



UNIVERSIDADE DE COIMBRA
ENERGIA PARA A SUSTENTABILIDADE
ENERGY FOR SUSTAINABILITY - EFS

Faculdade de Ciência e Tecnologia
Mestrado em Energia para a Sustentabilidade

Avaliação do impacto da geração de energia eólica *offshore* no
Reino Unido

Dissertação no âmbito do curso Energia para a Sustentabilidade

Autor: Adriana Figur Ribeiro

Supervisor: Professor Pedro Manuel Soares Moura

Coimbra, setembro de 2019.

Resumo

Considerando as premissas mundiais voltadas para a descarbonização, nomeadamente a redução das emissões de gases de efeito estufa para contenção das mudanças climáticas, a União Europeia almeja a substituição em larga escala das fontes de recursos fósseis por renováveis. Neste panorama a composição do portfólio de geração não considera apenas fatores económicos, mas a complementaridade dos recursos atendendo a aspetos sociais, ambientais e de garantia de segurança no fornecimento sem variações discrepantes nos preços. O Reino Unido tem cooperado para o alcance destes objetivos, e apesar das incertezas referentes a saída da União Europeia, o percurso deverá seguir em cumprimento das metas de geração baixo carbono, pelo que a geração eólica *offshore* tem crescido substancialmente.

O trabalho teve como objetivo a avaliação dos fatores restritivos e sugerir possíveis medidas para o aumento da participação da energia eólica *offshore* na rede e os benefícios associados. No processo de identificação das restrições deu-se a definição dos padrões de ventos e os impactos da condição de intermitência. Para a determinação dos padrões de ventos foram considerados dados históricos de incidência de vento na costa do Reino Unido e adotados três parques eólicos *offshore* operacionais para a definição dos perfis de geração e consumo.

Dentre as principais medidas para o aumento da participação identificaram-se as tecnologias de armazenamento, gestão do consumo e planeamento do *mix* energético prevendo reservas em centrais de despacho e sistemas de *backup*. Para isto foram caracterizadas as centrais de base e de pico, renováveis e as tecnologias de armazenamento, nomeadamente baterias e reservatórios hídricos de bombagem.

A análise de impacto considerou cenários com o aumento da inserção desta geração numa perspetiva económica e do potencial de redução de CO₂. Concluiu-se que a geração eólica *offshore* apresenta elevado potencial na redução de emissões. Os custos elevados representam a principal restrição, mas a conciliação com as gerações eólicas *onshore* e solar permite melhorar o impacto económico.

Palavras chave: energia eólica, *offshore*, integração na rede, Reino Unido, armazenamento de energia

Abstract

Considering the global objectives of decarbonization, namely the reduction of greenhouse gas emissions to attenuate climate change, the European Union is aiming at the large-scale replacement of fossil fuels by renewable sources. In this scenario, the generation portfolio composition should not only consider economic factors but also the resources complementarity, taking into account social and environmental aspects and the guarantee of supply security without large price variations. The United Kingdom has been cooperating to achieve these objectives, despite uncertainties regarding leaving the European Union, the route should continue to meet low carbon generation targets and offshore wind generation has grown substantially.

This work had the objective to evaluate the restrictive factors and suggest possible measures for the wind offshore increase on the grid and its associated benefits. On the constraint identification process the wind patterns were defined, and the intermittence condition impact. To determine the wind patterns wind incidence historical data were considered for UK shore and three operational offshore wind farms were adopted for generation and demand profile definition.

Among the main measures to increase the participation of offshore wind power include energy storage technologies, demand-side management and energy mix planning, foreseeing dispatchable plants and backup systems. The baseload power plants and peak plants were characterized, as well as renewable plants and energy storage technologies, such as batteries and pumped hydro storage.

The impact analysis considered scenarios with an increase in this generation from an economic perspective and CO₂ reduction potential. It was concluded that offshore wind generation has a high potential on emission reduction. The high costs are the main restriction, but the conciliation with onshore and solar generation ensures an increase of the economic impact.

Keywords: wind power, offshore, grid integration, United Kingdom, energy storage

Agradecimentos

Gostaria de expressar minha gratidão a todos os que contribuíram para o êxito na conclusão deste curso, o qual se caracterizou numa trajetória permeada por desafios, apesar destas palavras não serem suficientemente capazes de exprimir o real sentimento de gratidão.

Agradeço imensamente a Deus que sempre me conduziu e amparou no caminho do conhecimento permitindo alcançar meus propósitos e realizações em prol de um mundo melhor, Quem me direcionou ao velho continente, para longe dos meus, mas proveu o necessário para esta caminhada.

Ao Sr. Professor Pedro Manuel Soares Moura, meu orientador, pela confiança ao aceitar desempenhar esta função, pelo exímio trabalho realizado com base numa elevada e rigorosa competência científica. Agradeço a disponibilidade e empenho ao longo do trabalho, pelas sugestões, correções e principalmente pelas críticas, que permitiram o aprimoramento, não do trabalho apenas, mas dos conhecimentos.

Agradeço aos professores do curso que transmitiram as bases necessárias e fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

Um agradecimento à Ana Ramos que proveu esclarecimentos ao longo do curso, me incentivou e acreditou ser possível enfrentar a barreira do inglês, algo que duvidei ser possível na altura.

Agradeço à Rosana, minha professora de inglês, que desempenhou um excelente trabalho para o desenvolvimento dos meus conhecimentos.

Meu profundo e honroso agradecimento aos meus pais, que sempre me apoiaram. À minha mãe, minha inspiração como pessoa e profissional, que sempre me incentivou a “ser águia” e, apesar da distância, proporcionou suporte e motivação. Ao meu pai, pela serenidade e confiança depositados em mim na simplicidade de seu afeto. Ao meu irmão, Adilson, pelo carinho e a tranquilidade transmitida, sempre me colocando a par dos acontecimentos e atendendo aos nossos pais. Ao meu irmão, Pablo, que sempre irá olhar por mim, como uma eterna criança aos seus olhos, onde quer que esteja.

Ao meu noivo Paulo, agradeço o companheirismo, ao apoio, a enorme compreensão e generosidade, agradeço as leituras críticas da dissertação e a dedicação, a alegria contagiante de cada dia e ao “demasiado falar” que em alguns momentos causaram a distração necessária, permitindo que chegasse ao fim deste percurso. Aos pais do Paulo, Sr. Paulo e Enilda pelo apoio que nos proporcionam, pelo carinho e o empenho quando nos visitam.

A todos os meus amigos, alguns recentes, outros de longa data, meu agradecimento. Aos demais familiares pelas mensagens de carinho e motivação.

Tabela de conteúdos

1. Introdução.....	1
1.1 Motivação.....	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Estrutura da dissertação.....	4
2. Revisão da literatura.....	7
2.1 Caracterização da geração eólica.....	7
2.2 Benefícios da geração eólica	11
2.3 Desafios da integração de rede e previsões de ventos.....	13
2.4 Medidas para melhor integração dos recursos.....	19
2.5 Sistema Elétrico no Reino Unido e a inserção eólica.....	24
3. Análise dos ventos <i>offshore</i>.....	31
3.1 Padrões de ventos	31
3.1.1 Análise dos dados de ventos.....	32
3.1.2 Resultados dos padrões de ventos	34
4. Caracterização do caso de estudo	39
4.1 Parque eólicos selecionados	39
4.2 Determinação do fator de capacidade e complementaridade da geração	42
4.3 Perfil do consumo	50
4.4 Dados a considerar	54
5. Composição dos cenários	61
5.1 Cenário de geração atual	61
5.2 Cenário de geração para 2030.....	70
6. Análise impacto do armazenamento.....	73
6.1 Cenário atual com armazenamento.....	73
6.2 Cenário para 2030 com armazenamento.....	75
7. Conclusões e trabalhos futuros	77
7.1 Conclusões.....	77
7.2 Trabalhos futuros.....	79
8. Referências.....	80
9. Anexos	99

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Geração de eletricidade a partir de renováveis e outras fontes desde 1990.....	27
Tabela 2 - Valores aproximados para o expoente de Hellmann Fonte: (Kaltschmitt et al., 2007, p.55).	43
Tabela 3 - Média das temperaturas em graus Celsius para Londres Fonte: Climate data, 2019.	43
Tabela 4 - Correlação de produção teórica considerada a média ponderada.....	49
Tabela 5 – Caracterização das tecnologias de geração.....	56
Tabela 6 – Caracterização dos sistemas de armazenamento de energia.....	59
Tabela 7 – Cenário 1 - geração atual.....	64
Tabela 8 – Análise de sensibilidade ao aumento da geração offshore	66
Tabela 9 – Cenário 2 – equilíbrio em função das reduções em custos e emissões.....	67
Tabela 10 – Cenário de geração para 2030	72
Tabela 11 – Armazenamento adicionado ao cenário 1, cenário de referência	73
Tabela 12 – Armazenamento adicionado ao cenário 2, cenário de equilíbrio.....	74
Tabela 13 – Armazenamento adicionado ao cenário de 2030.....	76

