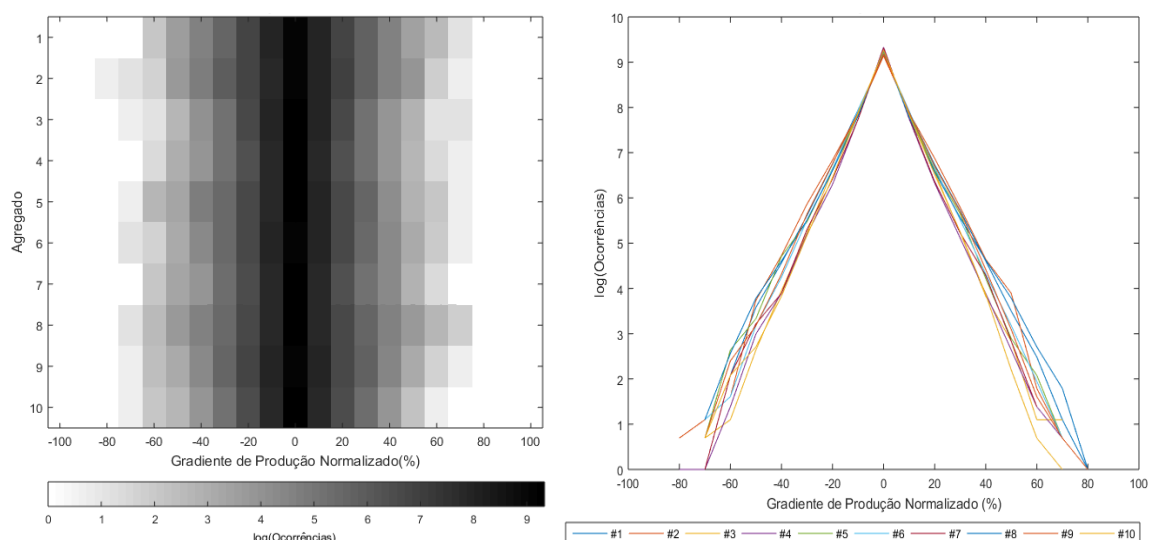


Figura 5.28: Número de ocorrências do Gradiente de Produção Normalizado para o K-Medoids com critério *Silhouette* e dados de entrada de velocidade do vento.

Com este tipo de metodologia e tendo em conta os dados de entrada da velocidade do vento, há um certo impacto nos registos de ocorrência com magnitude elevada de gradiente de produção. Na Figura 5.28, é perceptível, quando analisadas as gamas de -80% a -60% e 60% a 80%, uma diminuição do impacto do gradiente de produção nos diversos agregados. Desta forma, percebe-se que ocorreu uma distribuição do número de ocorrências de gradiente de produção nas gamas de magnitude mais elevadas, devido ao maior número de agregados quando comparados com o número de PEs iniciais.

Na Figura 5.29 apresenta-se uma visão geral dos parâmetros de potência e velocidade do recurso dos agregados.

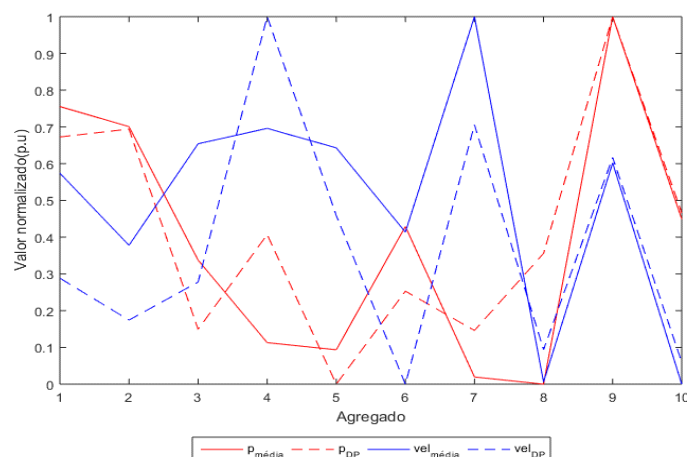


Figura 5.29: Valores médios e desvio padrão da velocidade do vento (azul) e potência (vermelho) - Visão Geral para o K-Medoids com critério *Silhouette* e dados de entrada de velocidade do recurso.

Para esta metodologia, na visão geral dos agregados – Figura 5.29 - é possível tirar múltiplas ilações: *i*) no agregado #9, temos um registo de potência máxima, apesar de não possuir uma velocidade média superior aos restantes agregados. No entanto, o facto de a sua potência ter um desvio-padrão elevado faz com que a sua produção obtenha o maior valor de potência média; *ii*) os agregados #4 e #7 apresentam uma potência média bastante inferior ao esperado face à velocidade do recurso presente nas suas localizações. Condizente com outras metodologias, os agregados que possuem um desvio-padrão da velocidade do vento relativamente elevado face aos restantes, tendem a revelar valores muito díspares de velocidade que se traduzem numa diminuição do desempenho energético desse agrupamento.

- **Agregação de turbinas eólicas baseada na potência eólica**

Numa vertente distinta desta metodologia K-Medoids, foi igualmente testada a agregação dos parques eólicos em estudo tendo em conta a potência. Assim, foram obtidos os agregados com a disposição exposta na Tabela 5.6 e Figura 5.30.

Tabela 5.6: Agregados para a metodologia K-Medoids com critério *Silhouette* e dados de entrada de potência.

Agregado	Nº Turbinas	Capacidade Nominal (MW)
#1	13	26
#2	8	16
#3	5	10
#4	6	12
#5	18	36
#6	7	14
#7	5	10
#8	5	10
#9	20	40
#10	12	24

Mediante a agregação realizada por esta metodologia, pela Tabela 5.6 é visível uma elevada semelhança dos resultados obtidos recorrendo aos dados de entrada da velocidade do vento, sendo que grande parte dos agrupamentos (e respetiva constituição) foram apenas numerados de forma diferente durante esta metodologia. Assim, obtêm-se valores máximos para os agregados #9 e #5, com 20 e 18 turbinas e 40 e 36MW de capacidade máxima, respetivamente. Por outro lado, os agregados #3, #7 e #8 apenas agregam 5 turbinas, tendo uma capacidade máxima de 10MW.

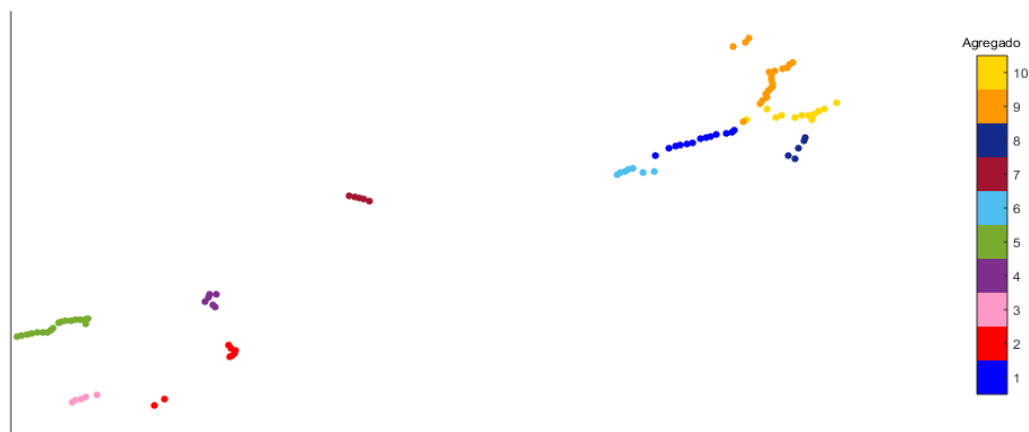


Figura 5.30: Distribuição geográfica dos agregados obtidos com a metodologia K-Medoids com base nos dados de potência.

Com a distribuição geográfica realizada por esta vertente da metodologia e representada na Figura 5.30, demonstra-se o supramencionado acerca da semelhança entre as duas vertentes analisada para esta metodologia. Desta forma, é possível perceber que a única diferença registada está na alocação de uma turbina ao agregado #10, enquanto na vertente anterior, com base nos dados da velocidade do vento, ficaria alocado ao agregado #9. Assim, é expectável que ocorram apenas ligeiras alterações na operativa dos agregados desta vertente do K-Medoids com a potência face à vertente de velocidade.

A nível operacional, é possível verificar, na Figura 5.31, a frequência de ocorrência da percentagem da geração agregada dos nove PEs virtuais obtidos com a metodologia K-Medoids com dados de entrada de potência.

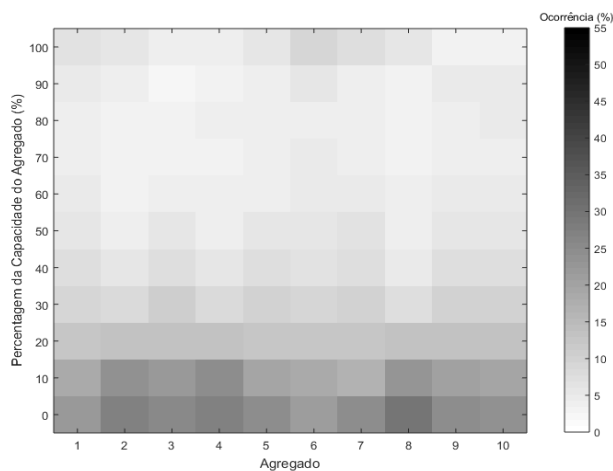


Figura 5.31: Frequência de ocorrência da percentagem da capacidade dos agregados para o K-Medoids com critério *Silhouette* e dados de entrada de potência.

Quanto à análise da percentagem de capacidade dos agregados, espelhados na Figura 5.31 e em comparação com a vertente do K-Medoids com velocidade, é possível observar o aumento da uniformização do número de ocorrências ao nível de gamas elevadas de capacidade para o caso do K-Medoids com dados de entrada de potência, indicando, assim, a melhoria da sua operação. Tendo em conta o agregado #9, que tem menos uma turbina quando comparado com o agregado #3 do K-Medoids com velocidade, este regista um pequeno aumento do número de ocorrências perto da capacidade nominal. Por outro lado, o agregado #10 que tem mais uma turbina alocada que o agregado #6 do K-Medoids com velocidade, não apresenta mudança significativa na sua operação.

Na Figura 5.32 apresenta-se os diagramas de caixa e bigodes dos valores da potência horária para os diferentes agregados da metodologia em análise.

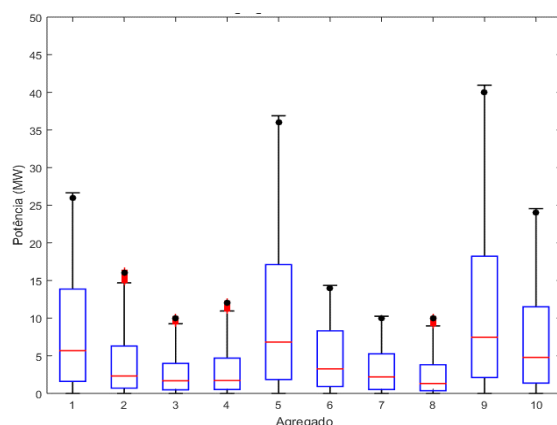


Figura 5.32: Potência dos Agregados para o K-Medoids com critério *Silhouette* e dados de entrada de potência.

No âmbito da potência gerada pelos agregados, como é possível compreender pela Figura 5.32, devido à diferença de apenas uma turbina, é muito semelhante à vertente do K-Medoids com velocidade. Assim, é mantida a tendência de alguns agregados apresentarem valores máximos superiores à sua capacidade (#1, #5, #9 e #10), coincidindo com os agregados com maior número de turbinas. No mesmo sentido, os agregados com menor número de turbinas (#2, #3, #4 e #8) também apresentam alguns *outliers*, sendo que a sua capacidade máxima também está presente neste intervalo. Tal como na análise realizada para

a vertente desta metodologia com dados de entrada de velocidade, a metodologia K-Medoids com dados de entrada de potência apresenta agregados com capacidade nominal semelhantes mas com características de produção distintas, uma vez que o agregado #7, apesar de possuir a mesma capacidade nominal, tem características de produção diferentes dos agregados #3 e #8, no que diz respeito à representação da sua caixa e bigodes.

Quanto ao gradiente de produção, a avaliação deste parâmetro nesta vertente da metodologia K-Medoids é apresentada na Figura 5.33.

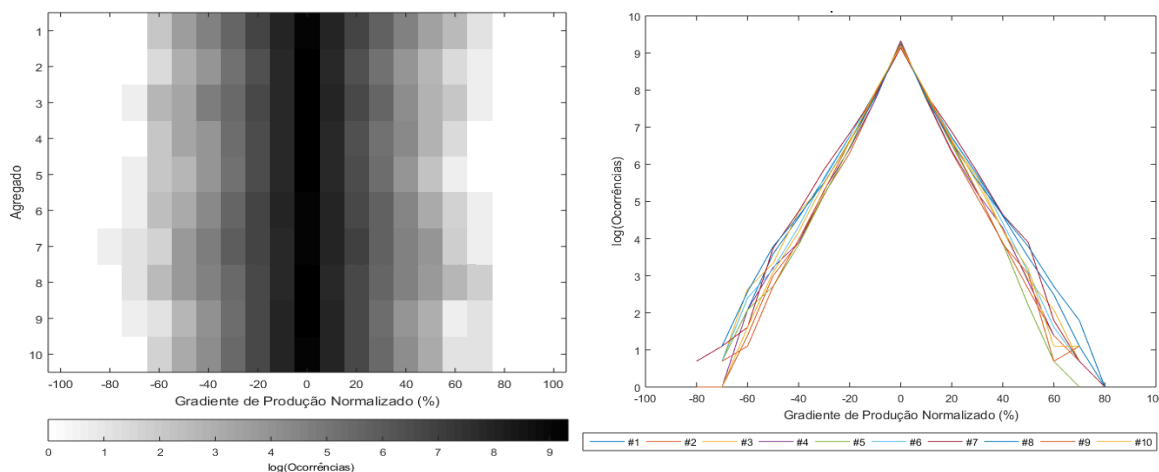


Figura 5.33: Número de ocorrências do Gradiente de Produção Normalizado para o K-Medoids com critério *Silhouette* e dados de entrada de potência.

O gradiente de produção normalizado, representado pela Figura 5.33, demonstra, novamente, muitas parecenças com a vertente de velocidade do K-Medoids. Ainda assim, é possível detetar uma ligeira diferença no agregado #10 face ao agregado #6 da outra vertente, no que diz respeito ao desaparecimento de ocorrências na gama de gradiente de produção de -70%, o que indicia uma pequena redução da amplitude das variações horárias. Já em comparação com o caso de estudo de referência, o facto com maior relevância passa pelo desaparecimento de ocorrências consideráveis na gama dos 80% de gradiente de produção normalizado, o que favorece a operação da área de controlo e, conseqüentemente, o aumento do efeito estatístico de alisamento da produção.

Por fim, para esta vertente do K-Medoids, é representada uma visão geral dos parâmetros de potência e velocidade, na Figura 5.34.

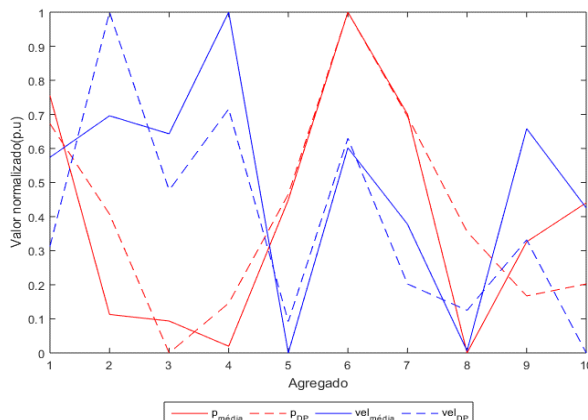


Figura 5.34: Valores médios e desvio padrão da velocidade do vento (azul) e potência (vermelho) - Visão Geral para o K-Medoids com critério *Silhouette* e dados de entrada de potência.

Com uma visão geral do K-Medoids com dados de entrada de potência, ilustrada pela Figura 5.34, é possível observar o impacto da mudança de turbina para outro agregado no que toca aos parâmetros de velocidade e potência. Por um lado, no âmbito da velocidade, não houve quaisquer alterações nos agregados afetados pela mudança, o que poderá indicar que o recurso disponível para a turbina em causa não será de elevada magnitude. Por outro lado, quando se analisa a potência média e o respetivo desvio-padrão, é visível que para o agregado #9, que perdeu uma turbina face ao K-Medoids com velocidade, não houve qualquer alteração mas, no sentido contrário, o agregado #10, que ganhou uma turbina face à anterior vertente da metodologia, aumentou a sua potência média em cerca de 2-3% e o seu desvio-padrão em cerca de 5%. Este facto pode ser justificado pelo número de turbinas constituintes, uma vez que o agregado #9, que perdeu uma turbina, tem uma capacidade nominal bastante elevada e a retirada de uma turbina não traz qualquer impacto à sua operação (como tem um maior número de turbinas, o peso relativo da retirada de uma turbina é muito reduzido). Já para o agregado #10 que ganhou uma turbina, como a sua produção se localizava em gamas intermédias de potência (o que indicará um número menor de turbinas face ao agregado #9 e, conseqüentemente, um maior impacto da alocação de uma nova turbina devido ao seu peso relativo), a sua média é mais afetada pela entrada de uma nova turbina no seu agregado.

5.2.4. Agrupamento Probabilístico (*Probabilistic Clustering*)

Para avaliação estatística da ocorrência e disposição de agregados ao longo do horizonte temporal em estudo, foi adotada a metodologia *Probabilistic Clustering* proposta em [68]. Esta metodologia tem por base a escolha de um agregado com a maior probabilidade de ocorrência ao longo dos anos de 2009 e 2010.

Na Figura 5.35 apresentam-se os resultados da probabilidade de ocorrência dos diferentes agregados obtidos, tendo em consideração as alterações introduzidas nesta dissertação (secção 4.2.4).

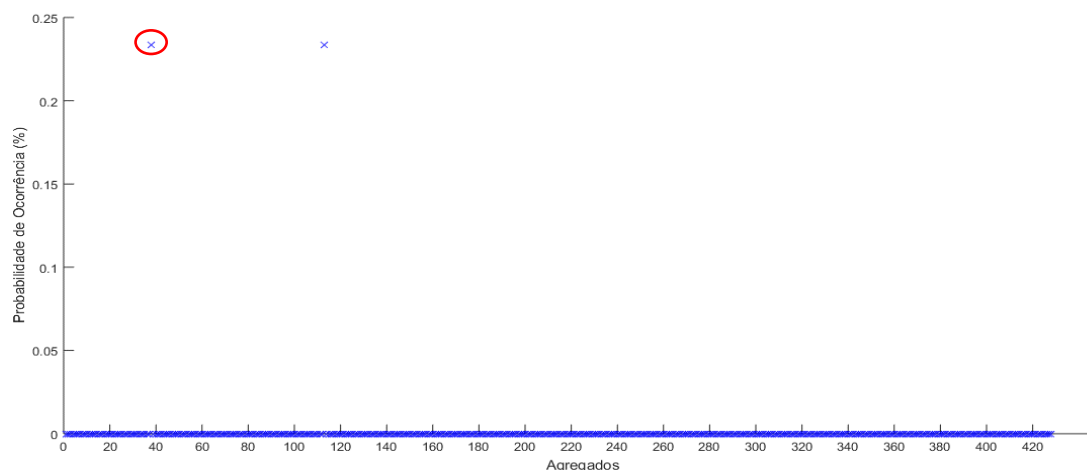


Figura 5.35: Probabilidade de Ocorrência dos Agregados para a metodologia *Probabilistic Clustering*.

Com o estudo de probabilidades de ocorrência de agregados, ilustrado pela Figura 5.35, foi possível definir o agregado com maior probabilidade de ocorrência e que serve de base para a análise desta metodologia. Assim, foi definido uma disposição composta por 4 agregados, com uma probabilidade de ocorrência de perto de 0,25% nos anos 2009 e 2010. A reduzida probabilidade de ocorrência é relevadora da elevada disparidade de soluções que se obtém, que pode ser explicada parcialmente pela complexidade do terreno que modifica substancialmente o recurso incidente nas turbinas para diferentes condições de velocidade e direção do vento.

Seguindo as premissas anteriormente referidas pela metodologia, nas quais esta dissertação se baseou, e visto que existem dois agrupamentos com igual probabilidade de ocorrência (ambos constituídos por 4 agregados), qualquer uma das hipóteses poderia ser considerada. Assim, foi escolhida a disposição de agregados assinalada a vermelho na Figura 5.35 e que serve de base para toda esta análise. A disposição de agregados escolhida para esta metodologia é exposta na Tabela 5.7 e na Figura 5.36.

Tabela 5.7: Agregados para a metodologia *Probabilistic Clustering*.

Agregado	Nº Turbinas	Capacidade Nominal (MW)
#1	38	76
#2	14	28
#3	24	48
#4	23	46

Para a disposição de agregados escolhida e representada na Tabela 5.7, são obtidos quatro agregados, em que se tem uma capacidade máxima para o agregado #1 de 76MW (com 38 turbinas) e uma capacidade mínima de 28MW, para o agregado #2 (com 14 turbinas).

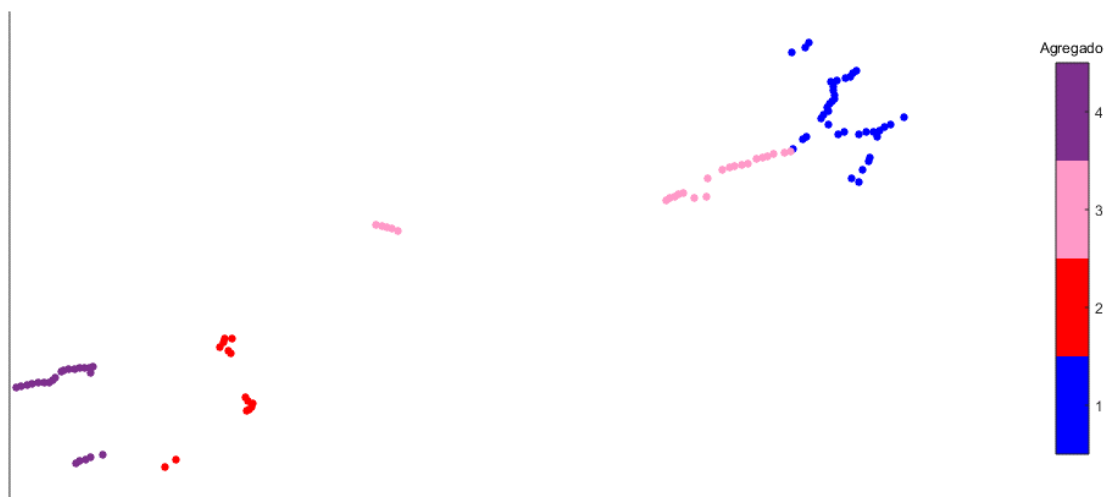


Figura 5.36: Distribuição geográfica dos agregados obtidos com a metodologia *Probabilistic Clustering*.

Para a metodologia de *Probabilistic Clustering*, obteve-se a distribuição geográfica dos agregados apresentados na Figura 5.36, em que é possível observar a divisão do que anteriormente seria o PE1 em dois agregados distintos (o que indicia, novamente, a disparidade de recurso incidente em toda a extensão deste parque) e a agregação dos anteriores PE3, PE4 e PE6 e do PE2 com PE7. Dado o número mais reduzido de agregados, seja em comparação com o cenário de referência ou com as restantes metodologias de agregação, esta disposição impactará diretamente na componente operacional da participação agregada dos PEs em estudo.

Na avaliação da frequência de ocorrência da percentagem da geração dos agregados obtidos com a metodologia, é possível apresentar a Figura 5.37.

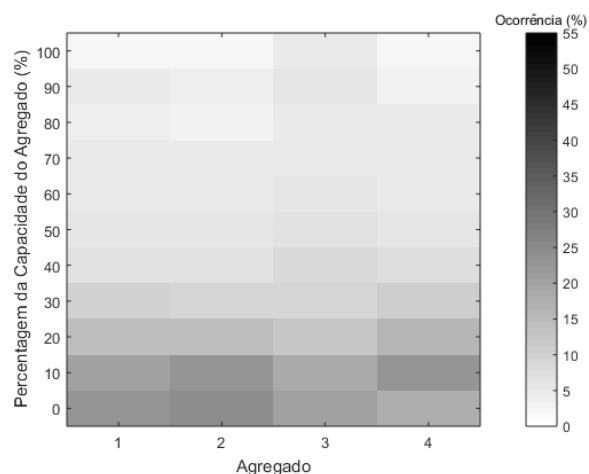


Figura 5.37: Frequência de ocorrência da percentagem da capacidade dos agregados para o *Probabilistic Clustering*.

Com a análise da percentagem de capacidade dos agregados para esta metodologia, representada pela Figura 5.37, percebe-se que, no âmbito geral, o número de ocorrências para as diferentes gamas de capacidade diminuiu, dado que o seu máximo se cifra nos cerca de 25% enquanto, no cenário de referência, este tem um máximo de 30%. Esta mudança é refletida na operação do PE1 que, através da sua divisão com o agregado #1 e #3, beneficia com a descida no número de ocorrências em gamas de capacidade reduzidas (0-20%). Num ponto de vista mais pormenorizado, é possível perceber que existe uma maior distribuição do número de ocorrências por todas as gamas de capacidade, sendo que, em gamas reduzidas (0-10%), o número de ocorrências baixa ligeiramente, tal como para gamas elevadas (90-100%). Este facto é mais visível nos agregados #2 e #4 (que têm em conta os PE2 a PE7) e indica que houve um ligeiro aumento de ocorrências em gamas de capacidade intermédias.

A representação dos diagramas de caixa e bigodes da potência horária dos agregados do *Probabilistic Clustering*, é apresentada na Figura 5.38.

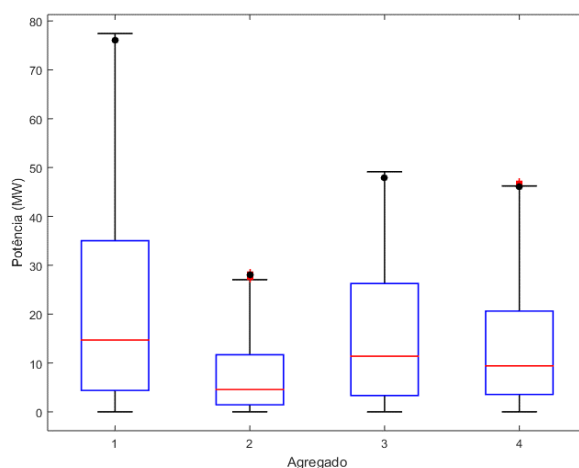


Figura 5.38: Potência dos Agregados para o *Probabilistic Clustering*.

Para a avaliação da potência de cada agregado desta metodologia, a Figura 5.38 torna, novamente, visível a sua dependência face ao número de turbinas constituintes dos agregados, visto que tanto a mediana, como a amplitude de potência de cada um dos agregados hierarquiza-se consoante o número de turbinas em causa. Assim, o agregado #1, com maior número de turbinas, é o que apresenta o maior valor de potência ao nível da mediana e da amplitude, enquanto o agregado #2 é o que apresenta os valores mais baixos para esta avaliação. É também de realçar o facto dos agregados com menor número de turbinas apresentarem *outliers*, o que indicia a presença de valores de produção muito altos face ao

expectável de forma sistemática. Para esta metodologia, é possível constatar que agregados com capacidade nominal semelhante, como são os casos dos agregados #3 e #4, possuem características de produção algo distintas, uma vez que, apesar de diferirem em apenas 2 000kW, o agregado #4 (com apenas menos uma turbina do que o agregado #3) apresenta *outliers* e uma dimensão consideravelmente mais reduzida da caixa, quando comparada com a caixa do agregado #3.

Com base nos resultados da aplicação metodologia *Probabilistic Clustering*, é possível verificar o gradiente de produção, Figura 5.39.

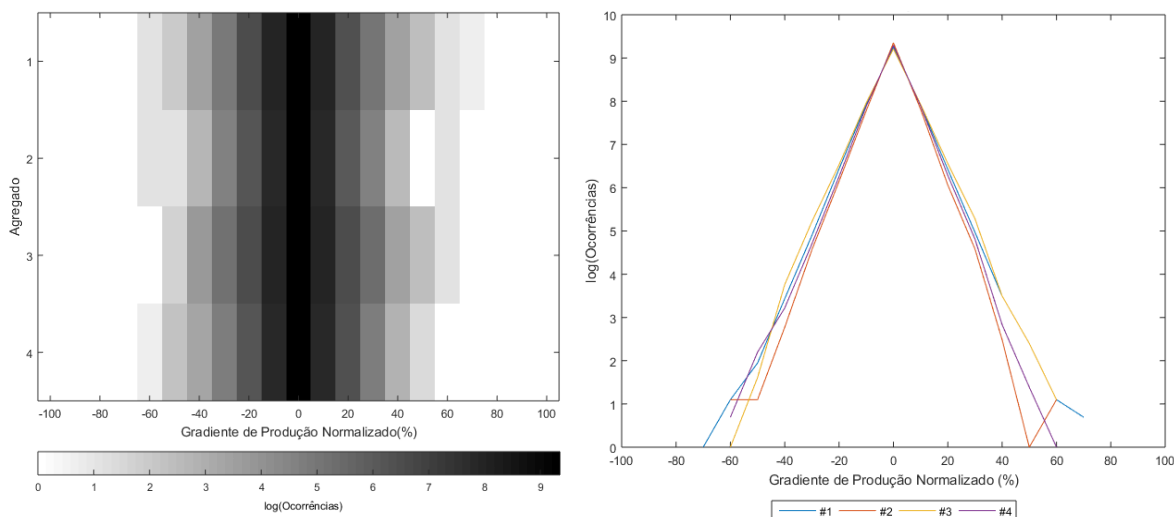


Figura 5.39: Número de ocorrências do Gradiente de Produção Normalizado para o *Probabilistic Clustering*.

No âmbito da análise do gradiente de produção normalizado, a Figura 5.39 ilustra as transformações técnicas impostas pelos agregados da metodologia. Assim, é possível observar uma redução média da magnitude do gradiente de cerca de 10-20% face ao caso de estudo referência, o que indica uma melhoria assinalável na minimização das flutuações extremas dentro da área de controlo em estudo, verificando-se, desta forma, o efeito estatístico de alisamento de produção característico aquando da aplicação de metodologias de agregação.

Na Figura 5.40, apresenta-se uma visão geral dos resultados obtidos com os agregados criados pela metodologia *Probabilistic Clustering*.

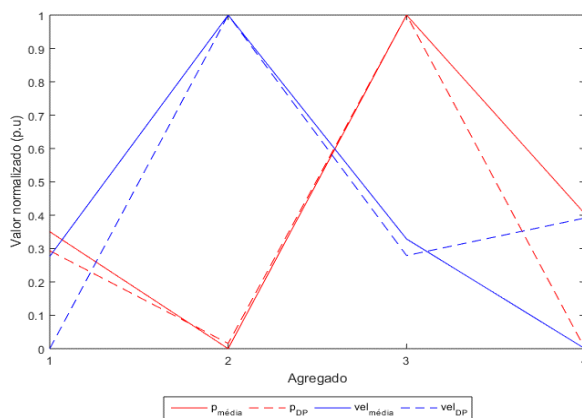


Figura 5.40: Valores médios e desvio padrão da velocidade do vento (azul) e potência (vermelho) - Visão Geral para o *Probabilistic Clustering*.