Lista de Figuras

Figura 1 – Evolução do diâmetro do rotor nas turbinas eólicas Fonte: A.T. Kearney Energy Transition Institute, 2019	8
Figura 2 – Dados locais de vento, após correção para orografia e rugosidade local (80 m <i>onshore</i> , 120 m <i>offshore</i>) Fonte: EEA, 2009	10
Figura 3 – Configuração do Sistema de produção sem e com produção eólica Fonte: Araújo, A. A. da C., 2008	16
Figura 4 – Emissões em Mt CO ₂ da geração de eletricidade Fonte: 2017 UK <i>Greenhouse Gas Emissions</i> , 2018.....	28
Figura 5 - Localização dos parques eólicos <i>offshore</i> Fonte: <i>4C offshore</i> , 2019.....	31
Figura 6 - Distribuição de probabilidades de velocidades para Manston de vento Base em dados do Met Office Manston	35
Figura 7 - Distribuição de probabilidades de velocidades de ventos para Gorleston Base em dados do Met Office Gorleston	35
Figura 8 - Distribuição de probabilidades de velocidades de ventos para Walney Island Base em dados do Met Office Walney Island.....	36
Figura 9 - Curva de Weibull e respectivos fatores k Fonte: Mathew, S., 2006, p.72.....	37
Figura 10 - Dados de velocidades de ventos na estação Manston para o London Array Base em dados do Met Office Manston.....	37
Figura 11 - Dados de velocidades de ventos na estação Gorleston para o Dudgeon Base em dados do Met Office Gorleston	38

Figura 12 – Produção teórica para o London Array no período de inverno Base em dados Met Office para Manston.....	45
Figura 13 - Produção teórica para o Scroby Sands no período de inverno de 2015 Base em dados Met Office para Gorleston.....	47
Figura 14 - Médias ponderadas de produção teórica Base em dados do Met Office	49
Figura 15 – Perfil do consumo de eletricidade na Grã-Bretanha Fonte: UK government, 2014	50
Figura 16 – Perfil do consumo de eletricidade em julho de 2018 Baseado em dados de: Elexon, 2019.....	51
Figura 17 – Perfil do consumo de eletricidade em janeiro de 2018 Baseado em dados de: Elexon, 2019	52
Figura 18 – Consumos máximos no inverno e verão Baseado em dados de: Elexon, 2019	52
Figura 19 – Curva de duração de carga UK com dados de 2014 Fonte: Grey Cells Energy, 2019	53
Figura 20 - Cenários para projeções dos possíveis picos de consumo de eletricidade Fonte: National Grid, 2017.....	54
Figura 21 – Relação consumo e produção teórica do London Array para janeiro Baseado em dados de: Elexon, 2019; Met Office Manston, 2019.....	62

1. Introdução

1.1 Motivação

Considerada as premissas da União Europeia para a substituição dos atuais sistemas de geração para alcançar a meta de geração de energia elétrica proveniente de fontes de fontes renováveis até 2030 e total descarbonização da geração até 2050 (COM 718, 2017).

Importantes questões que exigem novas alternativas renováveis como a preocupação crescente na segurança energética demonstrando principal atenção, com o declínio da produção petrolífera no Mar do Norte, ao risco da dependência do fornecimento de recursos fósseis (Silva, 2007, p.31 – 37), a geração eólica *offshore* vem de encontro a isto e de acordo com dados da *International Energy Agency* terá um importante papel a desempenhar na indústria europeia, principalmente devido aos parques eólicos situados a Norte (IEA, 2018).

“Dados do ONS mostram que todos os setores da economia dependem da disponibilidade de eletricidade para operar. Como a quantidade de energia que pode ser armazenada é limitada no momento, o consumo e a geração de eletricidade tem de ser combinadas em tempo real, tornando os mercados de eletricidade particularmente complexos” (House of Commons Exiting the European Union Committee, 2017).

A produção de energia eólica não pode ser controlada pelo operador do sistema e essa contribuição tem fortes variações e erros de previsão, levando à necessidade de soluções de *backup* e modificações nos padrões dos sistemas, portanto, aumentando os custos. Um estudo realizado por DeMeo et al. (2005) questionou a noção de que todo o MW de geração eólica instalada deveria contar com 1MW de geração despachável instalada, sendo que a “grande maioria da geração eólica foi adicionada aos sistemas de energia como fonte de energia e não como fonte de capacidade, a geração necessária para manter o equilíbrio da geração de consumo do sistema já está presente como parte do sistema.”

No entanto, atualmente podem ser utilizados métodos de análise de dados históricos para o melhor aproveitamento dos recursos de vento e evitando custos desnecessários ao consumidor (Tsuchida, B.; Weiss, J., 2015, p.14). A “alta penetração da energia eólica tem impactos que devem ser geridos por meio da interligação adequada da central eólica,

integração da geração, planeamento de transmissão e sistema e operações de mercado” (Estanqueiro et al., 2009, p.180).

“A energia eólica é a tecnologia de energia renovável que deve fornecer a maior contribuição para as metas de energia renovável para 2020 e além.” E a geração *offshore* representa uma oportunidade associada principalmente às características de recursos estáveis e abundantes e melhor aceitação pública. No entanto, os custos ainda são demasiado altos e a principal meta para esta tecnologia é atuar em medidas que favoreçam esta redução.

Para alcançar este propósito os desenvolvedores acreditam no desenvolvimento tecnológico e os pesquisadores acreditam que uma estrutura de inovação e pesquisa precisa ser igualada por "volumes de implantação suficientemente grandes", para que haja previsões confiáveis aos volumes em anos subsequentes e uma cadeia de suprimentos estável possa ser desenvolvida, e assim o setor tenha benefícios de escala. A melhor precisão de previsão de energia eólica e outras tecnologias são essenciais para melhorar a integração do sistema, aumentando a confiabilidade em redes com alta penetração de energia eólica. “Para que a energia eólica *offshore* se torne uma fonte confiável de energia, a integração do sistema se tornará cada vez mais importante” (Set-Plan, 2018).

Atualmente, pesquisa e desenvolvimento em diferentes setores trabalham para encontrar materiais com maior resistência e mais leves para o transporte, aumentando a capacidade das turbinas, no desenvolvimento de fundações alternativas, como a fundação *float* para atendimento de instalações em altas profundidades. Isso indica que o ponto crucial é a disseminação desta tecnologia para que o aumento de capacidade instalada incorra na confiabilidade de previsões, como já ocorreu na geração eólica *onshore*.

1.2 Objetivos

“O objetivo mais perseguido pelo ser humano é o de conhecer a realidade, conhecer a verdade. Para tanto, ao longo de sua vida, utiliza vários mecanismos. E entre tantos mecanismos, a Pesquisa Científica surge como uma das opções, para conhecer a realidade. Martins (1994)” (Gomides, 2002).

Este trabalho tem como objetivo avaliar os fatores restritivos e sugerir possíveis medidas para o aumento da participação da energia eólica *offshore* na rede e os benefícios

associados. O Reino Unido é utilizado como estudo de caso, pois possui a maior capacidade instalada do mundo, correspondendo em 2017 a uma capacidade de energia eólica *offshore* acumulada de 6,84 GW (Statista, 2019), e apresenta alto potencial, atingindo ao final de 2018 a capacidade offshore acumulada de 8,18 GW (Wind Europe, 2018, p.12)

A geração eólica *offshore* apresentou uma taxa de crescimento mundial de aproximadamente 95%, de 2008 a 2017, em capacidade instalada, variando de 1 GW to 19 GW (A.T. Kearney Energy Transition Institute, 2019, p.28).

De acordo com dados da Wind Europe (2017, p.31) o maior potencial em recursos técnicos em geração offshore encontra-se no Reino Unido e Irlanda, sendo atualmente o fator médio de capacidade para esta forma de geração 38,36%, o que em parte está associado às tecnologias que operam em parques antigos, mas as novas deverão operar com um fator de 47,30% (Renewable UK, 2019).

Segundo Weston (2018), o Reino Unido pretende ter uma capacidade instalada de 30 GW até 2030, com reduções entre 25 a 30% no custo de capital até 2025, quando acreditam atingir entre 13 e 15 GW de capacidade instalada.

Para a identificação das particularidades desta geração tomar-se-á como ponto de partida as definições dos padrões, para isto, um dos objetivos é avaliar três parques eólicos *offshore* operacionais selecionados e encontrar os perfis de geração. Em seguida irá ser avaliada a contribuição desta no perfil do consumo e possíveis medidas a sugerir para o melhor aproveitamento.

Com dados meteorológicos de históricos em velocidades de ventos incidentes na costa do Reino Unido, o potencial de geração e os padrões de serão definidos, para estimar as variações, ao longo dos dias e meses, e compará-los com a curva de consumo, levando em consideração os períodos de alto consumo e baixa geração. Algumas questões para avaliar incluem:

- Que fatores têm impacto no total aproveitamento deste potencial? Comparando o fator de capacidade encontrado a partir dos dados de ventos ao fator de capacidade obtido de dados de geração, ponderando aos resultados fatores como restrições de capacidade da rede, medidas de contingência, políticas praticadas e restrições econômicas.