Com a Figura 5.40, é possível perceber que o agregado #3 não só apresenta um reduzido desvio-padrão da velocidade, como também apresenta o maior aproveitamento do recurso para produção nesta metodologia. Por outro lado, o agregado #2, por ter um desvio-padrão de velocidade relativamente elevado, faz com que o seu aproveitamento do recurso para produção eólica seja o mais baixo de todos os agregados. Desta forma, denota-se a influência do desvio-padrão da velocidade do vento na produção eólica dos agregados.

5.3. Previsão de produção eólica de curto prazo

Nesta secção apresentam-se os resultados da previsão eólica de curto prazo com base numa rede neuronal, com um horizonte temporal de seis horas para as diferentes metodologias de agregação. Na sua aplicação são utilizadas as bases de dados de potência resultantes da aplicação das diferentes metodologias, para os anos de 2009 e 2010, a base de dados referente à potência registada para o ano de 2011 e o número ótimo de neurónios. Nesta dissertação, para a identificação do número ótimo de neurónios, optou-se por realizar uma análise de sensibilidade condizente com as hipóteses apresentadas pela literatura e com a dimensão dos dados em estudo. Assim, definiu-se que o número de neurónios ótimo é aquele que apresentar o menor valor de NRMSE, tendo em conta o somatório da potência das 99 turbinas do caso de estudo. Os resultados do teste de sensibilidade ao número ótimo de neurónios são apresentados na Figura 5.41.

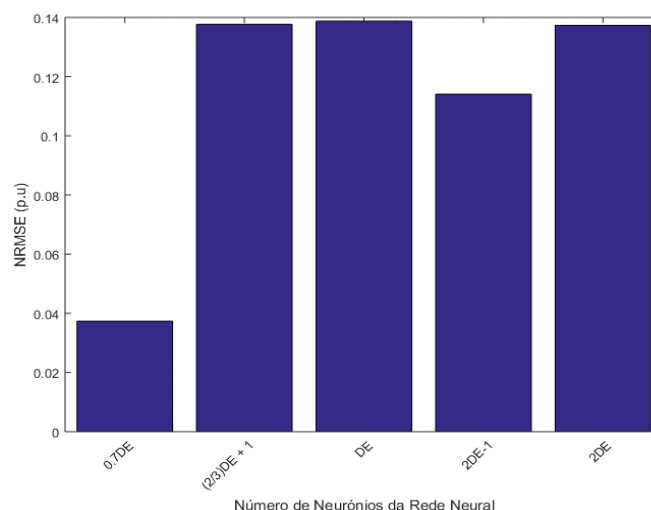


Figura 5.41: NRMSE de acordo com o número de neurónios da rede neuronal. DE representa a dimensão da camada de entrada (neste caso é igual a seis).

Com a análise de sensibilidade, ilustrada na Figura 5.41, é definida, para esta rede neuronal, a utilização de 4 neurónios na camada escondida – hipótese com menor NRMSE, o correspondente a 70% da dimensão da camada de entrada. A definição de um número de neurónios reduzidos poderá dever-se, essencialmente, à possibilidade de generalização por parte da rede neuronal, visto que, caso o número de neurónios fosse muito alto, esta poderia levar a uma fraca performance da metodologia de previsão devido ao sobreajustamento na fase de validação, *i.e.*, a rede neuronal pode-se ajustar muito bem ao conjunto de dados na fase de treino, mas não é capaz de prever com elevada precisão quando o conjunto de dados na fase de validação é diferente aos verificados na fase de treino.

Desta forma, a análise das previsões efetuadas para cada uma das metodologias tem por base uma rede neuronal que utiliza quatro neurónios e permite determinar parâmetros estatísticos tais como o NRMSE ou a Correlação de Pearson, ou o Viés Normalizado para cada um dos agregados constituintes.

5.3.1. Previsão eólica com base no cenário de referência

Para a avaliação das vantagens impostas pelas metodologias de agregação, é realizada uma análise comparativa entre os resultados obtidos para previsão segundo o cenário de referência e os resultados provenientes da previsão realizada segundo as metodologias de agregação.

Para a aplicação da metodologia de previsão de produção eólica segundo o cenário de referência, é considerada a participação desagregada em mercado de cada um dos PEs, ou seja, sem qualquer aplicação de metodologias de agregação. Os resultados obtidos para a previsão segundo este cenário e que servirão, posteriormente, como ponto de partida para a comparação de metodologias de agregação, são apresentados na Figura 5.42.

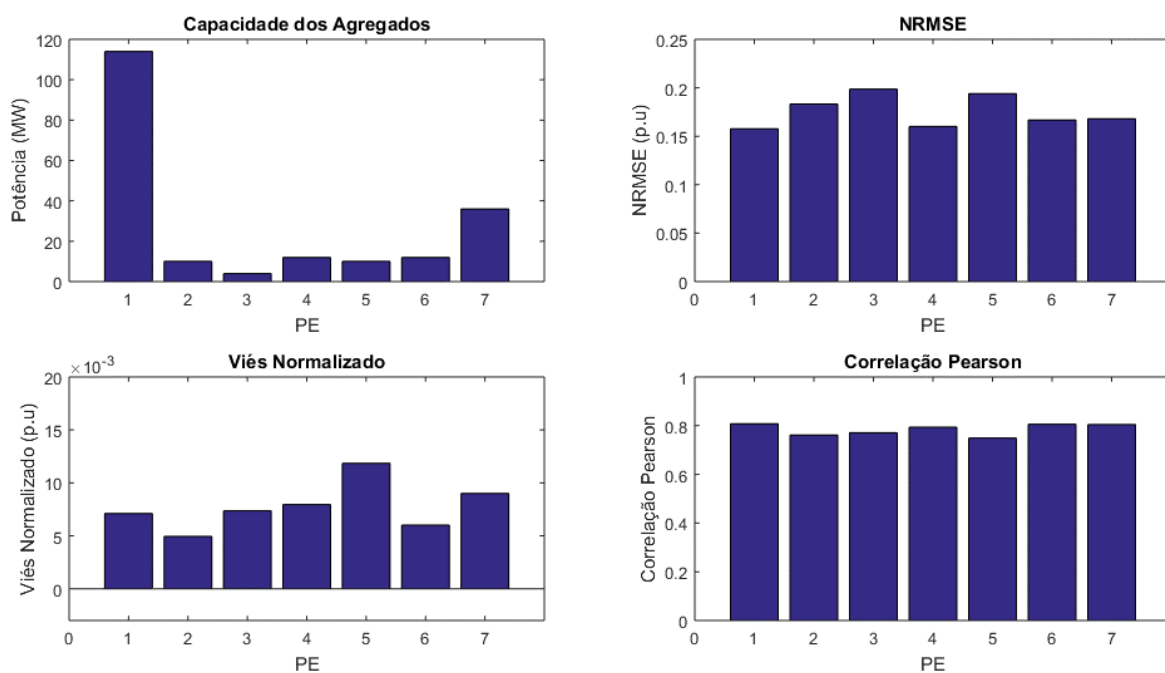


Figura 5.42: Capacidade nominal dos parques eólicos e resultados da previsão de produção eólica de curto prazo para o cenário de referência.

Na avaliação dos resultados da previsão para o cenário de referência, exposta pela Figura 5.42, é possível perceber o estabelecimento de uma relação entre a capacidade nominal dos agregados e o NRMSE e a correlação de Pearson. Para os casos com maior capacidade (e maior número de turbinas constituintes), tais como os PE1, PE4, PE6 e PE7, registam-se erros de previsão (NRMSE) mais reduzidos e correlações entre a produção eólica prevista e a produção eólica real mais elevadas (correlação de Pearson), o que indica uma maior aproximação da produção prevista face à produção eólica real de 2011. Por fim, para o viés normalizado, os PE5 e PE7 são os que apresentam valores mais elevados e denota-se uma sobrestimação da metodologia de previsão face à produção real, uma vez que todos os agregados apresentam um viés normalizado positivo (produção eólica prevista superior à produção eólica real). Assim, para este caso, constata-se que quanto maior for a capacidade do parque, melhor será a previsão de produção eólica para o cenário de referência.

5.3.2. Previsão eólica com base na metodologia SUR

Na Figura 5.43 apresentam-se os resultados dos parâmetros estatísticos obtidos durante 2011 da previsão realizada para a metodologia *Single Unit Representation*.

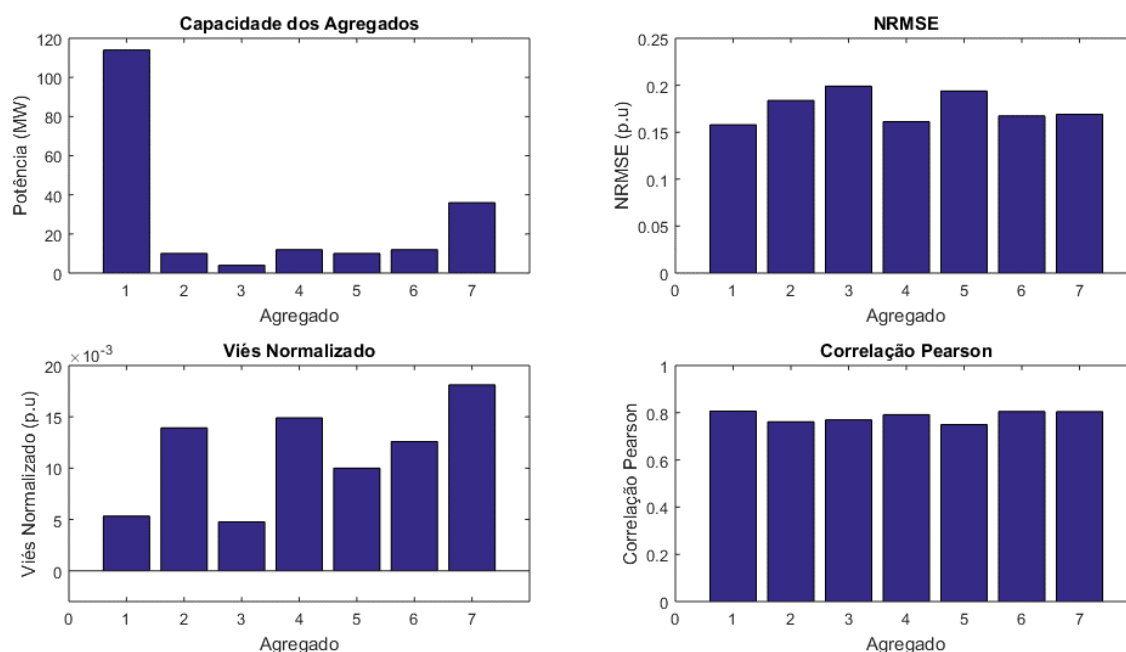


Figura 5.43: Capacidade nominal dos agregados e resultados da previsão de produção eólica de curto prazo para a metodologia SUR.

Na avaliação dos resultados da previsão para a metodologia de agregação SUR, representada pela Figura 5.43, denota-se uma relação direta com a avaliação realizada para o cenário de referência. É possível observar, novamente, a relação entre o número de turbinas constituintes (e respetiva capacidade nominal dos agregados) e as métricas que envolvem a avaliação do erro (NRMSE) e a correlação de Pearson. Para os casos com maior número de turbinas constituintes, tais como os agregados #1, #4, #6 e #7, não só se obtém um valor de NRMSE mais baixo face aos restantes, como também um valor mais elevado de correlação de Pearson. Esta tendência indica que as previsões efetuadas para estes agregados se aproximam mais da produção eólica real para o ano de 2011. Como esta metodologia tem em conta barreiras físicas, para o caso do viés normalizado, este pode ser impactado diretamente pelo recurso disponível, que está dependente da localização de cada um dos parques em estudo, visto que os agregados com maior valor de viés são o #7, o #4 e o #2, que se encontram na mesma região da área de controlo em estudo (sudoeste). É de ressaltar a presença de algumas diferenças dos resultados desta métrica do SUR em relação à magnitude do viés registado aquando da previsão para o cenário de referência e de uma sobrestimação da produção eólica prevista face à produção eólica real (viés normalizado positivo para todos os agregados). No mesmo seguimento do cenário de referência, esta análise indicia que quanto maior for o número de turbinas constituintes de um agregado, mais fiável poderá ser a previsão de produção.

5.3.3. Previsão com base na metodologia *Self Organizing Map* (SOM)

Para a metodologia de *Self Organizing Map*, são realizadas duas metodologias de previsão distintas, tendo em conta a agregação com dados de entrada de velocidade ou de potência. O objetivo desta análise passa pela avaliação do impacto da tipologia dos dados de entrada na previsão de produção eólica.

- **Agregação de turbinas eólicas baseada na velocidade do vento**

Para a metodologia de previsão realizada para a metodologia *Self Organizing Map*, para o ano de 2011, com dados de entrada de velocidade do recurso, os seus resultados são apresentados na Figura 5.44.

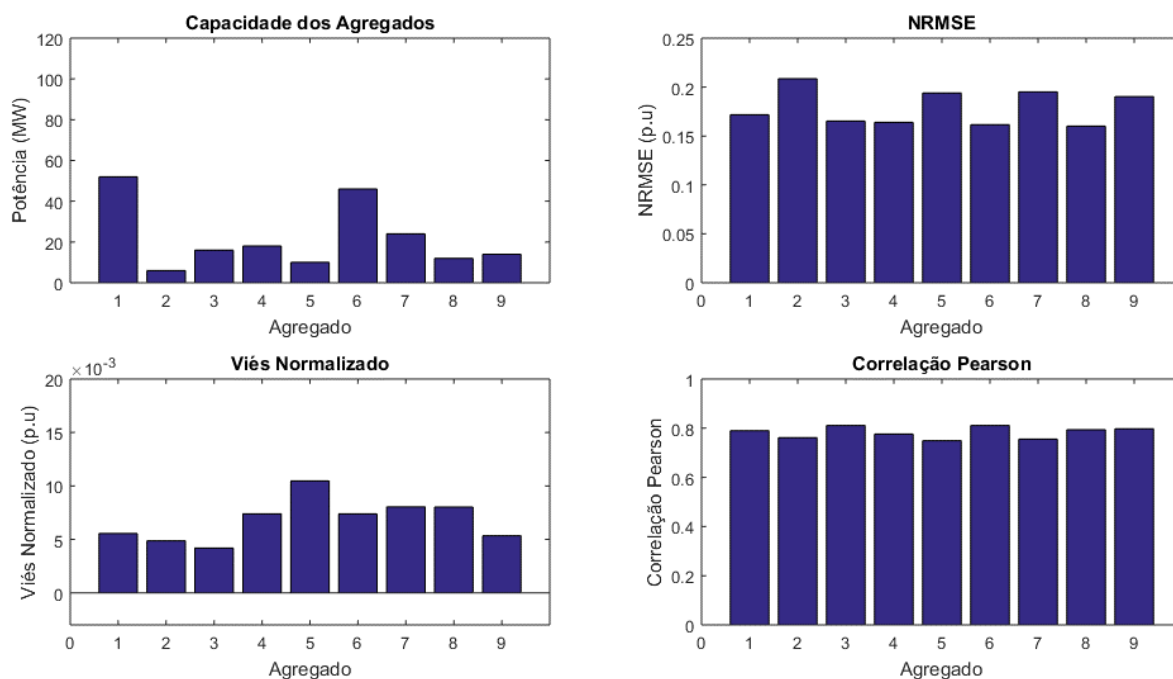


Figura 5.44: Capacidade nominal dos agregados e resultados da previsão de produção eólica de curto prazo para a metodologia SOM (Velocidade).

Na Figura 5.44, não se denota qualquer relação com a capacidade ou localização dos agregados. Para o caso do NRMSE, os agregados com menor erro associado à sua previsão foram os agregados #8, #6 e #4, enquanto os agregados #3, #2 e #9 obtiveram os valores mais reduzidos para o caso do viés normalizado. Quanto a este último parâmetro, é possível observar, novamente, uma sobrestimação da metodologia de previsão de produção eólica face à produção eólica real. Numa análise geral dos resultados obtidos, é possível identificar que os agregados que obtiveram uma melhor performance foram os agregados #3, #6 e #9 – com correlação de Pearson muito próxima do 0,80 – e os que obtiveram uma pior performance foram os agregados #5, #7 e #2 – com correlação de Pearson próxima de 0,75, um valor, ainda assim, relativamente elevado.

- **Agregação de turbinas eólicas baseada na potência eólica**

Por outro lado, para a previsão baseada na agregação com a metodologia *Self Organizing Map* com dados de entrada de potência, é possível verificar os seus resultados através da Figura 5.45, para o ano de 2011.

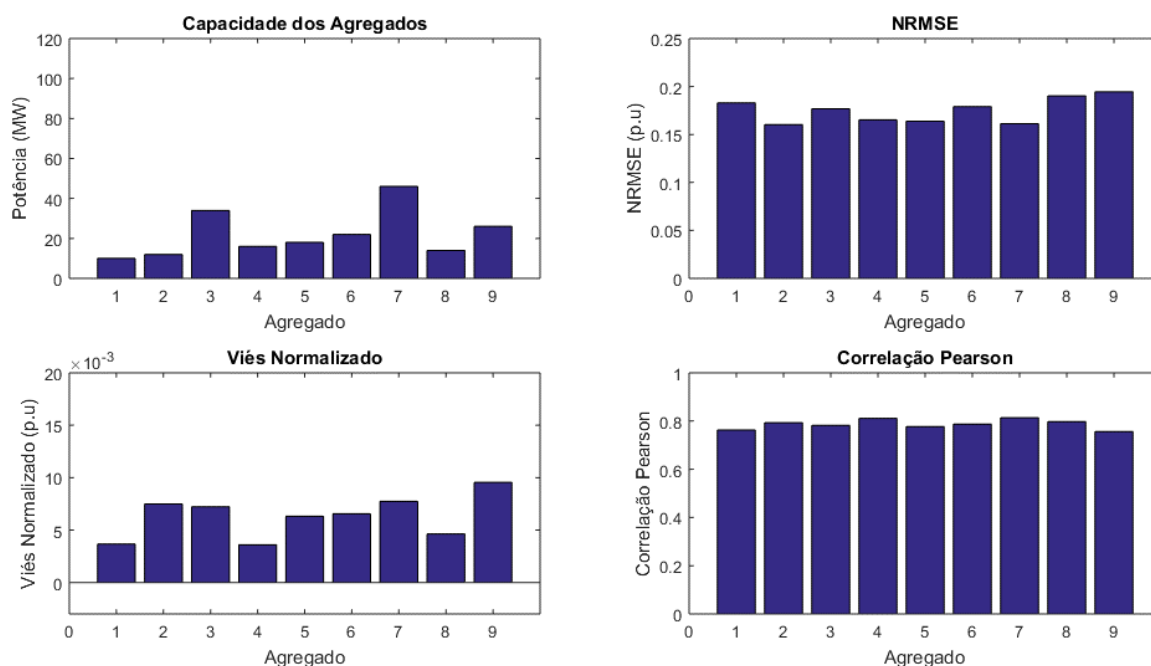


Figura 5.45: Capacidade nominal dos agregados e resultados da previsão de produção eólica de curto prazo para a metodologia SOM (Potência).

A avaliação da metodologia de previsão com dados de entrada de potência, ilustrada pela Figura 5.45, não apresenta, igualmente, qualquer relação com a capacidade ou localização dos vários agregados desta vertente do SOM. Para a avaliação do NRMSE, os agregados que apresentam um menor erro associado à sua previsão são os agregados #2, #7 e #5. No viés normalizado, os agregados #4, #1 e #8 apresentam os valores mais reduzidos e ocorre uma sobrestimação da previsão de produção eólica face à produção eólica real (viés positivo em todos os agregados). Finalmente, para a avaliação geral de performance da metodologia de previsão, os agregados #7, #4 e #8 são os que obtêm uma melhor performance com um valor de correlação de Pearson muito próxima de 0,80. Por outro lado, os agregados com pior performance, apesar de também obterem valores relativamente elevados, são os agregados #9, #1 e #5 – com uma correlação de Pearson de cerca de 0,76.

5.3.4. Previsão eólica com base na metodologia K-Medoids

Com o mesmo raciocínio da metodologia anterior, para o K-Medoids, são realizadas duas metodologias de previsão distintas, com as bases de dados decorrentes da agregação com as vertentes de velocidade e potência.

- **Agregação de turbinas eólicas baseada na velocidade do vento**

Os resultados obtidos para a previsão que tem em conta a vertente de velocidade do K-Medoids são expostos na Figura 5.46.

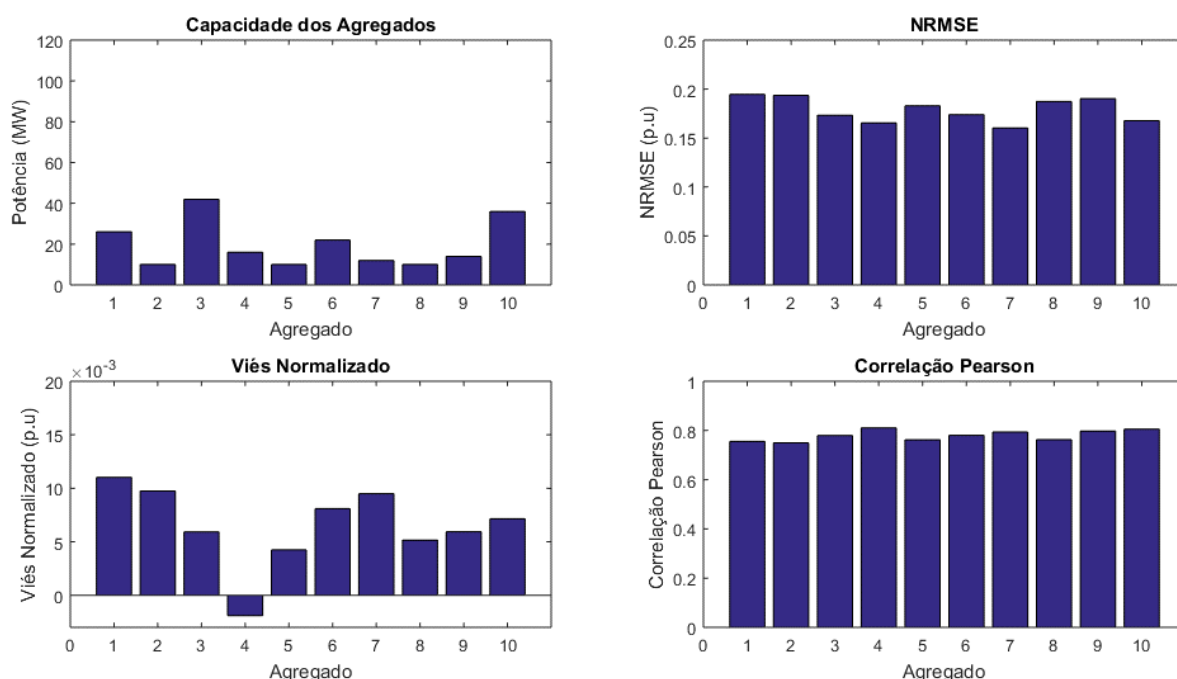


Figura 5.46: Capacidade nominal dos agregados e resultados da previsão de produção eólica de curto prazo para a metodologia K-Medoids (Velocidade).

Na metodologia de previsão que tem em conta a agregação com K-Medoids e a velocidade, a Figura 5.46 apresenta uma avaliação que permite perceber que, de forma geral, não há relação direta entre as métricas utilizadas e a capacidade ou localização dos agregados. Assim, os agregados que apresentam um menor NRMSE são os agregados #7, #4 e #10 e, para o viés normalizado, os agregados com viés mais reduzido são o #4 – que apresenta um viés negativo (previsão subestima a produção eólica face à produção real), #5 e #8. Por fim, no âmbito de avaliação da correlação entre a previsão efetuada e a produção eólica realmente verificada, os agregados que apresentam uma melhor performance são os agregados #4, #10 e #9, com uma correlação de Pearson de cerca de 0,80. Já os agregados com pior performance nesta métrica, embora ainda com valores relativamente elevados, são os agregados #2, #1 e #5, que apresentam uma correlação de Pearson de cerca de 0,75.

- **Agregação de turbinas eólicas baseada na potência eólica**

Numa segunda vertente, para o caso da agregação com K-Medoids e dados de entrada de potência, é possível realizar uma análise dos seus resultados através da Figura 5.47.

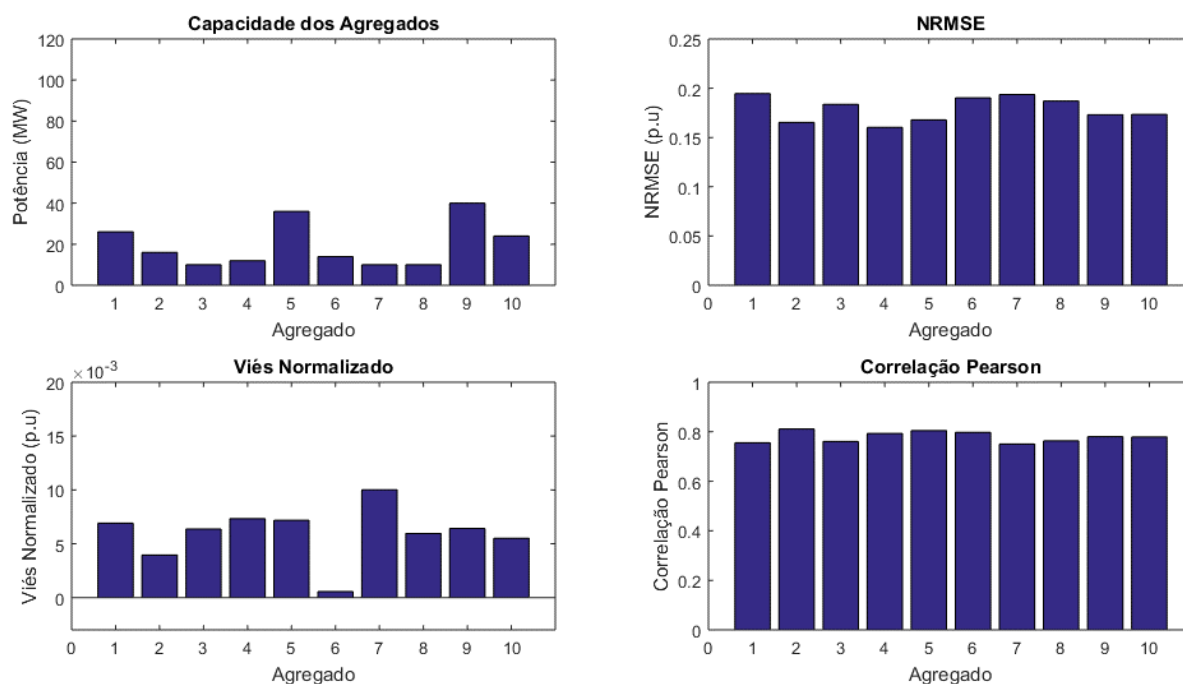


Figura 5.47: Capacidade nominal dos agregados e resultados da previsão de produção eólica de curto prazo para a metodologia K-Medoids (Potência).

Para a metodologia de previsão decorrente da agregação do K-Medoids com a vertente da potência – Figura 5.47, a sua avaliação segue a mesma tendência que a vertente da velocidade, no sentido em que não há relação direta com a capacidade ou localização dos agregados. Sendo assim, na avaliação do NRMSE, os agregados que possuem menor erro na sua previsão são os agregados #4, #2 e #5 e para o viés normalizado, são os agregados #6, #2 e #10 que apresentam os valores mais reduzidos. Para este último parâmetro, todos os agregados apresentam um viés positivo, o que indica que a previsão realizada sobrestima a produção eólica real. Por fim, os agregados #2, #5 e #6 são os que apresentam uma maior correlação entre a previsão e a produção real, com um valor de correlação de Pearson de cerca de 0,80, enquanto os agregados #7, #1 e #3 são os que apresentam uma menor correlação, com cerca de 0,75 na avaliação da correlação de Pearson.

5.3.5. Previsão com base na metodologia *Probabilistic Clustering*

Na Figura 5.48 apresentam-se os resultados da previsão realizada para o *Probabilistic Clustering*, para o ano de 2011.

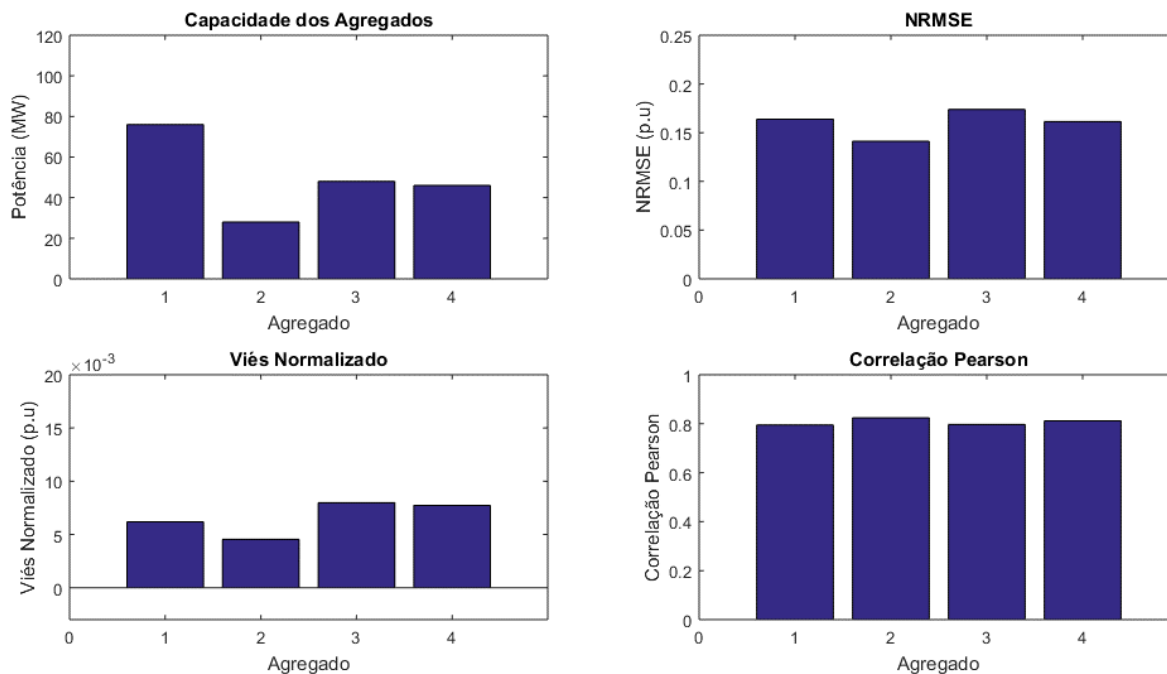


Figura 5.48: Capacidade nominal dos agregados e resultados da previsão de produção eólica de curto prazo para a metodologia *Probabilistic Clustering*.

No âmbito da avaliação da previsão a curto prazo que tem em conta a agregação realizada pela metodologia *Probabilistic Clustering*, a Figura 5.48 demonstra que para este caso, dado o número mais reduzido de agregados, a capacidade e a localização poderão ter alguma influência nos resultados obtidos na previsão de produção eólica. Desta forma, na avaliação do NRMSE, os agregados com um menor erro na sua previsão são os agregados #2 e #4, enquanto os agregados #2 e #1 apresentam valores mais baixos para o viés normalizado – que revela, novamente, uma sobrestimação da previsão face à produção eólica real. Quanto à correlação entre a previsão e a produção eólica real, os agregados #2 e #4 são os que apresentam uma melhor performance, com um valor de correlação de Pearson que se cifra em 0,81. Por outro lado, os agregados #3 e #1 apresentam valores de correlação mais baixos – cerca de 0,79 – e uma pior performance, embora também sejam valores relativamente elevados podendo-se considerar como uma boa performance. Com estes dados, é possível perceber que os agregados com melhor performance geral são aqueles que possuem um menor número de turbinas e que se localizam na zona oeste da área de controlo em estudo, pelo que estes parâmetros podem ter alguma influência na metodologia de previsão decorrente da agregação com *Probabilistic Clustering*.