- A velocidade do vento em alto-mar sofre paradas repentinas ou mantém um padrão de redução?
- Como a variabilidade de recursos tem impactos na rede, exigindo soluções complementares fornecidas por outras centrais ou tecnologias como armazenamento de energia ou gestão do lado do consumo?

Considerando tais impactos, diversas medidas potenciais para sua minimização serão consideradas, tais como:

Planeamento de centrais de energia despachável para compensar a variação da energia eólica.

Alternativas em tecnologias de armazenamento de energia para compensar a variação da geração de energia eólica.

Os benefícios potenciais do aumento da penetração desta geração serão avaliados considerando a contribuição para a redução da geração de centrais termelétricas e a redução das emissões de CO₂.

Os fatores mencionados anteriormente serão então considerados, de acordo com WEMO (2018) e Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2016) sem a disponibilidade de benefícios governamentais, para determinar a percentagem de penetração possível e ideal da geração eólica *offshore*.

De seguida, a partir da definição do cenário atual, o percentual de inserção *offshore* será avaliado, de acordo com a realidade do sistema, compondo um cenário com o menor custo, as menores emissões de CO₂, caracterizando o cenário de equilíbrio. Será composto um cenário para 2030, associado às perspetivas da crescente capacidade de geração instalada e redução dos custos. Posteriormente, estes cenários serão simulados com a adição de tecnologias de armazenamento.

1.3 Estrutura da dissertação

Esta dissertação objetiva demonstrar ao leitor a importância da geração eólica *offshore* no *mix* energético, considerando os benefícios associados ao alto potencial de ventos e a evolução das tecnologias de aerogeradores, ao baixo teor de emissões de CO₂, bem como

o aproveitamento de áreas marítimas, abundantes e que permitem menor intrusão no espaço habitacional evitando assim a ocupação de áreas produtivas ou de florestas.

Em seguimento a este capítulo introdutório está o capítulo 2, este particionado em 5 subsecções nas quais inicialmente é realizado o enquadramento teórico do tema iniciando pela caracterização da geração eólica, uma breve introdução histórica para então contextualizar a evolução das turbinas, princípios de conversão da energia eólica e fatores associados ao potencial de geração, a relação da evolução dos materiais componentes e o desenvolvimento de inovações em fundações, bem como o custo associado a esta tecnologia. Dando sequencia é demonstrado os benefícios desta geração para posteriormente expor os desafios de integração com a rede e previsões de ventos. Na subsecção 2.4 são caracterizadas possíveis medidas para o melhor aproveitamento do recurso, incluindo tecnologias de armazenamento de energia e medidas de gestão do consumo. Para então na quinta parte contextualizar o setor elétrico do Reino Unido e a inserção eólica.

No capítulo 3, dados de series históricas de 10 anos de medições de velocidades de ventos são analisados com o uso da estatística descritiva para conceituar os perfis de incidências de velocidades de ventos na região, tomado por base três parques eólicos offshore operacionais. Determinadas as curvas de distribuição de probabilidades para cada região e comparadas à curva de Weibull.

Para então no capítulo 4 partir ao caso de estudo, primeiramente com a demonstração da capacidade instalada e determinação do percentual de geração não aproveitado, então a caracterização dos parques adotados para, de seguida, a determinação de respetivos fatores de capacidade teóricos, comparados ao real a fim de validação e estimados os perfis de geração em períodos horários e sazonais. Posteriormente caracterizado o perfil de consumo e os dados a serem considerados para a composição dos cenários de análise.

No capítulo 5 os cenários são representados, inicialmente um cenário atual no qual inicia-se pela sobreposição de dados de consumo e geração para a determinação do potencial de complementaridade. Em seguida é composto o cenário com dados de geração atuais, de emissões e custos de geração e de emissões, servindo como cenário de referência. Neste cenário é então considerado o aumento percentual de geração eólica offshore, de acordo

com o potencial gerado e não aproveitado, relacionado na caracterização da geração, demonstrando o impacto deste valor em valores finais e em redução de emissões. Para uma análise de sensibilidade do potencial da geração eólica offshore é simulado um cenário com inserções graduais em substituição das térmicas de base. Então ao encontrar um percentual plausível e com impacto representativo, este é simulado num cenário de equilíbrio que permita a minimização em emissões com menores custos possíveis. Será determinado este cenário para 2030.

No capítulo 6 os cenários de equilíbrio serão simulados com a inserção de tecnologias de armazenamento para o melhor aproveitamento energético.

Por fim, no capítulo 7 são avaliadas as conclusões retiradas deste estudos e sugestões para trabalhos futuros.

2. Revisão da literatura

2.1 Caracterização da geração eólica

“A energia contida nas massas de ar em movimento, que, por exemplo, podem ser convertidas em energia mecânica e elétrica por moinhos de vento, é uma forma secundária de energia solar.” O vento é resultado das variações de temperatura na superfície terrestre originando diferenças de pressão, o que faz as massas de ar fluírem das áreas de alta pressão para áreas de mais baixas pressões (Kaltschmitt et al.,2007, p. 49).

O aproveitamento de ventos é historicamente conhecido para diversas finalidades sendo o de maior destaque os moinhos de vento que já existem há pelo menos 2000 anos. A produção de energia elétrica a partir do vento é mais recente, a primeira turbina eólica foi construída em 1891 na Dinamarca, mas apenas a partir dos anos 70 e 80 que nos Estados Unidos iniciaram as instalações de turbinas em maior número e dimensões (Emeis, S., 2018, p.04). A mudança conceitual em considerar fontes alternativas de energias sustentáveis e eficientes veio com a crise dos combustíveis no início dos anos 70 (The Renewable Energy Hub UK). Em 1983 foi construída na Alemanha a Growian, uma turbina com capacidade de geração de 3 MW, com duas pás e diâmetro do rotor de 100 metros, mas não foi bem sucedida e devido aos problemas incorridos foi desativada em 1988. “Esta abordagem "evolutiva" foi bem-sucedida, de modo que hoje turbinas maiores do que a Growian são padrão, especialmente para parques eólicos *offshore*” (Emeis, S., 2018, p.04).

Um dos fatores que contribuíram para a instalação da geração eólica em maiores proporções é a evolução das tecnologias de turbinas, que pode ser visto na figura 1, especialmente na última década, com aumento do diâmetro do rotor e capacidade nominal, permitindo atualmente um aproveitamento de vento muito próximo do limite teórico, limite de Betz (World Energy Council, 2016, p.14).

“Albert Betz, um físico alemão, estabeleceu em 1962 um limite para o coeficiente de potência máxima para um rotor eólico ideal. Ele aplicou a teoria do momento axial em sua forma mais simples para sua análise e estabeleceu que o coeficiente máximo de potência teórica de uma turbina eólica, operado predominantemente pela força de sustentação, é de 16/27 (59,3%)” (MATHEW, S. 2006, p.23).

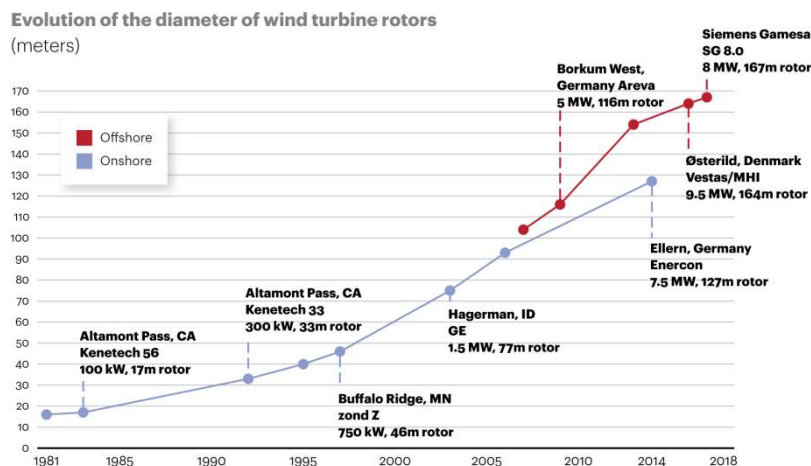


Figura 1 – Evolução do diâmetro do rotor nas turbinas eólicas Fonte: A.T. Kearney Energy Transition Institute, 2019

O princípio de funcionamento das turbinas eólicas consiste na conversão de energia cinética para energia elétrica, para que isto ocorra, a energia do vento incidente nas pás, cinética, é convertida em energia mecânica que será transformada em energia elétrica (Kouro et al., 2011, p.26-27). As limitações do potencial de extração energética estão associadas ao princípio do deslocamento de massas, onde a velocidade de entrada do fluxo de ar na turbina é maior do que a velocidade de saída e esta redução caracteriza o aproveitamento. Albert Betz definiu que a conversão mais eficiente de energia cinética em energia mecânica por uma turbina está limitada pelo coeficiente de Betz (Ferreira, A.; 2018).

Além do limite teórico a capacidade de aproveitamento dos aerogeradores está associada à eficiência do conversor e as perdas inerentes definidas como perdas aerodinâmicas, mecânicas e elétricas, diretamente atrelados aos mecanismos de ajustes do sistema, ao número de pás e o perfil das mesmas, e à velocidade de rotação (Kaltschmitt et al., 2007, p.325).