5.4. Identificação dos benefícios técnicos-económicos das metodologias de agregação

Com o objetivo de uma comparação da viabilidade técnica e financeira das diferentes metodologias de agregação utilizadas, procede-se a uma análise geral de múltiplas componentes que possibilitam a definição da metodologia que pode ser mais vantajosa não só do ponto de vista de gestão de operação dentro do SE (ou zona de controlo), como também dos benefícios para os produtores de energia eólica. Para além da comparação entre metodologias de agregação, também é realizada a comparação tendo em conta o cenário de referência, que contempla a participação desagregada dos vários produtores, ou seja, a sua participação caso não adotassem qualquer método de agregação.

Na Figura 5.49 ilustram-se os resultados obtidos para o invólucro convexo das diferentes metodologias aplicadas. Esta representação, para este caso, tem como principal objetivo a definição de áreas de influências para as metodologias de agregação, ou seja, visa a compreensão da relação da capacidade dos agregados com o máximo do módulo do gradiente de produção registado.

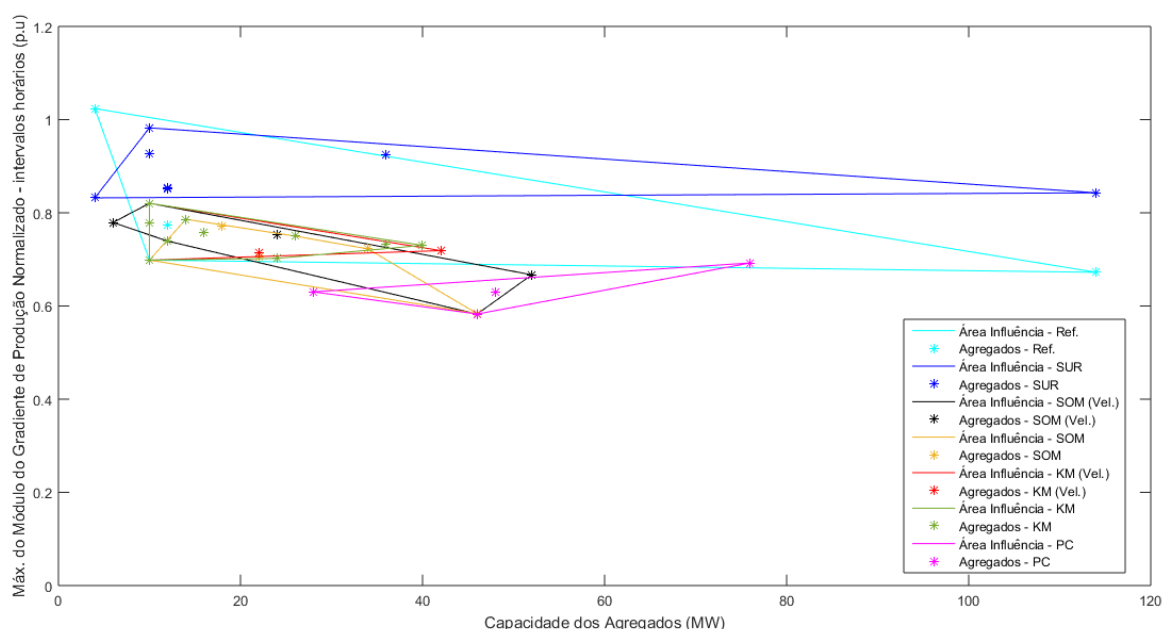


Figura 5.49: Máximo do módulo do Gradiente de produção horário das diferentes metodologias de agregação: * valores pontuais; linha contínua do invólucro convexo.

Numa primeira fase, procede-se à análise segundo a metodologia do invólucro convexo, ilustrado pela Figura 5.49, onde é possível compreender as áreas de influência de cada método de agregação em função do máximo do módulo do gradiente de produção normalizado e a capacidade do agregado. De um modo geral, esta representação permite perceber a existência de casos em que o aumento do número de turbinas (e capacidade) não representa uma diminuição dos valores extremos de variação horária da produção – nos casos das metodologias SOM e K-Medoids com dados de entrada de velocidade e o *Probabilistic Clustering*, agregados com maior capacidade apresentam maiores gradientes de produção. Por isso, estes resultados indiciam que o aumento da capacidade dos PEs deve ser realizada com uma componente estratégica muito vincada, de forma a não impactar negativamente na operação do SE (ou zona controlo). Já numa análise mais pormenorizada, o método de agregação com maior amplitude de influência ao nível da capacidade é o *Single Unit Representation*, enquanto ao nível do gradiente de produção é o *Self Organizing Map*, com os dados de entrada de velocidade do recurso. Por outro lado, as metodologias que apresentam menores áreas de influência, neste âmbito, são *Probabilistic Clustering* e K-Medoids.

É de notar também que o impacto da utilização de distintos dados de entrada (potência e velocidade) nesta componente de análise, é mais elevado no *Self Organizing Map* do que no K-Medoids, uma vez que no primeiro método referido existem maiores diferenças nas suas áreas de influência do que no segundo método. Quanto à comparação com o cenário de referência, todas as metodologias de agregação (exceto o SUR) apresentam menores áreas de influência e máximos de gradiente de produção mais reduzidos, o que indica que estas metodologias apresentam melhores resultados. Por último, de forma a avaliar as metodologias que apresentam uma melhor performance nesta análise, é necessário definir quais obtêm não só a menor área de influência, mas também os menores valores de gradiente de produção máximo registado. Desta forma, é possível afirmar que as metodologias K-Medoids e *Probabilistic Clustering* são as que exibem os menores valores para os parâmetros referidos e, por isso, apresentam uma melhor performance.

Na Figura 5.50 apresenta-se um resumo dos resultados da previsão para cada metodologia de agregação, bem como os custos normalizados, de acordo com a metodologia apresentada na secção 4.4.

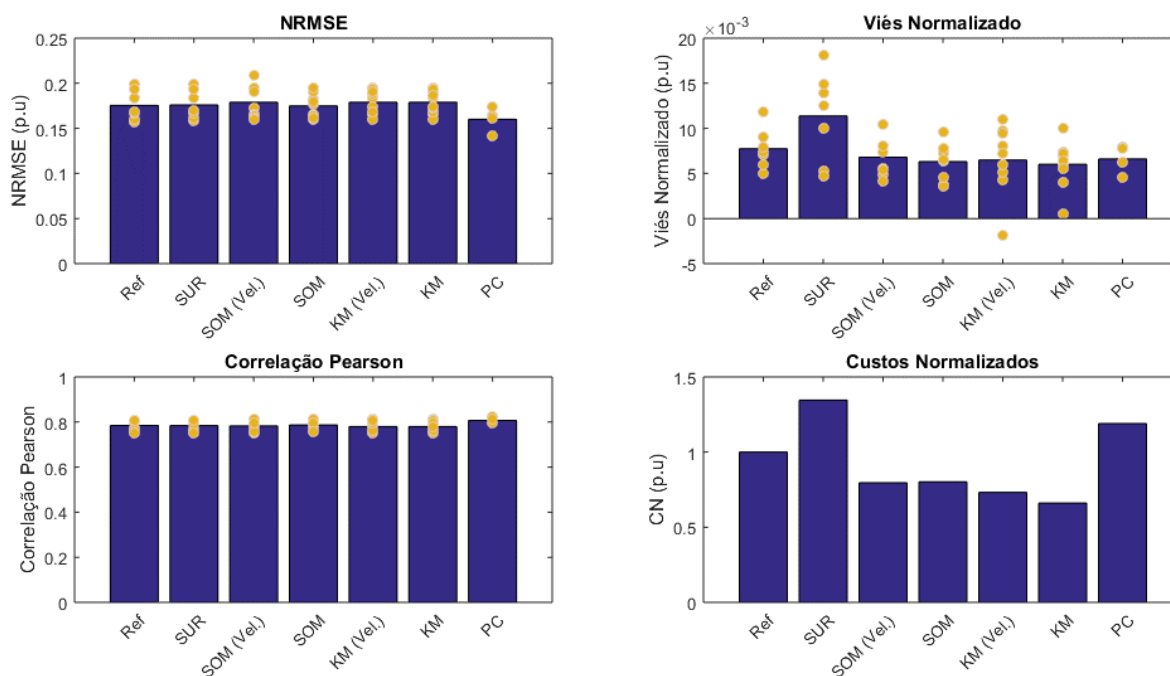


Figura 5.50: Valores dos parâmetros estatísticos obtidos para as previsões e seu impacto financeiro de acordo com as diferentes metodologias de agregação: gráfico de barras corresponde ao valor médio, e os círculos a amarelo ao valor de cada agregado.

Quanto ao NRMSE, através da figura anterior, é possível verificar que a melhor performance registada foi com a metodologia de *Probabilistic Clustering* (0,160), pois não só tem o NRMSE mais baixo que a referência – 0,175 (coluna a azul), como também a menor dispersão no NRMSE associado a cada um dos agregados (círculos a amarelo). Para este parâmetro, a metodologia de *Self Organizing Map* (com potência) também apresenta um valor de NRMSE mais reduzido (0,175) que a referência. É de ressaltar, no entanto, que mesmo as metodologias com valores superiores à referência apenas revelam um aumento 0,1 - 0,3% face a este cenário, o que indica também uma grande proximidade aos seus valores base. Em relação à comparação entre a agregação com dados de potência ou velocidade do vento, as metodologias de agregação que têm por base dados de entrada de potência apresentam melhores resultados. É de notar uma maior diferença de performance na metodologia de *Self Organizing Map* do que na metodologia K-Medoids, aquando da comparação entre as duas vertentes de dados de entrada.

Para o viés normalizado, todas as metodologias de agregação (excetuando o *Single Unit Representation*) apresentam, em média, valores mais baixos do que o cenário de referência (0,007) e, por isso, uma melhor performance. Neste âmbito, destacam-se as metodologias K-Medoids (0,006) e *Self Organizing Map* (0,006), ambas com dados de entrada de potência, por apresentarem os valores mais baixos e, por isso, uma melhor performance. No entanto, estas duas metodologias apresentam uma maior dispersão de resultados nos seus agregados do que outras metodologias. Quanto à magnitude do viés normalizado apresentado por todas as metodologias, é possível constatar que todas elas, em média, apresentam uma sobrestimação da sua previsão face à produção eólica real – viés normalizado positivo. Por fim, é perceptível pelas conclusões anteriormente retiradas que, para o viés normalizado, as metodologias com dados de entrada de potência apresentam, novamente, melhores resultados que as metodologias com dados de entrada de velocidade (de notar que, mesmo assim, os valores encontram-se relativamente próximos).

No caso da avaliação da correlação de Pearson, em média, apenas duas metodologias de agregação apresentam melhores resultados (valores mais elevados de correlação) do que o cenário de referência (0,785): a metodologia de *Probabilistic Clustering* (0,807) e de *Self Organizing Map* com dados de entrada de potência (0,786). É necessário ressaltar, novamente, que mesmo as metodologias com valores superiores à referência apenas revelam um aumento 0,1 - 0,6% face a este cenário, revelando também uma grande proximidade aos seus valores base. Assim, é possível compreender que com estas duas metodologias, a correlação é maior entre a produção eólica agregada prevista e a produção real. Apesar de obterem valores mais baixos de correlação do que o cenário de referência, é também relevante referir que, para o caso do *Self Organizing Map*, a vertente de dados de entrada com potência apresenta, mais uma vez, melhores resultados, ao contrário do K-Medoids, em que as duas vertentes analisadas apresentam valores muito semelhantes de correlação de Pearson.

No âmbito financeiro, pode-se observar, através da avaliação do custo normalizado, as vantagens da aplicação de algumas metodologias de agregação face ao cenário de referência - para este parâmetro, o seu valor será 1. Assim, é obtido um valor máximo de redução de custos face à referência de cerca de 34%, para a metodologia K-Medoids com dados de entrada de potência (com um valor de 0,661 para o custo normalizado). Apesar de esta metodologia não figurar no topo das melhores performances de outros parâmetros analisados, esta redução indicia que quando ocorrem grandes desvios na previsão, face à produção real, estes desvios não têm um grande impacto na operativa do SE, pelo que também não o terão na magnitude das penalizações impostas aos produtores. É de referir que, para além desta metodologia que apresenta o valor máximo de redução, a metodologia K-Medoids com dados de entrada de velocidade e ambas as vertentes da metodologia de SOM também apresentam reduções no custo normalizado de cerca de 20 - 27%. Por outro lado, as metodologias *Single Unit Representation* e *Probabilistic Clustering* apresentam custos mais elevados que o cenário de referência, com uma subida nos custos de cerca de 34% e 19%, respetivamente. Com o mesmo raciocínio utilizado anteriormente para justificar a maior redução de custos face ao cenário de referência, para o caso do *Probabilistic Clustering* (que figura como uma das melhores metodologias no âmbito técnico), esta subida de custos também indicia que, apesar da amplitude dos desvios da previsão face ao real serem de menor magnitude, quando estes acontecem têm um grande impacto na operativa de todo o sistema, pelo que os produtores incorrem em maiores custos nas penalizações associadas aos desvios da sua metodologia.

Conjugando todos os fatores e parâmetros analisados para o horizonte temporal em estudo, tanto na vertente técnica de operação do SE como também na vertente da metodologia de previsão e respetiva análise financeira, a metodologia de agregação que apresenta a melhor performance geral é a metodologia K-Medoids, com dados de entrada de potência. A sua melhor performance justifica-se pela

maior uniformização da produção eólica e redução do gradiente de produção e, apesar dos seus valores de correlação serem mais reduzidos que a referência, estes não têm grande impacto, o que permite ser a metodologia com a maior redução de custos face à previsão com participação desagregada.

Neste sentido, pese embora o caso de estudo seja limitado a uma região inferior a 50 km, e, conseqüentemente, as diferenças nos resultados não sejam muito significativas face ao cenário de referência, os resultados sugerem que uma estratégia agregadora de despacho permite obter benefícios para os produtores eólicos: *i*) através do aumento da fiabilidade da geração eólica, nomeadamente, através de uma redução na variabilidade do recurso (*e.g.*, desvio padrão da produção e do gradiente horário de produção) e um aumento na precisão das previsões, e *ii*) em ambiente de mercado, podendo igualmente levar a uma redução dos custos operacionais do sistema.

Capítulo 6 – Conclusões e desenvolvimentos futuros

Com a integração de energia eólica em larga escala, têm sido impostos certos desafios técnicos e financeiros ao sistema electroprodutor e seus intervenientes, nomeadamente aos produtores com fontes de energia de natureza estocástica. Desta forma, a adoção de metodologias de agregação, que têm em vista a diminuição das flutuações de geração e o impacto da ocorrência de fenómenos extremos, tem sido continuamente estudada. Para tal, esta dissertação estuda a aplicação de diversas metodologias de agregação e de uma metodologia de previsão de produção eólica a curto prazo, realizando uma análise técnica e financeira, de forma a perceber as vantagens que cada metodologia traz à operativa dos parques eólicos considerados.

Para esta dissertação, é analisado um caso de estudo real, constituído por 7 parques eólicos, para os anos de 2009, 2010 e 2011. São aplicadas diversas metodologias de agregação de carácter estatístico – *Single Unit Representation* (que visa a definição de uma turbina equivalente, considerando que todo o parque recebe o mesmo recurso incidente), *Self Organizing Map* (que têm em conta as similaridades entre as várias turbinas em estudo, tanto ao nível do recurso incidente como também ao nível da potência eólica produzida) e K-Medoids (que determina no conjunto de dados de entrada representativos na região de controlo em estudo, os medóides, ou seja, o ponto central que minimiza as dissimilaridades dos elementos da amostra) - e probabilístico – *Probabilistic Clustering* (que tem como objetivo a definição do agregado com maior probabilidade de ocorrência) - e analisados diversos parâmetros estatísticos, tais como a percentagem de capacidade ou o gradiente de produção. Posteriormente, é definida uma metodologia de previsão de produção eólica com um horizonte temporal de seis horas, com o objetivo de avaliar, para todas as metodologias de agregação, os desvios obtidos face à comparação com a produção eólica real e a redução dos custos associados às penalizações pagas pelos produtores, no contexto do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

Com o caso de estudo apresentado e a disposição dos agregados das várias metodologias, é possível concluir que a agregação realizada sem quaisquer barreiras físicas (parques eólicos virtuais) impõe, principalmente, mudanças nos parques que inicialmente são designados por PE1, PE3 e PE6. Neste âmbito, é visível que o responsável pelo PE1 poderia considerar uma mudança na sua gestão e participação em mercado – passando para uma separação da gestão de certas áreas do parque, uma vez que este parque eólico, quando aplicadas as metodologias, é sempre dividido em múltiplos agregados, o que indicará algumas diferenças significativas na velocidade de vento e potência ao longo de toda a extensão do PE1. Por outro lado, os responsáveis pelos PE3 e PE6 poderiam considerar uma gestão e participação em mercado conjunta, visto que, em qualquer das metodologias de agregação aplicadas, estes dois parques beneficiam sempre da agregação.

No âmbito da análise técnica das metodologias de agregação realizadas para os anos de 2009 e 2010, é possível concluir que a agregação de turbinas/parques eólicos, geralmente, diminui as flutuações na produção eólica, devido à maior uniformização de ocorrências nas várias gamas de percentagem de capacidade dos agregados, indiciando uma diminuição na ocorrência de fenómenos extremos. Ao nível da análise do gradiente de produção, grande parte das metodologias impõe uma diminuição na magnitude do gradiente (positivo e negativo) na ordem dos 10-20%. Para estas duas vertentes de análise técnica, o principal destaque vai para as metodologias K-Medoids e *Probabilistic Clustering*, que apresentam os valores mais elevados para a uniformização da produção e diminuição da magnitude do seu gradiente horário da variação da produção. A representação através do invólucro convexo também

permitiu confirmar estas conclusões, visto que as metodologias de agregação referidas são as que apresentam as menores áreas de influência e os menores gradientes de produção máximo registados.

Em relação à metodologia de previsão de produção eólica a curto prazo, aplicada nesta dissertação para os anos de 2009-2010, e validada com os dados observados em 2011, é possível concluir, de uma forma geral, que esta: *i)* revela uma boa correlação entre a produção prevista e a produção real, e *ii)* em alguns casos, apresenta melhor performance nos parâmetros estatísticos para a previsão com as metodologias de agregação do que para a previsão realizada com o cenário de referência (participação desagregada em mercado dos sete parques eólicos que compõe o caso de estudo). Nos valores do NRMSE, duas metodologias de agregação – *Probabilistic Clustering* e SOM com dados de entrada de potência – apresentam valores mais baixos que a referência (0,160 e 0,175, respetivamente), revelando um menor erro associado da sua previsão face ao cenário base. Para o Viés Normalizado, todas as metodologias (exceto o *Single Unit Representation*) apresentam melhores resultados que o cenário de referência, com destaque para as metodologias K-Medoids e SOM (ambas com dados de entrada de potência). Quanto à correlação de Pearson, esta métrica segue a mesma tendência que o NRMSE, com as metodologias *Probabilistic Clustering* e SOM com dados de entrada de potência a apresentarem melhores resultados que a referência – 0,807 e 0,785, respetivamente – garantindo a fiabilidade da previsão efetuada através de uma elevada correlação entre a produção eólica prevista e a produção eólica real. Ainda assim, as metodologias que apresentam piores resultados que a referência não só continuam também a apresentar valores elevados de correlação, como também esses mesmos apenas têm uma diferença cifrada nos 0,001 – 0,006, o que indica uma elevada proximidade com os valores do cenário de referência e elevada robustez com a utilização deste tipo de metodologias.

Com a aplicação da metodologia de previsão da produção eólica, e considerando uma nova proposta de mercado (que contempla a atualização das ofertas e negociação num horizonte temporal de seis horas), é igualmente possível realizar uma análise das implicações financeiras que as metodologias de agregação podem trazer ao nível das penalizações que têm que ser pagas pelos produtores de energia num ambiente de mercado. Assim, com a agregação recorrendo ao algoritmo K-Medoids – com dados de entrada de potência – é possível obter uma redução de custos máxima de 34%, revelando que apesar dos seus desvios na previsão (a sua correlação com a produção real não figura nos valores mais altos) é possível reduzir consideravelmente a magnitude das penalizações impostas aos produtores eólicos. No sentido inverso, apesar da sua correlação entre a previsão e a produção real ser elevada, a metodologia *Probabilistic Clustering* não permite a redução de custos, uma vez que os produtores, ao adotarem esta metodologia, iriam subir os seus custos operacionais em cerca de 19%. Este facto pode-se justificar pelos registos em que ocorrem desvios entre a previsão e o real, *i.e.*, os desvios na produção ocorrerem quando são mais nefastos para a operação do sistema electroprodutor e, conseqüentemente, terem associada uma penalização maior para os produtores eólicos. Por fim, é de referir que, do ponto de vista geral, a maior parte das metodologias de agregação aplicadas permitem a redução dos custos operacionais (as duas vertentes de análise de K-Medoids e SOM), enquanto apenas duas metodologias não impõem essa mesma redução face ao cenário de referência (*Single Unit Representation* e *Probabilistic Clustering*).

Com a análise realizada, tendo por base todos os resultados obtidos e o seu peso associado para a operativa dos parques eólicos, é possível concluir que a metodologia que permite melhores resultados é a metodologia K-Medoids com dados de entrada de potência. Esta escolha justifica-se não só pela sua melhor performance na uniformização da produção eólica e redução do gradiente de produção, como também pelo peso da componente financeira aplicada nesta dissertação, uma vez que, apesar desta metodologia não apresentar os valores mais altos de correlação entre a previsão e a produção real, esta

apresenta valores ainda elevados que permitem garantir robustez e fiabilidade que, associada à maior redução de custos operacionais face à participação desagregada, garante maiores vantagens aos produtores eólicos.

Numa vertente distinta de análise, esta dissertação também permite retirar algumas conclusões acerca da importância das características dos dados de entrada e do tipo de agregação a realizar. Assim, é possível concluir que, tanto na análise técnica dos anos de 2009 e 2010 como na metodologia de previsão, as metodologias de agregação que têm em conta a velocidade do recurso ou a potência gerada apresentam resultados muito semelhantes. Ainda assim, a agregação realizada com a potência gerada obtém melhores resultados e, por isso, torna-se mais benéfica para os operadores dos parques eólicos estudados. Por outro lado, também foi possível concluir, quanto ao tipo de agregação, que as metodologias que não têm em conta qualquer barreira física (parques virtuais) apresentam melhores resultados que a metodologia com barreira física (*Single Unit Representation*), trazendo uma maior flexibilidade na disposição dos agregados e, conseqüentemente, melhorias para os produtores eólicos e sistema electroprodutor.

De forma a aprofundar esta temática, trabalhos futuros deveriam analisar o impacto da aplicação de metodologias de agregação com outras métricas de dissimilaridades nas técnicas estatísticas de agrupamento e se estas poderiam trazer melhorias ao sistema electroprodutor. Para além disso, uma análise com uma escolha diferente de intervalos temporais de produção eólica e do horizonte temporal de previsão poderá trazer múltiplos benefícios ao estudo do impacto da adoção destas metodologias, tendo em vista a determinação das condições ótimas de agregação. Adicionalmente, e pese embora os bons indicadores obtidos nesta dissertação, com base em dados de turbinas eólicas e num caso de estudo numa área geográfica reduzida, estes carecem de validação usando turbinas/parques eólicos amplamente dispersas entre si.

Com este trabalho, as conclusões retiradas permitem demonstrar a importância da aplicação das metodologias de agregação de produção eólica para os produtores eólicos e no funcionamento do sistema electroprodutor, através da definição das múltiplas vantagens, tanto ao nível técnico como ao nível financeiro, que estas trariam face ao cenário de participação em mercado de carácter desagregado. Importa referir que as metodologias aplicadas nesta dissertação à geração de turbinas eólicas, podem ser igualmente aplicadas à geração de parques eólicos.

Capítulo 7 - Referências Bibliográficas

- [1] A. R. R. M. da Silva, «Modelação e Otimização do Funcionamento de uma Central Renovável Virtual», Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa (Tese de Mestrado), 2016.
- [2] M. A. Badr, A. M. Atallah, e M. A. Bayoumi, «*Comparison between Aggregation Techniques for PMSG Wind Farm*», *Energy Procedia*, vol. 74, pp. 1162–1173, 2015.
- [3] REN21 Secretariat, «*Renewables 2017 Global Status Report 2017*», Relatório Técnico, *REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*. Paris, p. 302, 2017.
- [4] REN, «Dados Técnicos - Technical Data», Relatório Técnico, *REN*. Lisboa, p.36, 2017.
- [5] APREN; INEGI, «Parques Eólicos em Portugal», Relatório Técnico, *APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis, INEGI – Insitituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e Engenharia Industrial*. p. 52, 2017.
- [6] IEA, «*IEA Wind TCP - 2016 Annual Report*», Relatório Técnico, *IEA – International Energy Agency*. p. 160, 2016.
- [7] C. Kerebel, D. Stoerring, e S. Horl, «Energias renováveis», *Parlamento Europeu*, 2017. [Online]. Disponível em: http://www.europarl.europa.eu/aboutparliament/pt/displayFtu.html?ftuId=FTU_2.4.9.html. [Acedido: 09-Jan-2018].
- [8] Wind Europe, «*Wind in power: 2016 European statistics*». [Online]. Disponível em: <https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-in-power-2016/>. [Acedido: 09-Jan-2018].
- [9] DGEG, «Renováveis - Estatísticas Rápidas – nº159 - janeiro de 2018», Relatório Técnico, *DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia*. p.21, 2018.
- [10] F. Sada, «*Aggregate Model of Large Wind Parks for Power System Studies*», *Aggregate Model of Large Wind Parks for Power System Studies*, Kungliga Tekniska Högskolan (KTH) Stockholm (Tese de Mestrado), 2011.
- [11] A. Couto, P. Costa, L. Rodrigues Jr., V. V. Lopes, e A. Estanqueiro, «*Impact of Weather Regimes on the Wind Power Ramp Forecast in Portugal*», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, n. 3, pp. 934–942, 2015.
- [12] H. Holttinen *et al.*, «*Design and operation of power systems with large amounts of wind power*», Relatório Técnico, *IEA Wind Task 25*. p. 128, 2016.
- [13] J. Miettinen, H. Holttinen, e G. Giebel, «*Nordic Wind Power Forecast Errors: Benefits of Aggregation and Impact to Balancing Market Volumes*», *13th Int. Work. Large-Scale Integr. Wind Power into Power Syst. as well as Transm. Networks Offshore Wind Plants*, 2014, p. 6.

- [14] U. Focken, M. Lange, K. Mönnich, H. P. Waldl, H. G. Beyer, e A. Luig, «*Short-term prediction of the aggregated power output of wind farms - A statistical analysis of the reduction of the prediction error by spatial smoothing effects*», *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*, vol. 90, n. 3, pp. 231–246, 2002.
- [15] H. Holttinen, J. J. Miettinen, A. Couto, H. Algarvio, L. Rodrigues Jr., e A. Estanqueiro, «*Wind power producers in shorter gate closure markets and balancing markets*», em *International Conference on the European Energy Market, EEM*, 2016, p. 5.
- [16] A. Estanqueiro, «*Impact of Wind Generation Fluctuations in the Design and Operation of Power Systems*», em *7th Wind Integration Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and on Transmission Networks for Offshore Wind Farms*, 2008, p. 7.
- [17] M. Shahriari e S. Blumsack, «*Scaling of wind energy variability over space and time*», *Appl. Energy*, vol. 195, pp. 572–585, 2017.
- [18] W. Fruh, «*How much can regional aggregation of wind farms and smart grid demand management facilitate wind energy integration ?*», em *World Renewable Energy Congress-XIII « Renewable Energy in the Service of Mankind*», 2014, p. 10.
- [19] A. Estanqueiro, «*The Future Energy Mix Paradigm: How to Embed Large Amounts of Wind Generation While Preserving the Robustness and Quality of the Power Systems?*», em *Wind Power*, S. M. Mueeen, Ed. IntechOpen, 2010, pp. 499–520.
- [20] N.H.Lipman, E.A.Bossanyi, P.D.Dunn, P.J.Musgrove, G.E.Whittle, e C.Maclean, «*Fluctuations in the output from wind turbine clusters*», *Wind Eng.*, vol. 4, n. 1, pp. 1–7, 1980.
- [21] C. M. St. Martin, J. K. Lundquist, e M. A. Handschy, «*Variability of interconnected wind plants: Correlation length and its dependence on variability time scale*», *Environ. Res. Lett.*, vol. 10, n. 4, p. 11, 2015.
- [22] A. Couto, J. Duque, A. Estanqueiro, A. R. Machado, e D. Santos, «*D81.5 – Congestion management in combined future AC / DC systems LNEG Contribution to IRPWind - Deliverable 81.5 (Confidencial)*», Relatório Técnico FP7 - IRP Wind (Confidencial). Lisboa, p. 65, 2017.
- [23] A. Estanqueiro, L. R. Jr, A. Couto, A. R. Silva, T. Scholz, e V. V. Lopes, «*On the use of Wavelets and other Decomposition Techniques to Assess the Wind Power Balance*», Relatório Técnico FP7 - IRP Wind (Confidencial). Lisboa, p. 35, 2017.
- [24] M. A. Handschy, S. Rose, e J. Apt, «*Is it always windy somewhere? Occurrence of low-wind-power events over large areas*», *Renew. Energy*, vol. 101, pp. 1124–1130, 2017.
- [25] G. Giebel, R. Brownsword, G. Kariniotakis, M. Denhard, e C. Draxl, «*The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power: A Literature Overview, 2nd edition*», Relatório Técnico, ANEMOS, p. 110, 2011.
- [26] G. Giebel, P. E. Sørensen, e H. Holttinen, «*Forecast error of aggregated wind power*», Relatório Técnico, *TradeWind*. p. 22, 2007.

- [27] B. U. Schyska, A. Couto, L. Von Bremen, A. Estanqueiro, e D. Heinemann, «*Weather dependent estimation of continent-wide wind power generation based on spatio-temporal clustering*», *Adv. Sci. Res.*, vol. 145194, n. 2003, pp. 131–138, 2017.
- [28] R. Sevlian e R. Rajagopal, «*Wind Power Ramps: Detection and Statistics*», *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, p. 8, 2012.
- [29] Madalena Guerreiro Bravo de Lacerda, «*Impacto da circulação atmosférica nas rampas de produção eólica em Portugal*», Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa (Tese de Mestrado), 2016.
- [30] C. Gallego-Castillo, A. Cuerva-Tejero, e O. Lopez-Garcia, «*A review on the recent history of wind power ramp forecasting*», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 1148–1157, 2015.
- [31] R. J. Bessa *et al.*, «*Reserve setting and steady-state security assessment using wind power uncertainty forecast: A case study*», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, n. 4, pp. 827–836, 2012.
- [32] J. Kiviluoma *et al.*, «*Variability in large-scale wind power generation*», *Wind Energy*, n. 19, pp. 1649–1665, 2015.
- [33] J. Sousa, «*Os serviços de sistema no MIBEL - Regras de fornecimento e de contratação e resultados obtidos de 2010 a 2012.*», Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (Tese de Mestrado), 2013.
- [34] T. Xu e P. C. Taylor, «*Voltage Control Techniques for Electrical Distribution Networks Including Distributed Generation*», *IFAC Proc. Vol.*, vol. 41, n. 2, pp. 11967–11971, 2008.
- [35] M. L. Ribeiro, «*Estratégia de Reposição de Serviço utilizando Micro-Redes*», Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (Tese de Mestrado), 2010.
- [36] ERSE, «*Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico*», Relatório Técnico, *ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos*, vol. Abril. p. 210, 2014.
- [37] ACCIONA, «*ACCIONA Energía, pioneer in providing electric power system adjustment only using wind power*», 2016. [Online]. Disponível em: <https://www.acciona-energia.com/pressroom/news/2016/march/acciona-energia-pioneer-providing-electric-power-system-adjustment-only-using-wind-power/>. [Acedido: 26-Dez-2018].
- [38] L. C. R. Júnior, «*Integração de fontes renováveis no sistema elétrico através de Centrais Renováveis Virtuais*», Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa (Tese de Mestrado), 2011.
- [39] H. Filipe Ferreira Patrício, «*Análise da viabilidade de centrais de geração de eletricidade virtuais*», Técnico Lisboa (Tese de Mestrado), 2013.
- [40] D. A. Brodén e R. Bourdette, «*Economic simulations of the participation of virtual power plants on the swiss balancing market*», em *2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, 2016, p.6.
- [41] Y. Liu, X. Gao, J. Yan, S. Han, e D. G. Infield, «*Clustering methods of wind turbines and its application in short-term wind power forecasts*», *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 6, n. 5, p.13, 2014.