“O relevo e a presença de obstáculos moldam o escoamento do ar sobre a superfície terrestre, bem como geram turbulências no fluxo” (Guarnieri et al., 2007, p.06). Em superfícies com baixo nível de rugosidade, como a água, a velocidade do vento aumenta mais rapidamente mesmo em menores altitudes (Kaltschmitt et al., 2007, p.53).

Este aumento de velocidade está relacionado também à estabilidade térmica na camada planetária, zona limite entre a superfície terrestre e a atmosfera livre, o que é caracterizado pela variação de temperatura a cada 100 metros de altitude, definido como gradiente de temperatura, e para temperaturas mais elevadas o aumento da velocidade do vento é menor com aumento da altitude (Kaltschmitt et al.,2007, p.54-55).

A densidade do ar está diretamente associada ao potencial de energia cinética, sendo a densidade função de massa por unidade de volume, pelo que quando a temperatura aumenta o volume aumenta e a densidade diminuí. Assim, quanto maior a densidade do ar maior o potencial de energia cinética, resultando diferentes potenciais de geração em períodos de inverno e verão (Carneiro, 2018, p.3-5).

As variações de estratificações térmicas são impulsionadas de acordo com as massas de ar, e na superfície do mar estas variações ao longo do dia não são observadas devido a alta capacidade de calor específico da água as temperaturas se mantêm ao longo deste período (Kaltschmitt et al.,2007, p.54-55).

A evolução da capacidade das turbinas também está associada à aplicação de diferentes materiais na construção das pás, como a fibra de vidro, que aumenta a resistência, necessária devido ao aumento de tensão em dimensões maiores, e a durabilidade, mesmo em ambiente marinho. E a adoção de pás com capacidade de descongelamento e aço adequado na estrutura que permitem o uso desta geração mesmo em baixas temperaturas (World Energy Council, 2016, p.14).

Com a evolução das tecnologias de geração, os modelos de fundações seguiram essa tendência e segundo Kallehave et al. (2015) *monopiles*, uma fundação amplamente utilizada, tem capacidade de suporte para turbinas de 6 a 8 MW e são projetadas para profundidades de até 35 metros com 7,5 metros de diâmetro, sendo consideradas *monopiles* viáveis com 10 metros de diâmetro para profundidades de até 60 metros.

O mercado eólico *offshore* tem sido dominado por países com águas marítimas pouco profundas (inferiores a 50 metros), e indústrias marítimas estabelecidas o que possibilita o aproveitamento da experiência no setor do óleo e gás. Entretanto ao longo prazo a necessidade de ampliação dos recursos para a diversificação do portfolio, considerando locais em que há limitações para a instalação de fundações fixas e o alto potencial de

vento em águas profundas, entre 50 e 200 metros, as fundações flutuantes apresentam um significativo potencial com atratividade no Reino Unido (The Scottish Government Carbon Trust, 2015)

As novas tecnologias de fundações permitem amplificar a exploração potencial disponível, alto potencial, como pode ser visto na figura 2.

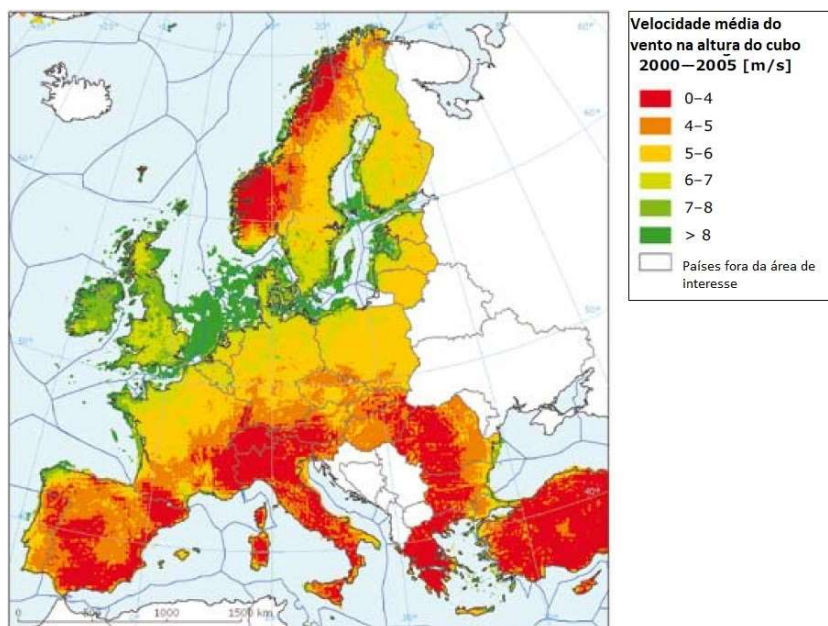


Figura 2 – Dados locais de vento, após correção para orografia e rugosidade local (80 m onshore, 120 m offshore) Fonte: EEA, 2009

O Reino Unido (114.000 km²) e a Noruega (88.000 km²) têm uma maior extensão com disponibilidade para a geração eólica offshore em relação aos outros países. E de acordo com estudo da *Europe Environment Agency* (EEA) (2009) quando analisado o potencial offshore de todos os países membros com extensão de costa maior que 50 km, consideradas perspectivas para 2030, áreas de instalações costeiras com profundidade inferior a 25 metros e as tecnologias existentes, foi estimado o valor de 30.000 TWh (EEA, 2009).

A operação e a manutenção (O&M) são mais significativas em projetos offshore do que onshore e “os custos de investimento são significativamente mais baixos para onshore do que offshore, variando de US \$ 1.300 a US \$ 2.800 por kW e de US \$ 2.400 a US \$ 5.900 por kW, respetivamente”. Esta disparidade se justifica devido à dificuldade de instalação em ambientes marinhos exigindo navios especializados, fundações diferenciadas com

estudos geológicos adequados, conexão por cabos submarinos, e também a imaturidade deste tipo de projeto, onde o fator de incerteza eleva os riscos (A.T. Kearney Energy Transition Institute, 2019, p.03, 22).

“Como foi o caso com os custos de investimento, o LCOE (*Levelized Cost of Energy*) para a energia eólica *offshore* diminuirá a uma taxa mais acentuada em comparação com a energia eólica *onshore*, devido ao seu nível relativamente mais baixo de maturidade.” (A.T. Kearney Energy Transition Institute, 2019, p.06).

“O LCOE é um indicador do preço da eletricidade necessária para um projeto em que as receitas seriam iguais custos, incluindo a devolução do capital investido igual à taxa de desconto ou o custo médio ponderado de capital (WACC)” (IRENA, 2018).

“Historicamente, a metodologia LCOE vem sendo empregada como uma forma sensível de precificação do investimento, consistindo na avaliação do custo por kW para construção e operação de uma central de geração ao longo de sua vida útil estimada, em termos do custos de capital, custos da fonte primária empregada, custos financeiros, custos fixos e variáveis de O&M, além do ciclo de funcionamento previsto para a central” (Medeiros, L. H. C.; 2017).

“Os custos, em especial a fundação e a ligação elétrica, e as limitações na operação e manutenção são as principais barreiras que precisam ser superadas” (Angus et al., 2018). De acordo com dados da indústria eólica *offshore* internacional e projetos propostos nos Estados Unidos a combinação dos fatores como custo de investimento de capital (CapEx), custos operacionais (OpEx), fator de capacidade líquido, taxa de desconto, e a vida do projeto, resultam no LCOE de projetos eólicos *offshore*, como pode ser observado junto ao anexo 1. O custo de capital para eólica *offshore* de base fixa está dividido em três principais categorias e respectivas percentagens 32,9% para a turbina, 20,9% para custos financeiros relacionados maioritariamente a contingenciamentos e descomissionamento e 46,2% relativo ao equilíbrio do sistema destacando em maior percentual etapas de montagem e instalação, infraestrutura elétrica, torre e fundações (NREL, 2016).

2.2 Benefícios da geração eólica

“Em dezembro de 2017, a produção de eletricidade a partir de energia eólica atingiu o nível mais elevado, 41 TWh, assegurando 16% do mix total de geração na UE-28. A geração de energia eólica geralmente mostra um aumento significativo no início do período de inverno com a

chegada de tempestades. Em novembro de 2017, no entanto, como a geração eólica recuou na maior parte da Europa em comparação com o bom desempenho em outubro, os preços de eletricidade no mercado grossista na Europa Ocidental aumentaram significativamente, com a falta de capacidade nuclear e a diminuta produção de renováveis elevaram os custos de geração de eletricidade” (European Commission, Market Observatory for Energy, 2018, p.03).

“No Cenário Novas Políticas, o crescimento da capacidade eólica *offshore* é dominado pela Europa, que responde por cerca de 60% do total de adições globais com 94 GW em 2040” (A.T. Kearney Energy Transition Institute, 2019, p.38).

O vento no alto mar tem maior potencial energético, ao comparar o fator de capacidade *onshore* e *offshore* os resultados são de 23% e 40% respetivamente. O melhor aproveitamento está associado a fatores como menor rugosidade superficial e ao fato de a instalação marítima permitir maiores dimensões de geradores, “as turbinas tornaram-se maiores e mais altas para maximizar a captura de energia ao longo de uma série de velocidades de vento, enquanto reduz o custo por unidade de capacidade” (A.T. Kearney Energy Transition Institute, 2019, p.03, 22).