- [42] E. Fertig, J. Apt, P. Jaramillo, e W. Katzenstein, «*The effect of long-distance interconnection on wind power variability*», *Environ. Res. Lett.*, vol. 7, n. 3, p.6, 2012.
- [43] N. Irovi Oses Sánchez, «*Análisis espacio y temporal de la generación agregada de proyectos eólicos en los sistemas eléctricos en Chile*», Pontificia Universidad Católica de Chile (Tese de Mestrado), 2015.
- [44] ERSE, «Mercado Grossista de Electricidade». [Online]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/Paginas/default.aspx>. [Acedido: 01-Mai-2018].
- [45] MIBEL, «MIBEL». [Online]. Disponível em: <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=9&relcategoria=1026&idpag=67>. [Acedido: 01-Mai-2018].
- [46] A. Couto, L. Rodrigues Jr., P. Costa, J. Silva, e A. Estanqueiro, «*Wind power participation in electricity markets - The role of wind power forecasts*», em *EEEIC 2016 - International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2016, p. 6.
- [47] S. T. Schroeder e A. Weber, «*Optimal power market timing for wind energy*», em *EWEA Annual Event 2011*, 2011, p. 10.
- [48] Wawer, Tim. "Incentives for gaming the German real time electricity pricing mechanism.", em *30th IAAE International Conference*, Wellington. 2007..
- [49] Energinet e DEA, «*Nordic Power Market Design and Thermal Power Plant Flexibility*», *Clean Energy Ministerial Advanced Power Plant Flexibility Campaign*. p. 31, 2018.
- [50] NEMMCO, «*Australia's National Electricity Market - Wholesale Market Operation*», Relatório Técnico, NEMMCO. p. 32, 2005.
- [51] ERSE, «Mercado Diário». [Online]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>. [Acedido: 01-Mai-2018].
- [52] J. M. Roldan-Fernandez, M. Burgos-Payan, J. M. Riquelme-Santos, e A. L. Trigo-Garcia, «*The Merit-Order Effect of Energy Efficiency*», *Energy Procedia*, vol. 106, pp. 175–184, 2016.
- [53] J. R. Andrade, J. Filipe, M. Reis, e R. J. Bessa, «*Probabilistic price forecasting for day-ahead and intraday markets: Beyond the statistical model*», *Sustain.*, vol. 9, n. 11, p. 4, 2017.
- [54] ERSE, «Mercado a Prazo». [Online]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx>. [Acedido: 02-Jun-2018].
- [55] L. M. Ausubel e P. Cramton, «*Using forward markets to improve electricity market design*», *Util. Policy*, vol. 18, n. 4, pp. 195–200, 2010.

- [56] ERSE, «Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico», Relatório Técnico, *ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos*. p. 201, 2014.
- [57] ERSE, «Mercado de Serviços de Sistema». [Online]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/sistema/Paginas/default.aspx>. [Acedido: 13-Mai-2018].
- [58] K. Bruninx, E. Delarue, H. Ergun, K. May, K. Van Den Bergh, e D. Van Hertem, «*Determining the impact of renewable energy on balancing costs, back up costs, grid costs and subsidies*», Relatório Técnico, KU Leuven, p. 74, 2016
- [59] I. Hirth, Lion; Ziegenhagen, «*Balancing Power and Variable Renewables: Three Links*», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 50, pp. 1035–1051, 2015.
- [60] EWEA, «*Balancing responsibility and costs of wind power plants*», Relatório Técnico, *EWEA - The European Wind Energy Association*. p. 15, 2015.
- [61] H. Louie e J. M. Slougher, «*Probabilistic Modeling and Statistical Characteristics of Aggregate Wind Power*», em *Large Scale Renewable Power Generation*, J. Hossain e A. Mahmud, Eds. Singapura: Springer, 2014, pp. 19–51.
- [62] Danish Wind Industry Association, «*The Wind Rose*», 2003. [Online]. Disponível em: <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpowerweb/en/tour/wres/rose.htm>. [Acedido: 09-Set-2018].
- [63] O. Herrera, G. Vilalta, K. Seeger, e W. Shcellong, «*MATLAB para la evaluación del recurso eólico*». [Online]. Disponível em: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar21/HTML/articulo04.htm>. [Acedido: 26-Dez-2018].
- [64] C. A. Q. Marrone, K. Knorr, B. Lange, e H. G. Beyer, «*Characterization and modeling of the variability of the power output of aggregated wind farms*», *7th Int. Work. Large Scale Integr. Wind Power Transm. Networks Offshore Wind Farms Charact.*, vol. 1, n. 3, p.7, 2008.
- [65] E. Muljadi, S. Pasupulati, A. Ellis, e D. Kosterov, «*Method of equivalencing for a large wind power plant with multiple turbine representation*», em *IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES*, 2008, p. 11.
- [66] P. Norgaard e H. Holttinen, «*A Multi-Turbine Power Curve Approach*», em *Nordic Wind Power Conference*, 2005, p. 6.
- [67] Y. Wan, E. Ela, e K. Orwig, «*Development of an Equivalent Wind Plant Power-Curve*», em *WindPower 2010*, 2010, p. 20.
- [68] M. Ali, I. Ilie, G. Chicco, e J. V. Milanovic, «*Comparision of wind farms aggregate models for transients stability studies*», em *17th Power Systems Computation Conference*, 2011, p. 7.

- [69] S. A. Mingoti e J. O. Lima, «Comparing SOM neural network with Fuzzy c-means, K-means and traditional hierarchical clustering algorithms», *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 174, pp. 1742–1759, 2006.
- [70] T. Kohonen, «Analysis of a simple self-organizing process», *Biol. Cybern.*, vol. 42, pp. 135–140, 1982.
- [71] T. Kohonen, «Essentials of the self-organizing map», *Neural Networks*, vol. 37, pp. 52–65, 2013.
- [72] L. Kaufman e P. J. Rousseeuw, «Clustering by means of medoids», *Statistical Data Analysis Based on the L 1-Norm and Related Methods. First International Conference*. pp. 405–416, 1987.
- [73] L. Kaufman e P. J. Rousseeuw, «Partitioning Around Medoids (Program PAM)», em *Finding Groups in Data: An Introduction to Cluster Analysis*, 2005, pp. 68–125.
- [74] H. S. Park e C. H. Jun, «A simple and fast algorithm for K-medoids clustering», *Expert Syst. Appl.*, vol. 36, n. 2 PART 2, pp. 3336–3341, 2009.
- [75] P. J. Rousseeuw, «Silhouettes: A graphical aid to the interpretation and validation of cluster analysis», *J. Comput. Appl. Math.*, vol. 20, pp. 53–65, 1987.
- [76] J. Irani, N. Pise, e M. Phatak, «Clustering Techniques and the Similarity Measures used in Clustering: A Survey», *Int. J. Comput. Appl.*, vol. 134, n. 7, pp. 975–8887, 2016.
- [77] M. R. Berthold e F. Höppner, «On Clustering Time Series Using Euclidean Distance and Pearson Correlation», Relatório Técnico, *University of Konstanz*, 2008.
- [78] M. Ali, I. Ilie, G. Chicco, e J. V. Milanovic, «Wind Farm Model Aggregation Using Probabilistic Clustering», *Ieee Trans. Power Syst.*, vol. 28, n. 1, pp. 309–316, 2013.
- [79] J. P. S. Catalão, H. M. I. Pousinho, e V. M. F. Mendes, «Short-term wind power forecasting in Portugal by neural networks and wavelet transform», *Renew. Energy*, pp. 1–19, 2010.
- [80] G. Li e J. Shi, «On comparing three artificial neural networks for wind speed forecasting», *Appl. Energy*, vol. 87, n. 7, pp. 2313–2320, 2010.
- [81] A. A. Hameed, B. Karlik, e M. S. Salman, «Back-propagation algorithm with variable adaptive momentum», *Knowledge-Based Syst.*, vol. 114, pp. 79–87, 2016.
- [82] MATLAB and Neural Network Toolbox Release 2012b, The MathWorks, Inc., Natick, Massachusetts, Estados Unidos da América.
- [83] S. Karsoliya, «Approximating Number of Hidden layer neurons in Multiple Hidden Layer BPNN Architecture», *Int. J. Eng. Trends Technol.*, vol. 3, n. 6, pp. 714–717, 2012.
- [84] F. J. C. de Brito, «Simulação de Estratégias de Operação Agregada de Sistemas de Armazenamento Distribuídos em Parques Eólicos e Centrais Fotovoltaicas», Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (Tese de Mestrado), 2017.

- [85] K. Harish e Roopa, «*Frequency Regulation and Reactive Power Control with Wind Turbine as Smart Load Backup*», *Int. J. Eng. Sci. Comput.*, vol. 6, n. 11, pp. 3318–3324, 2016.
- [86] ENTSO-E, «*P1: Load-Frequency Control and Performance*», Relatório Técnico, *Continental Europe Operation Handbook*. p. 32, 2009
- [87] N. G. UK, «*Black start*». [Online]. Disponível em: <https://www.nationalgrid.com/uk/electricity/balancing-services/system-security-services/black-start>. [Acedido: 10-Mar-2018].
- [88] REN, «*Restrições Técnicas*». [Online]. Disponível em: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/Restricoes/Paginas/default.aspx>. [Acedido: 17-Mar-2018].
- [89] REN - Redes Energéticas Nacionais, «*Manual de Procedimento do Acerto de Contas*», Relatório Técnico, *REN - Redes Energéticas Nacionais*. p. 35, 2008.
- [90] C. L. Archer e M. Z. Jacobson, «*Supplying baseload power and reducing transmission requirements by interconnecting wind farms*», *J. Appl. Meteorol. Climatol.*, vol. 46, n. 11, pp. 1701–1717, 2007.
- [91] «*What is the Smart Grid?*», *U.S.Department of Energy*. [Online]. Disponível em: https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html. [Acedido: 25-Mar-2018].
- [92] M. R. C. Duarte, «*Virtual Power Plant*», 2016. [Online]. Disponível em: https://wikiglaw.fd.uc.pt/mediawiki/index.php/Virtual_Power_Plant. [Acedido: 25-Mar-2018].

Anexo I – Serviços de sistema

Os serviços de sistema que permitem a utilização e manutenção do equilíbrio do sistema elétrico, através da regulação de mecanismos de ajuste da rede elétrica, são caracterizados por:

- i. Controlo de Tensão - permite a manutenção dos valores pré-estabelecidos na rede elétrica, através da utilização de energia reativa, ao nível da rede elétrica, do gerador ou da carga [34]. Neste serviço, no momento em que se regista uma tensão na rede elétrica abaixo do estipulado, ocorre a produção de energia reativa. Por outro lado, quando está acima do limite, a instalação absorve este tipo de energia. Usualmente, este serviço de rede, constitui-se como um serviço obrigatório, com a particularidade de estar difundido por diversos pontos na rede elétrica, dado que o valor de tensão não é constante [33]. Este processo de controlo de tensão tem como principal vantagem, a garantia de regularização de tensão, através da utilização de transformadores, banco de condensadores e outros dispositivos de controlo, permitindo a garantia de qualidade de energia por parte do TSO. Em contraponto, a utilização de energia reativa (energia que não gera trabalho) influencia diretamente a energia ativa, diminuindo a sua produção, o que afeta todo o equilíbrio do sistema elétrico [33].
- ii. Controlo de Frequência – permite a manutenção do valor de frequência pré-estabelecida de 50Hz, com o equilíbrio entre a produção e o consumo de energia. Assim, é expectável que quando a produção é superior ao consumo, a frequência cresça para valores conducentes com a discrepância registada e ocorra o inverso quando a produção é inferior ao consumo [33]. Para realizar este ajuste de frequência, o TSO pode atuar em duas vertentes distintas: *i*) ao nível do consumo, através de *Demand Side Management* (DSM), com ativação/desativação de fontes de consumo tais como iluminação, aparelhos de aquecimento, etc. [85] e *ii*) ao nível da produção, com a utilização de reservas de energia, que se divide em controlo por reserva primário (controlo da frequência num espaço temporal de trinta segundos [86]), secundário (usado no espaço temporal de trinta segundos a quinze minutos [33]) e terciário (utilizado entre quinze minutos a duas horas [33]) e que são ativados tendo em conta o tempo de resposta necessário para reduzir a flutuação de produção de energia, tal como se pode observar na Figura I.1.

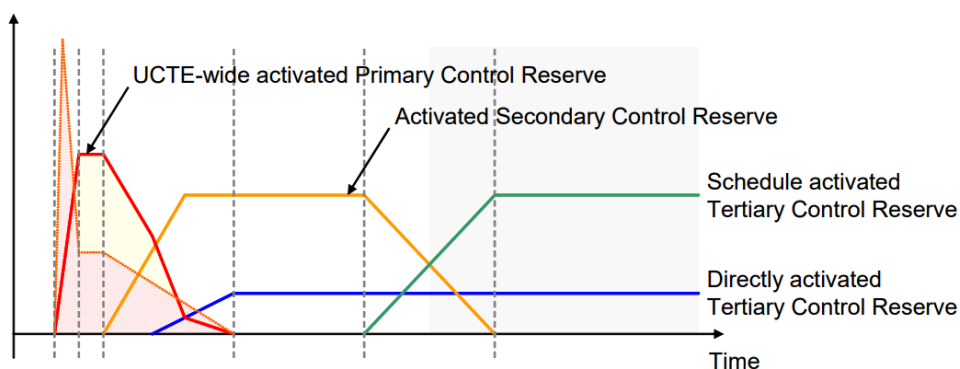


Figura I.1: Processo de ativação das reservas [86].

- iii. Reposição de Serviço ou *Black Start* - permite a restituição do funcionamento da rede elétrica após a ocorrência de um colapso. Este mecanismo, por ser pouco recorrente, devido ao processo de isolamento das perturbações, é realizado através de intervenção humana [35], recorrendo a

grandes grupos de geradores e com coordenação entre eles. Assim, é possível suprir o consumo, funcionando como uma “ilha” sem acesso às redes de distribuição elétrica [87].

- iv. Resolução de Restrições Técnicas - a ocorrência de uma restrição técnica na Rede Nacional de Transporte (RNT) assenta em “*qualquer circunstância ou incidência derivada da situação produção-transporte*” [36] que afete “*as condições de segurança, qualidade e fiabilidade do fornecimento*” [36], implicando a mudança de programa por parte do Gestor Global de Sistema (GGS). Neste mercado, são estabelecidos acordos bilaterais - durante o mercado diário, intradiário ou após o mercado intradiário [36][88]- por parte dos agentes que podem ser em venda de energia, através das suas centrais de produção, ou em procura de energia para bombagem em centrais hídricas [89].