“O impulso para desenvolver a energia eólica *offshore*, apesar de seu custo mais alto comparado aos parques eólicos *onshore*, veio de uma perceção politicamente motivada de que a energia eólica terrestre é muito intrusiva em um país densamente povoado e que valoriza sua paisagem, além de um reconhecimento que os ventos *offshore* são mais fortes e mais constantes” (Watson, 2016).

De acordo com o relatório da EEA (2009), considerando o conjunto de países membros, foram feitas projeções para 2030 e o potencial *onshore* foi calculado em cerca de 45.000 TWh. Foi considerada uma capacidade nominal de 2 MW, segundo dados de 2006, e o tipo de cobertura do solo, especificado em classes de cobertura agregada. "Mais da metade do potencial técnico é gerado em classes com velocidades médias de vento de 5,4 m/s e 5,7 m/s". Todos os tipos de solos estão incluídos, no entanto, solos classificados em florestas e agrícolas cobrem 90% do total disponível, “França e Espanha têm a maior área agrícola e a Suécia, Finlândia, Turquia e Noruega têm a maior área florestal”.

A geração eólica *offshore*, quando comparada com *onshore*, permite ocupar a grande disponibilidade de áreas marítimas poupando assim a ocupação de solos produtivos e, simultaneamente, fica longe das cidades, o que evita os impactos visuais e sonoros dos habitantes. “A energia eólica *offshore* foi recentemente amplamente focada e desenvolvida, por

ser confiável, intensiva e sua fonte é abundante e oferece vastas áreas *offshore*. Pode não apenas aliviar a dependência do petróleo e reduzir as emissões, mas também estimular o desenvolvimento da economia marinha e oferecer oportunidades de emprego” (Leung, D. Y.C.; Yang, Y., 2011).

“O planejamento energético representa um problema de decisão de investimento. Os investidores geralmente avaliam esses problemas usando a teoria do portfólio para gerir riscos e maximizar o desempenho do portfólio sob uma variedade de resultados econômicos imprevisíveis” (Awerbuch, S., 2004, p.693).

Atualmente, a preocupação com a composição do portfólio de geração não está contida apenas no custo, mas principalmente na segurança energética. Ainda existem dúvidas quanto à instabilidade de geração de alguns sistemas renováveis, no entanto, de acordo com relatórios da comissão da União Europeia, garantir a segurança energética está diretamente ligada à redução da dependência de combustíveis fósseis provenientes de países com recorrentes instabilidades.

2.3 Desafios da integração de rede e previsões de ventos

Com base nas metas a serem alcançadas na redução de emissões de poluentes de efeito estufa, a integração de sistemas de geração de eletricidade a partir de recursos renováveis cresceu significativamente na última década (Sandhu, M.; Thakur, T., 2014, p.636).

Devido à grande abundância de recursos eólicos este tipo de geração está a aumentar, e com isso o aumento da penetração na rede, pelo que os desafios emergem principalmente devido às sucessivas descontinuidades de geração, a sua intermitência (Sandhu, M.; Thakur, T., 2014, p.636).

Os métodos de predição numérica do tempo (Numerical Weather Prediction - NWP) podem dar uma estimativa em longo prazo de condições médias, mas não é possível prever mudanças súbitas em condições de vento ou radiação solar. Podem ser adotadas três aproximações diferentes de previsões para a gestão de energias renováveis: a previsão de longo prazo, a previsão de curto prazo e o *Nowcasting* (Rycroft, M.; 2016, p.23-24).

Na previsão de longo prazo utilizam-se dados históricos para estimar a disponibilidade de geração anual ou mensal, para analisar o potencial de um determinado parque. A previsão de curto prazo fornece dados de condições médias em grandes áreas para um

período de até 7 dias com o uso de modelos que se baseiam em observações de velocidades do vento, bem como geográfica e informação topográfica. E “o *Nowcasting* é usado para dados meteorológicos específicos que afetam a produção de energia renovável, como velocidade do vento, radiação solar, padrões de nuvens e movimentos e bem como temperatura do ar.” Na aproximação *nowcasting* a escala de tempo pode variar de minutos a horas prevendo a disponibilidade de “combustível”, vento ou sol, permitindo uma melhor gestão do sistema (Rycroft, M.; 2016, p.23-24).

De acordo com *Research Applications Laboratory* (RAL) com o aumento em importância da geração eólica o interesse em previsões detalhadas e com maior precisão que permitam o melhor aproveitamento do recurso tornam-se inerentes. “As previsões permitirão...integrar melhor a eletricidade gerada a partir do vento na rede elétrica...” (RAL, 2019).

De acordo com Rycroft (2011) as velocidades de ventos não seguem padrões totalmente aleatórios, pois o vento é originado pelo fluxo de massas de ar dentro da atmosfera terrestre e este fluxo é mantido pela radiação solar (Kaltschmitt et al., 2007, p.49) e as temperaturas ao longo da superfície terrestre, apesar de apresentar variações ao longo de períodos do ano, mantém uma variação média.

A incidência de ventos segue padrões estocásticos e para a caracterização de uma análise de probabilidades precisam ser verificadas algumas condições como a suposição de Markov, “a qual condiciona a probabilidade de estar numa dada categoria num tempo específico ao resultado no tempo imediatamente anterior e à condição de estacionariedade” (Lara, I. R. de; 2007).

A definição de um processo estocástico é a seguinte: “Seja τ um conjunto arbitrário. Um processo estocástico é uma coleção de variáveis aleatórias $\{X(t); t \in \tau\}$ definidas num mesmo espaço de probabilidades $(\Omega; A; P)$. O conjunto τ é um subconjunto não vazio dos reais, $\tau \subset \mathbb{R}$, e refere-se ao tempo ou ao espaço em que o processo ocorre. ... τ refere-se ao tempo e S é um espaço discreto de estados, de tal forma que os processos considerados descrevem a evolução de algum fenômeno ou experimento no tempo” (Lara, I. R. de; 2007).

Se o processo estocástico satisfaz a propriedade referente à probabilidade condicional é denominado como cadeia de Markov. Portanto tem-se que a ocorrência de um evento

futuro condicionada ao passado (histórico) e ao presente do processo é independente dos estados passados e depende somente do estado presente do processo, o que é denotado probabilidade de transição (Corso et al.; 2016; Lara, I. R. de; 2007).

Entretanto, uma análise realizada por Bawadi et al. (2003) para velocidades de ventos na Malásia demonstra que as modelagens com a cadeia de Markov, observando a distribuição de probabilidades das velocidades de vento, se caracteriza por uma distribuição de Weibull. Assim sendo, para avaliação quantitativa, os parâmetros de distribuição de Weibull foram calculados para os dados observados e gerados, concluindo que esta é uma distribuição amplamente adotada na análise energia eólica (Bawadi et al., 2003).

“A distribuição de Weibull é um caso especial da distribuição de Pierson classe III. Na distribuição de Weibull, as variações na velocidade do vento são caracterizadas pelas duas funções; (1) A função de densidade de probabilidade e (2) A função de distribuição cumulativa.” A função de densidade de probabilidade indica a fração de tempo ou a probabilidade para a qual o vento está em determinada velocidade (V) e é representada pela equação 1:

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad 1$$

Onde k é o fator de forma, que determina o declive da função de distribuição acumulada, e c é o fator escalar, que caracteriza a distribuição horizontal do gráfico. A função de distribuição cumulativa permite obter a fração de tempo ou probabilidade de a velocidade do vento ser menor ou igual a V (Mathew, S.; 2006 p.68).

“O valor de capacidade de qualquer gerador é a quantidade de carga adicional que pode ser atendida no nível de confiabilidade alvo do sistema com a adição do gerador em questão”, dependendo de uma série de fatores exclusivos da rede e parques eólicos conectados (Rycroft, M., 2011, p.58-59).

“A medida estabelecida para estimar as contribuições para a capacidade de expansão do sistema e planejamento de recursos por períodos de meses e anos é a capacidade de

transporte de carga efetiva (Effective Load Carrying Capability ELCC)” (DeMeo et al., 2005).

O método possibilita definir o crédito de capacidade que “expressa a quantidade de potência convencional instalada que pode ser substituída por potência proveniente de fontes de energia intermitentes sem que haja perda de fiabilidade do sistema.” “A razão entre potência eólica instalada e a capacidade total instalada no sistema é denominada como o nível de penetração da energia eólica” e a confiabilidade global do sistema de energia elétrico tem um impacto direto dessa percentagem (Araújo, A. A. da C.; 2008).

Se a geração eólica puder ser vista como confiável por um determinado período, este valor permitiria evitar uma determinada térmica neste período. No entanto, se esta previsão falhar é necessário contar com reservas de emergência, exigindo adequações ao sistema de geração, conforme pode ser observado na figura 3 (Araújo, A. A. da C.; 2008).

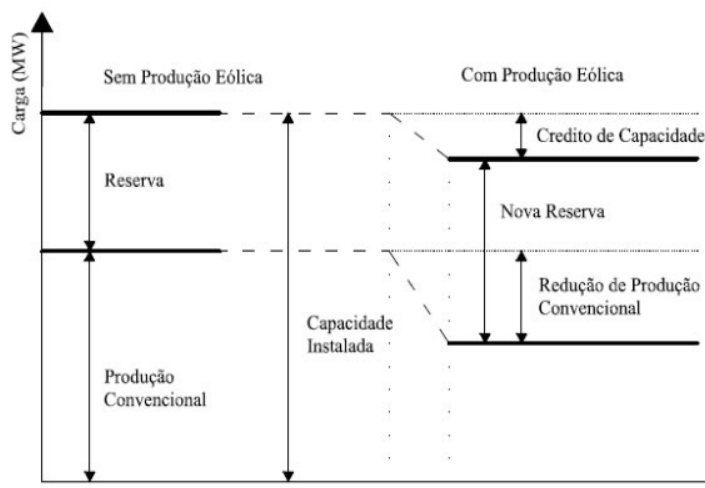


Figura 3 – Configuração do Sistema de produção sem e com produção eólica Fonte: Araújo, A. A. da C., 2008

A crescente procura energética nas economias emergentes contribuíram para a consciencialização da importância em assegurar o fornecimento energético associado ao consenso de transformação para baixo carbono no setor para a mitigação do impacto nas mudanças climáticas. Neste panorama o tema segurança energética tornou-se habitualmente utilizado em diversas áreas, no entanto a definição e a abrangência deste termo não são consensuais. Análises recentes “defendem uma definição mais ampla de segurança energética, incluindo aspectos como sustentabilidade ambiental ,

aceitabilidade e equidade.” Em alguns casos incluindo outros aspectos importantes confiabilidade do sistema a curto prazo (Cox, E., 2018).

As concessionárias de energia devem ter informações precisas para evitar gastos desnecessários e atender as expectativas dos clientes. “Para medir o desempenho do sistema, a indústria de energia elétrica desenvolveu várias medidas de confiabilidade. Essa confiabilidade inclui medidas de duração de indisponibilidade, interrupções de frequência, disponibilidade do sistema e tempo de resposta” (Layton, L., 2004). Confiabilidade do sistema refere-se a interrupções sustentáveis e interrupções momentâneas, uma interrupção com mais de 5 minutos caracteriza um problema de confiabilidade e menor a 5 minutos caracteriza problemas de qualidade de energia (Layton, L., 2004).

“Historicamente, os sistemas de energia têm sido baseados em grandes geradores síncronos conectados a uma rede de transmissão fortemente em malha, com as características dinâmicas de tais sistemas sendo bem compreendidas”. No entanto, as gerações renováveis estão cada vez mais relacionadas às interfaces eletrônicas de potência, permitindo novas capacidades de controle, possibilitando assim o melhor uso do recurso para atender à consumo e ao compartilhamento entre fronteiras. Os parques eólicos *offshore* desenvolveram-se até agora e tendem a continuar esse crescimento com construções *offshore* cada vez mais distantes da costa. "A geração eólica ... não necessariamente piora a estabilidade de um sistema, mas muda suas características, e através da coordenação de controles inteligentes de energia baseados em eletrônica, as capacidades do sistema podem até ser melhoradas em algumas situações" (Ardal, et al., 2016, p.1-2).

“A corrente alternada (CA) é a tecnologia comum para transmissão de eletricidade em diferentes níveis de voltagem desde a passagem do século XIX (Stoft, 2002), principalmente devido à diminuição das perdas por transmissão de longa distância.” Com essa tecnologia, os cabos de transmissão possuem energia capacitiva, mas a energia reativa precisa ser compensada em todas as distâncias, o que delimita a faixa de 70 a 100 km (Schröder, S. T., 2013, p.14-18).

O Mar do Norte e a maior parte dos parques eólicos *offshore* exigem corrente contínua de alta tensão (HVDC), consistindo de estações conversoras na extremidade dos cabos que causam perdas de 1-2%, o que é compensado pelas perdas de linha menores do que na

CA. Tradicionalmente, as conexões HVDC são aplicadas entre sistemas AC assíncronos e estão sujeitas a restrições de rampa, mas isso pode ser resolvido com a instalação da tecnologia de conversão de fonte de tensão (VSC). A esse respeito, as políticas legais de ocupação do meio marinho também podem apresentar dificuldades, tanto para a implantação de parques eólicos quanto para a passagem de cabos submarinos (Schröder, S. T., 2013, p.14-18).

Outro fator que é objeto de discussões é o contingenciamento de geração, sendo em algumas situações classificado como medida restritiva em outros como medida necessária para o equilíbrio do sistema e redução de custos. Com o aumento proporcional da geração de recursos renováveis no sistema elétrico, isso requer modificações para a reestruturação como o aumento da capacidade das linhas de transmissão para permitir esse fluxo de carga, mas, ao mesmo tempo, as considerações de intermitência operacional nesses sistemas em algumas situações o tornam economicamente inviável para que a rede receba a capacidade instalada total da central, pois, normalmente, isso só será necessário em determinados momentos ao longo do ano (Jacobsen, H. K.; Schröder, S. T., 2011).

“O contingenciamento da geração em horas com restrições pode servir como um incentivo para os investidores encontrarem locais com menor risco de contingenciamento” (Jacobsen, H. K.; Schröder, S.T., 2011, p.664). Estas medidas de contingência derivam de diferentes fatores e de acordo com Jacobsen e Schröder (2011), destacam-se pelas diferentes razões de ocorrência que podem ser: pelo risco de geração excessiva, neste caso geralmente associada à falta de capacidade da rede; como uma medida de segurança da rede, especialmente em situações onde há grande penetração de gerações flutuantes e este procedimento evita perdas rápidas de capacidade do sistema por medidas de causas naturais, como uma tempestade que requer o desligamento da turbina.

No sistema da Grã-Bretanha, o contingenciamento deve-se à geração excessiva e à alta penetração da energia eólica, para atender aos limiares. De acordo com Sheppard (2014), o fato de o Sistema Operacional Elétrico fazer pagamentos para parques eólicos para reduzirem a operação em determinados períodos nem sempre é entendido, explicado pelo fato dos custos de curto prazo prevalecerem em relação aos benefícios de longo prazo. Restrições ocorrem quando a energia não pode ser transmitida normalmente dado o

congestionamento da rede, então esta medida atua no seu equilíbrio. “Na Grã-Bretanha, geradores do mercado pagam para ter acesso consistente ao sistema de transmissão 24 horas por dia, sete dias por semana, para que possam escolher quando e o quanto gerar. Quando um gerador não pode usar totalmente o acesso pago, ele recebe uma indenização na forma de um pagamento de restrição” (Sheppard, Phil; 2014).

De acordo com o estudo realizado por Joos, M.; Staffell, I.; (2018) considerando 80% das eólicas offshore, com dados do período de 2012 a 2016, a percentagem média de contingências anuais variou de 0-0,63%. Os geradores eólicos e solares não possuem custos de combustíveis para operar, entretanto a cada MWh de produção recebem um benefício monetário referente ao Certificado de Obrigações Renováveis, se estas centrais sofrem restrições a compensação deverá ser maior devido à perda dos subsídios, justificando a baixa percentagem. Este indicativo tem variações em cada central e no período de 2015-2016 para a Greater Gabbard ultrapassou o valor de 2%, informação que é relevante dado a localização coincidente à região selecionada para a análise neste trabalho.

Os custos de operação do sistema elétrico na Grã-Bretanha aumentaram em 62% desde 2010, pois custos de contingências tornaram-se maiores nos últimos anos, associado às medidas de integração de energia renovável variável, e considerado o período de 2014-2017 a restrição para cada TWh de geração eólica foi em média de 5,8 milhões de libras. Estes são contabilizados de acordo com os custos de gestão de contingenciamento, pois para manter o equilíbrio da rede são necessários contratos de capacidades de reserva e pagamentos aos geradores para reduzirem a produção. Estes custos são socializados através da taxa de utilização do sistema de serviços de compensação que é paga por todos os fornecedores e geradores numa base proporcional (Joos, M.; Staffell, I.; 2018). De acordo com Mearns (2016) as restrições têm crescido em proporção ao aumento de penetração e os altos custos tornam ponderável a consideração de tecnologias de armazenamento.

2.4 Medidas para melhor integração dos recursos

No setor elétrico é necessário manter o equilíbrio entre geração e consumo, pelo que a alta inserção de energia proveniente de fontes renováveis assume a característica de

imprevisibilidade e neste sentido os sistemas de armazenamento de energia podem melhorar a complementaridade. “O armazenamento de eletricidade é usualmente efetuado recorrendo a outras formas de energia, tais como, química, mecânica, térmica ou, em energia potencial” (Pereira, F.; 2013).

“Os dispositivos de armazenamento são habitualmente caracterizados pela quantidade máxima de energia que conseguem armazenar e depois devolver, pela taxa máxima a que essa energia pode ser usada, ou seja, a potência do dispositivo e pelo tempo máximo de funcionamento, que é dado pela relação entre a energia armazenada e a potência à qual o dispositivo opera”. Os benefícios da utilização de dispositivos de armazenamento são diversos, entre os quais se pode destacar a possibilidade de auxílio na estabilização da rede após perturbações, suporte operacional, qualidade e confiabilidade de abastecimento e suporte na integração de energia renovável intermitente (Miranda, A. M. V.; 2011).