De acordo com [19], o aumento contínuo da utilização de energia eólica, (acima de 15% da energia anual consumida) cria a necessidade de uma ligação direta entre operadores de rede, produtores e agências reguladoras para que se garanta toda a qualidade e segurança possível no SE. Mediante esta ligação e melhoria das condições operacionais de produção de energia eólica, em [90], os autores demonstraram para um caso de estudo com dezanove centrais nos Estados Unidos da América, que a energia eólica pode representar 33% a 47% de *baseload power* (fornecimento de energia contínuo ao longo do ano), possibilitando a substituição de algumas centrais convencionais por parques eólicos agregados.

Anexo II – Centrais Renováveis Virtuais

A elevada penetração renovável nos sistemas de energia requer a implementação de novas metodologias de análise e funcionamento de todo o SE. Um exemplo prático desta nova vaga de conhecimento é a criação do conceito de Rede Inteligente (comumente denominada de *Smart Grid*), que assenta numa tecnologia que “*permite uma comunicação a duas vias entre o serviço e os seus clientes (...) a Rede Inteligente vai consistir em controlos, computadores, automação e novas tecnologias e equipamento que trabalham em conjunto mas, neste caso, estas tecnologias trabalharão com a rede elétrica para responder digitalmente à nossa rápida mudança de consumo elétrico*” [91]. Esta metodologia permitirá uma maior segurança na rede de transmissão, menores custos operacionais e maior flexibilidade por parte de todo o sistema energético [91].

Numa evolução deste conceito, surge a noção de Central Renovável Virtual, que por se constituir como um conceito relativamente abrangente, a sua definição ainda não está completamente definida. No entanto, a literatura existente já apresenta algum consenso quanto à utilidade e meios necessários nesta metodologia, para se atingir um melhor aproveitamento dos centros de produção eólica, com a redução da variabilidade e o respetivo impacto na rede elétrica – todas as definições apresentadas na secção 2.4.2 – Centrais Renováveis Virtuais (CRV).

Assim, pode-se deduzir que a utilização de CRVs num sistema elétrico traz algumas vantagens e desvantagens. No que toca às vantagens, este procedimento permite o *i)* aumento da diversificação e diminuição da dependência energética exterior; *ii)* produção de energia com menor impacto ambiental; *iii)* diminuição do impacto da variabilidade do recurso renovável; *iv)* maior eficiência operacional; *v)* menores picos e perdas de energia, que permitem uma redução nos custos de operação e manutenção; *vi)* aumento de dimensão em mercado, através da participação conjunta de diversos produtores e *vii)* maior facilidade no cumprimento das metas ambientais [92]. Por outro lado, a criação de uma Central Renovável Virtual tem como desvantagens *i)* elevados investimentos e tempo de retorno; *ii)* aumento dos custos devido à tributação que é realizada no momento do armazenamento e no momento em que a energia chega ao consumidor final e *iii)* incerteza nos produtores, gerada pela adoção de uma nova metodologia [92].

Tal como referido na secção 2.4.2 – Centrais Renováveis Virtuais (CRV), apesar das desvantagens enumeradas ao nível económico, com a adoção de metodologias de melhoria de funcionamento e integração de VREs, tal como as CRV, será expectável o aumento de benefícios derivado do aumento de funcionalidade operacional e da dispersão geográfica, permitindo uma diminuição dos custos associados a todo o processo [38] [40].

Anexo III – Estudo da ocorrência de velocidade do recurso acima da velocidade de corte

De forma a completar toda a análise técnica realizada para as metodologias de agregação aplicadas nesta dissertação, neste anexo apresentam-se alguns resultados adicionais processados, nomeadamente, a percentagem de registos em que existem ocorrências de velocidade do recurso acima da velocidade de corte, para cada um dos agregados (considerando o número de registos horários total para os anos de 2009 e 2010). Esta informação foi processada para ajudar a compreender os padrões de produção dos diversos agregados aquando da aplicação das metodologias de agregação. Dadas as características técnicas das turbinas eólicas do caso de estudo, a velocidade de corte é 25 m/s.

Na Figura III.1. apresenta-se a percentagem de registos para o cenário de referência (devido à agregação que tem em conta barreiras físicas, estes resultados são iguais para a agregação com *Single Unit Representation*).

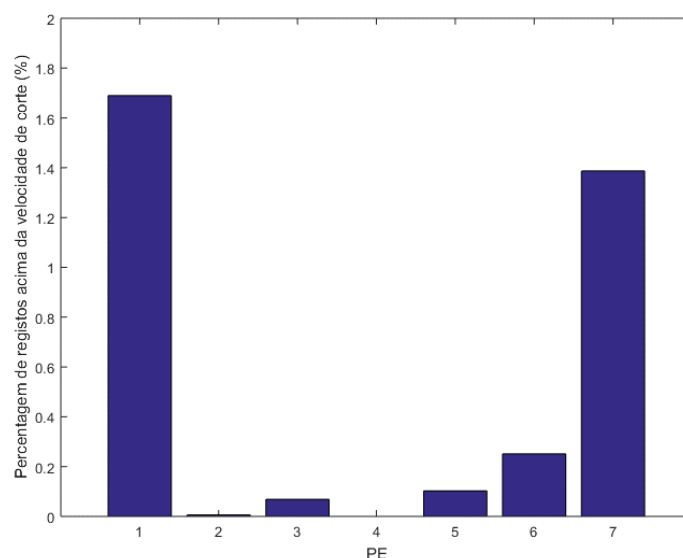


Figura III.1: Percentagem de registos de velocidade do vento acima da velocidade de corte para o cenário de referência

Através da Figura III.1, é visível uma percentagem reduzida de registos de velocidade acima da velocidade de corte (valor máximo de cerca de 1,7% dos registos bianuais). Com a maioria dos agregados a registar ocorrências, é de realçar o facto de, para o PE4, não haver qualquer registo para o parâmetro em análise. Para além disso, os PEs que registam maior percentagem de ocorrências são os que possuem um maior número de turbinas (PE1 e PE7). Este facto indicia que, em parte, a capacidade nominal pode ser uma das causas para a maior ocorrência de registos de velocidade acima da velocidade de corte, uma vez que, quando o vento possui uma velocidade acima dos 25 m/s, esta afeta um maior número de turbinas e, consequentemente, a percentagem de registos.

De seguida, é possível compreender a distribuição dos registos de velocidade acima da velocidade de corte para os agregados definidos pela metodologia SOM, com base nos dados de entrada de velocidade do vento, Figura III.2.

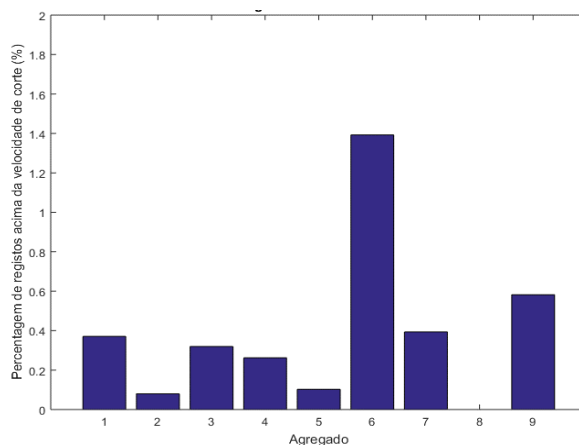


Figura III.2: Percentagem de registos de velocidade acima da velocidade de corte para o SOM com base nos dados de entrada da velocidade do vento.

Quanto à percentagem de registos de velocidade acima da velocidade de corte – Figura III.2, é de realçar a ocorrência de registos para a maioria dos agregados (exceto o agregado #8) e o valor mais elevado de registos para o agregado #6, com cerca de 1,4% dos registos. Apesar de um maior número de ocorrências face aos restantes agregados, a sua percentagem é muito reduzida, pelo que não deverá ter grande impacto na operativa do agregado. Por outro lado, o agregado #8 (constituído pelo inicialmente designado PE4, que não apresenta registos de velocidade acima da velocidade corte na Figura III.1.) não apresenta qualquer registo de velocidade acima da velocidade de corte para os dois anos em análise. Quando comparado com o cenário de referência, é de notar a diminuição do valor máximo de percentagem de registos, o que poderá revelar uma diminuição do impacto de fenómenos extremos na operativa do sistema.

Para a análise de uma vertente distinta do SOM, foi igualmente calculada a percentagem de registos de velocidade acima da velocidade de corte para a vertente com dados de entrada de potência - Figura III.3.

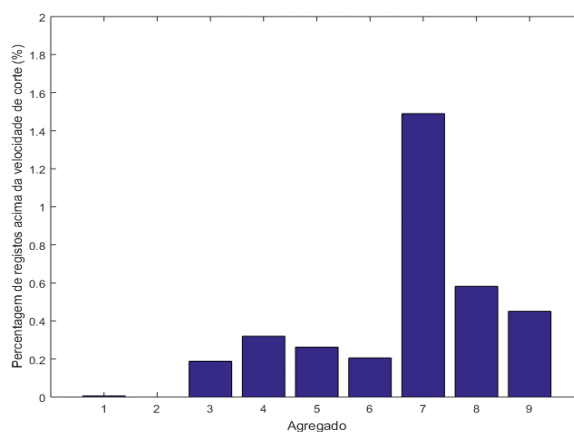


Figura III.3: Percentagem de registos de velocidade acima da velocidade de corte para o SOM com base nos dados de entrada da potência.

No âmbito da análise à percentagem de registos de velocidade acima da velocidade de corte para esta vertente da metodologia SOM – Figura III.3 - é de ressaltar *i*) o agregado com maior número de turbinas (agregado #7) é o que contém a maior percentagem de registos e os que são constituídos por um menor número de turbinas (*e.g.* agregado #1) registam muito poucas ocorrências, o que poderá indicar, para esta metodologia, uma certa relação entre esses dois fatores; *ii*) o aumento do máximo de registos face à vertente da velocidade, sendo muito perto de 1,5% dos registos e *iii*) o agregado #2 (inicialmente

designado por PE4) não apresenta qualquer registo de velocidade acima da velocidade de corte. Novamente, para esta metodologia, é de notar um valor máximo mais reduzido quando comparado com o cenário de referência.

Para a avaliação da percentagem de registos de velocidade acima da velocidade de corte das turbinas aquando da aplicação da metodologia K-Medoids com base nos dados de entrada da velocidade do vento, é elaborada a Figura III.4.

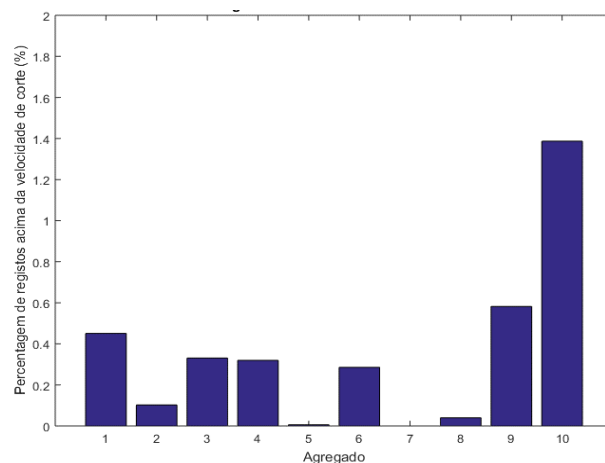


Figura III.4: Percentagem de registos de velocidade acima da velocidade de corte para o K-Medoids com critério *Silhouette* e dados de entrada da velocidade do vento

No âmbito da análise à percentagem de registos acima da velocidade de corte, é possível observar na Figura III.4, que o agregado que apresenta o maior número de registos é o agregado #10, com quase 1,4% dos registos representando, ainda assim, um valor muito reduzido da amostra estudada. Por outro lado, os agregados que apresentam um menor número de registos são os agregados #5 e #7 (anterior PE4), sendo que este último não apresenta qualquer registo superior à velocidade de corte das turbinas eólicas em análise. Seguindo a tendência de outras metodologias de agregação, esta metodologia apresenta uma redução do valor máximo de percentagem de registos face ao cenário de referência.

Para a análise da vertente da agregação com K-Medoids com potência, é apresentada a Figura III.5.

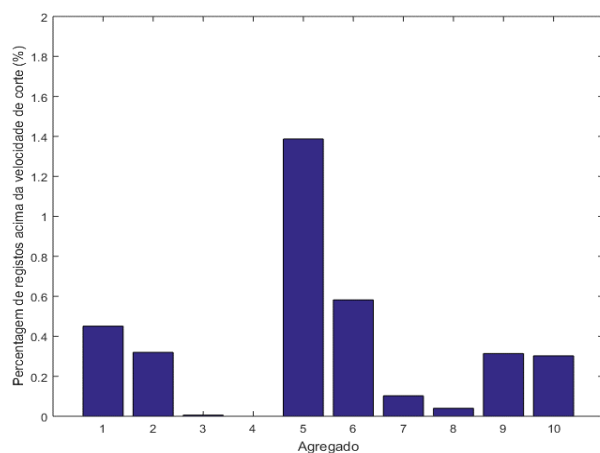


Figura III.5: Percentagem de registos de velocidade acima da velocidade de corte para o K-Medoids com critério *Silhouette* e dados de entrada da potência

Quanto à percentagem de registos de velocidade acima da velocidade de corte, para a metodologia K-Medoids com base nos dados da potência observada – Figura III.5, são obtidos valores praticamente iguais às percentagens apresentadas para a vertente da velocidade, visto que não são visíveis quaisquer impactos da mudança de agregado da turbina referida na secção 5.2.3 – Algoritmo K-Medoids. Assim, para este caso, o agregado #5 apresenta o maior número de registos (cerca de 1,4%), enquanto os agregados #3 e #4 (anterior PE4) apresentam valores mínimos para esta análise (muito perto ou mesmo nulos). Como os valores desta metodologia são praticamente iguais à verificada na vertente da velocidade, o valor máximo de percentagem de registo também regista uma diminuição face ao cenário de referência.

Por fim, para a metodologia *Probabilistic Clustering*, com a Figura III.6, é possível analisar a percentagem de registos de velocidade acima da velocidade corte para os seus diferentes agregados.

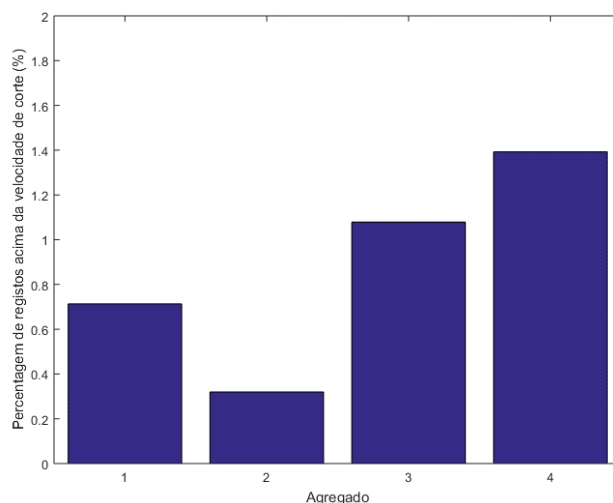


Figura III.6: Percentagem de registos de velocidade acima da velocidade de corte para o *Probabilistic Clustering*

Quanto à percentagem de registos de velocidade do vento acima da velocidade de corte, é possível observar, pela Figura III.6, que o número de registos máximo se encontra dentro dos intervalos obtidos nas metodologias anteriores, com o agregado #4 a apresentar um valor máximo de cerca de 1,4% dos registos e o agregado #2 (constituído pelos parques eólicos inicialmente designados por PE3, PE4 e PE6) a registar perto de 0,3% dos registos. Estes valores indiciam que o parâmetro da velocidade do vento acima da velocidade de corte não tem um grande impacto na operativa da área de controlo. Apesar do número mais reduzido de agregados, quando comparado com o número de PE da referência, o valor máximo de percentagem de registos continua a ser menor, o que revela uma melhoria na operação agregada do sistema face à participação inicialmente desagregada.