“Com o rápido crescimento do desenvolvimento da energia eólica e o aumento do nível da sua penetração, será um grande desafio operar o sistema de energia de forma segura e confiável devido à inerente variabilidade e incerteza da energia eólica. Com as características flexíveis de carga e descarga, o armazenamento é considerado uma ferramenta eficaz para aumentar a flexibilidade e a controlabilidade não apenas de um parque eólico específico, mas também de toda a rede” (Hu et al., 2015).

O armazenamento hídrico de bombagem representa 99% da capacidade armazenada mundialmente, é uma tecnologia madura, tem alto potencial de armazenamento, “longa vida útil e elevada eficiência”, no entanto depende de condições geográficas adequadas. Caracteriza-se por dois reservatórios de água, um posicionado a altitude superior, que representa o acumular de energia potencial, e um reservatório inferior que receberá a descarga de volume de água que irá gerar energia ao verter e passar pelas turbinas. Nos períodos fora de ponta a água do reservatório inferior é bombeada para o superior num processo de carregamento (Hu et al., 2015).

“O armazenamento de energia hidrelétrica com bombagem é uma tecnologia bem estabelecida e comercialmente viável para o armazenamento de eletricidade em escala pública e é usado desde a década de 1890. A energia hidroelétrica não é apenas uma fonte de energia renovável e sustentável, mas a sua flexibilidade e capacidade de armazenamento também possibilitam melhorar a estabilidade da rede e apoiar a implantação de outras fontes de energia

renováveis intermitentes, como a eólica e solar” (Alam et al., 2015).

A eficiência energética da *Pumped Hydroelectric Storage* (PHS) varia de 70 a 85% tipicamente, entretanto as perdas de energia são compensadas pelo custo diferencial em cargas e descargas. O armazenamento bombeado é a forma com mais elevada maturidade e de maior capacidade de armazenamento, representando um menor risco, como pode ser verificado junto ao anexo 2 (Scottish Renewables, 2016).

A Grã-Bretanha tem utilizado armazenamento por bombeamento desde a década de 1960, mas desde a liberalização do mercado de energia em 1980 não foram construídas novas centrais (Brod et al., 2018). O desenvolvimento destes sistemas no Reino Unido foi motivado por duas razões: a necessidade de armazenar os excedentes da geração nuclear durante a noite quando o consumo é baixo e a necessidade de recursos de rápida resposta para a estabilidade da rede.

O Sistema de armazenamento de energia de bateria ou *Battery Energy Storage System* (BESS) armazena eletricidade sob a forma de energia química. Foram desenvolvidos vários tipos de baterias para uso comercial, incluindo bateria de chumbo-ácido (LA), bateria de níquel-cádmio (NiCd), bateria híbrida de metal níquel (NiMH), bateria de íons de lítio (Li-ion) e bateria de enxofre de sódio (NaS). Estas baterias têm rápido tempo de resposta, o que permite acompanhar as variações de cargas e manter a estabilidade do sistema, as perdas de auto-descarga são baixas e a eficiência alta. No entanto a maioria contém materiais de metais tóxicos que causam problemas ecológicos (Hu et al., 2015).

“As baterias podem ser amplamente utilizadas em diferentes aplicações, como qualidade de energia, gestão de energia, sistemas de alimentação e transporte”. A construção é rápida e há flexibilidade com o local de instalação. Entretanto o número de ciclos durante a vida útil ainda é baixo e os custos altos, sendo estes os principais fatores que impedem a implementação em larga escala (Clarke et Al., 2015).

“As primeiras baterias comerciais de íons de lítio foram produzidas no início dos anos 90”. Fatores como a “alta densidade de energia (~ 200 Wh / kg), longa vida útil (~ 10.000 ciclos) e eficiência relativamente alta (0.85–0.90) ofereceram motivos suficientes para o desenvolvimento dessas baterias” (Syri, S.; Zakeri, B., 2015). As instalações de sistemas de baterias triplicaram nos últimos três anos, de acordo com IEA (2019), impulsionadas em grande parte pelas baterias de íons de lítio que representam mais de 80% da capacidade

total instalada para fornecer armazenamento de curto prazo. Com base em dados históricos o custo das baterias de íons de lítio caiu 76% desde 2012, representando uma queda de 35% desde o primeiro trimestre de 2018, atualmente com um custo nivelado de eletricidade (LCOE) de 187 dólares por MWh (Henze, V.; 2019). “Espera-se que ocorram novos declínios de custos para sistemas de armazenamento de baterias: os custos para sistemas de baterias de quatro horas deverão cair para US \$ 220 por kWh até 2040 no *New Policies Scenario* (NPS)” (IEA, 2019).

Entretanto, um estudo de Istvan, R. (2019) com uma comparação realizada para casos de instalações recentes demonstrou valores discrepantes: para a primeira instalação em Hornsdale, na Austrália, considerando os custos associados à instalação e a capacidade de armazenamento de energia sem realizar a avaliação do LCOE, o que de acordo com o autor elevaria ainda mais este custo, o resultado foi de 275 mil dólares americanos por MWh de capacidade; para a instalação em Babcock Ranch em 2018, na Flórida, considerado o padrão de 4 horas, mesmo utilizado como base no estudo anterior, o custo foi de 375 mil dólares por MWh (Istvan, R.;2019).

“Os veículos elétricos (VEs) são cada vez mais considerados como o caminho a seguir para proporcionar uma melhoria muito necessária no perfil de sustentabilidade do setor de transportes, e o Reino Unido está a desenvolver uma importante transição” (Hutchinson et al., 2018). “Projeções da *National Grid* sugerem que o parque de VEs no Reino Unido poderá atingir entre 2,7 e 10,6 milhões até 2030” (*House of Commons*, 2018).

Considerando a importante contribuição do setor de transportes no consumo energético e a crescente inserção de veículos elétricos, as formas de geração assumem um importante papel na mitigação de emissões provendo energia de fontes limpas.

De acordo com a IEA (2019) globalmente o consumo de energia deverá crescer em 20% na próxima década, e a adição de energias renováveis que representa uma grande parcela necessita de maior flexibilidade, para o sistema se adequar às mudanças de oferta e consumo. Esta flexibilidade será alcançada não apenas com as centrais convencionais, mas com medidas de armazenamento e de flexibilidade da procura que deverão contribuir com 400 GW até 2040 (IEA, 2019).

As redes existentes podem não ter capacidade suficiente para assegurar novas fontes de procura, como veículos elétricos, se estes consumirem eletricidade em horários de ponta. Os custos para reforço de redes para captar os veículos elétricos podem não refletir substancialmente pelos encargos pagos por estes consumidores (Ofgem, 2017).

O *Demand-side management* (DSM) tem seis objetivos relativos ao diagrama de cargas, a figura representativa pode ser visualizada junto ao anexo 3, mas tem como objetivo geral a gestão dos ativos das concessionárias e melhorias no perfil de cargas (Lokeshgupta, B.; Sivasubramani, S., 2018).

Na categoria de redução de pontas são proporcionados incentivos para a redução do consumo em horários de ponta, com o objetivo de minimizar a necessidade de instalações adicionais ao sistema. Na conservação estratégica a substituição de equipamentos por similares mais eficientes é estimulada, causando uma redução global do consumo. O crescimento estratégico da carga é o crescimento das vendas de energia elétrica. O preenchimento de vales e o deslocamento ou transferência de carga para minimizar as variações do diagrama e assim tornar mais regular a utilização de centrais (Campos, A., 2004). A curva de carga flexível corresponde à implementação de medidas de *Demand Response* (DR).

O desenvolvimento leva ao aumento do consumo, apesar do aumento da eficiência dos aparelhos elétricos, e outra preocupação é a necessidade de expansão das redes de transporte e distribuição de energia, pelo que o *Demand-Side Management* (DSM) pode servir como medida para adiar investimentos, o que é uma preocupação atual no Reino Unido.

O projeto *Low Carbon London* inicialmente estimou o custo de 52 bilhões de libras em investimentos nas redes de distribuições para suprir a eletrificação entre 2010 e 2050. Assim, o setor elétrico da Grã-Bretanha considerou ferramentas de gestão da procura para flexibilizar o consumo, reduzindo assim estes investimentos, adiando ou evitando o reforço de rede, as emissões, e evitando a ocorrência de novos picos (*Low Carbon London*, 2013).

Apesar de se tratar de um projeto localizado em Londres este tem grande importância, pois é onde são aplicados os modelos de testes para posterior expansão na Grã-Bretanha.

“Os benefícios potenciais variam dependendo a capacidade de carga da subestação existente / perfil de carga e o crescimento do consumo prevista”. “Os estudos de caso apresentados no relatório demonstram que as tecnologias inteligentes de DSM são capazes de suportar descarbonização do futuro sistema de eletricidade, reduzindo o custo de integração do vento,” o benefício de integração média de vento com todas as *Smart Low Carbon Technologies* coexistentes no sistema varia entre 6,4 e 11,4 libras por MWh pela absorção de produção de vento considerados cenários para 2030 e 2050 (UK Power Networks, 2014).

A utilização de *smart meters* e novos tipos de tarifas de energia elétrica com variações ao longo de períodos do dia ou dinâmicas com variações em tempo real “em que os preços variam a cada 10 minutos, dependendo das interações entre oferta e consumo” implicam uma reversão do princípio funcional atual no qual a oferta segue obrigatoriamente o consumo (Geels et al.; 2018).

A rede elétrica está evoluindo para um modelo inteligente, amplamente conhecido como *Smart Grid*. Estas combinam tecnologias de informação e comunicação (TIC) e sistemas de controle com a rede elétrica. A *smart grid* “torna-se “inteligente” quando suporta totalmente fluxos de informação bidirecional (comunicação) e fluxos de energia bidirecionais que são eficientemente controlados com base em informações em tempo real” (Erol-Kantarci et al., 2018).

O armazenamento de energia proporciona benefícios em associação com as *Smart Grids* resultando em maior eficiência, evitando gerações extras de pico através do nivelamento de carga, reduzindo as taxas de contingenciamento de transmissão e aumentando a confiabilidade do sistema ao evitar interrupções. “Por outro lado, a *Smart Grid*, por sua vez, também oferece oportunidades para controle de carga e despacho de unidades de armazenamento, tornando as fontes renováveis ... mais valiosas para a rede” (Brehm et al., 2018).

2.5 Sistema Elétrico no Reino Unido e a inserção eólica

Em 1919 a Lei da eletricidade criou autoridades conjuntas onde cada uma adquiria todas as centrais na sua área e construiria em escala maior e economicamente eficientes. “Ao longo da Segunda Guerra Mundial, a eletricidade continuou a ser fornecida por empresas

locais. Após a eleição de um governo trabalhista em 1945, muitos setores-chave foram incorporados ao Estado, incluindo a indústria elétrica, que foi nacionalizada em 1º de abril de 1948” (Biscoe, J., 2019).

O setor de energia do Reino Unido foi reestruturado durante os anos 80 e início dos anos 90, como apontado por Parker et al. (2007), associado ao desempenho deficitário dos operadores de eletricidade estatais em relação aos altos custos, e à incapacidade econômica do setor público para investimentos e manutenção, a necessidade de remover os subsídios da eletricidade e o desejo de aumentar a receita imediata do governo motivaram à venda de ativos. (Parker et al., 2007, p.161). O resultado dessa reestruturação foi que nem toda a cadeia de fornecimento foi transferida para a iniciativa privada, passando a haver coexistência de sistemas de propriedade privada e pública (Parker et al., 2007).

O sistema elétrico da Grã-Bretanha é composto por linhas de transmissão de alta tensão que se estendem por toda a região continental e águas costeiras, como pode ser visualizado no anexo 4. Este é mantido e de propriedade de empresas de transmissão regionais. Enquanto o sistema como um todo é operado por um único Operador do Sistema responsável por garantir a operação estável e segura de todo o sistema de transmissão (Ofgem, 2019).

Atualmente, três Operadores de Transmissão têm permissão para desenvolver, operar e manter um sistema de alta tensão dentro das suas próprias áreas distintas de transmissão terrestre. Estas são a *National Grid Electricity Transmission plc* (NGET) para a Inglaterra e o País de Gales, a *Scottish Power Transmission Limited* para o sul da Escócia e a *Scottish Hydro Electric Transmission plc* para o norte da Escócia e os grupos de ilhas escocesas (Ofgem, 019).

“A geração no mercado da Grã-Bretanha tende a ser dominada por seis empresas de energia verticalmente integradas (EDF Energy, Centrica, SSE, E. ON, Scottish Power, RWE) que operam tanto no lado de geração quanto de oferta do mercado.” Os *Big 6*, como são normalmente chamados, geraram em 2016 aproximadamente 65% da produção, sendo assim um mercado concentrado, o que pode resultar num baixo nível de concorrência (*House of Commons Exiting the European Union Committee*, 2017).

Durante todo o século XIX e XX Londres era caracterizada pelos nevoeiros que pairavam no final do outono, consequente da poluição pela vasta e densa população urbana. Emissões descontroladas de fábricas somavam-se às fumaças do aquecimento a carvão, e em dezembro de 1952 estes fatores combinados com as condições ocasionou o que foi denominado *The Great Smog*, uma névoa tóxica que levou a cerca de 4 a 12 mil óbitos associados ao evento (Backhouse, F., 2018).

Na década de 1980 os governos pretenderam o desenvolvimento de tecnologias mais limpas, e com esta crescente preocupação e igualmente em assegurar o ônus da segurança nos últimos 20 anos o desenvolvimento de parques eólicos teve avanços no Reino Unido (*The Renewable Energy Hub UK*).

O primeiro parque eólico *onshore* passou a operar em 1991 no Reino Unido, este composto por 10 turbinas com capacidade para suprir 2700 residências. Em 2004 foi inaugurado o primeiro parque eólico *offshore*, localizado a aproximadamente 7-8 km da costa e com 30 turbinas instaladas com capacidade de 2MW (*The Guardian*, 2008; *Renewable Energy Foundation*, 2019).

O sistema elétrico do Reino Unido inclui vários tipos de centrais alimentadas por recursos como carvão, energia nuclear, solar, biomassa, petróleo, gás natural, energia hidrelétrica e eólica, e a inserção de recursos renováveis na rede está aumentando, e estes são colocados em locais específicos para melhor aproveitamento (Evans, S., Pearce, R., 2015).

Como muitos países o Reino Unido tem como objetivo alcançar uma economia de baixo carbono, pelo que em 2008 assumiu a responsabilidade de reduzir as emissões de carbono em 80% considerando o período 1990 a 2050. Outro fator de incentivo às renováveis deve-se ao fato de “a produção doméstica de petróleo e gás da plataforma continental do Reino Unido e de carvão proveniente de minas domésticas diminuiu e o Reino Unido é agora um importador líquido de todos os principais combustíveis fósseis” (Cox, E., 2018).

“A eletricidade renovável foi responsável por 29,3% da eletricidade gerada no Reino Unido durante 2017” representando um aumento de 19% entre 2016 e 2017. Como pode ser visto na tabela 1, que representa a evolução da geração de 1990 a 2017 (*UK Energy in Brief* 2018). “Altas velocidades de vento em 2017, juntamente com o aumento da

capacidade em um ano recorde de geração eólica. ...a geração eólica *onshore* aumentou em 39% para 29.1 TWh com a *offshore* aumentando em 27% para 20.9 TWh” (*Digest*, 2018, p.155). O uso de carvão foi 26,3% menor em 2017 em comparação com 2016, tipicamente atendendo a consumo de pico de inverno, o que causou uma queda de 4,5% no preço do combustível, isto associado a mudanças no *mix* de geração para sistemas de baixo carbono (*Digest*, 2018, Chapter 5, 6).

Tabela 1 – Geração de eletricidade a partir de renováveis e outras fontes desde 1990

TWh					
Renováveis	1990	2000	2010	2016	2017
Eólica <i>onshore</i>	-	0,90	7,20	20,90	29,10
Eólica <i>Offshore</i>	-	-	3,10	16,40	20,90
Solar PV	-	-	-	10,40	11,50
Hidrelétrica	5,20	5,10	3,60	5,40	5,90
Gás de aterro	0,10	2,20	5,20	4,70	4,30
Outras bioenergias	0,50	1,70	7,00	25,40	27,60
Outros combustíveis					
Carvão	229,80	120,00	107,60	30,70	22,50
Petróleo & outros*	20,70	13,60	10,50	10,40	9,70
Gás	0,40	148,10	175,70	143,40	136,70
Nuclear	63,20	85,10	62,10	71,70	70,30
Total	319,90	376,70	382,00	339,40	338,50

*Inclusive geração a partir de armazenamento por bombeamento

Baseado em dados de: *UK Energy in Brief* 2018, p.27, 32.

“O fornecimento total de eletricidade do Reino Unido diminuiu em 2017 para 353 TWh, uma redução de 3,6 TWh em relação a 2016. A oferta total da geração do Reino Unido foi de 339 TWh (95,8%), com importações líquidas (importações menos exportações) representando 4,2% da total oferta” (*Digest*, 2018, p.113).

O Reino Unido atualmente compartilha aproximadamente 5% da eletricidade através dos interconectores França e Holanda, tanto em importação quanto exportação, normalmente importadores devido aos maiores custos no Reino Unido, e esta contribuição deverá aumentar na próxima década o que permitirá benefícios de segurança energética bilateralmente (*House of Commons Exiting the European Union Committee*, 2017).

As emissões de dióxido de carbono no setor de geração elétrica apresentaram redução nos últimos anos, como pode ser observado na figura 4, onde de 2016 para 2017 as emissões caíram 11%, sendo cerca de 57% menores do que os níveis de 1990. Estas reduções estão associadas a mudanças na matriz de geração com o aumento da participação das tecnologias baixo carbono (2017 UK Greenhouse Gas Emissions, 2018).

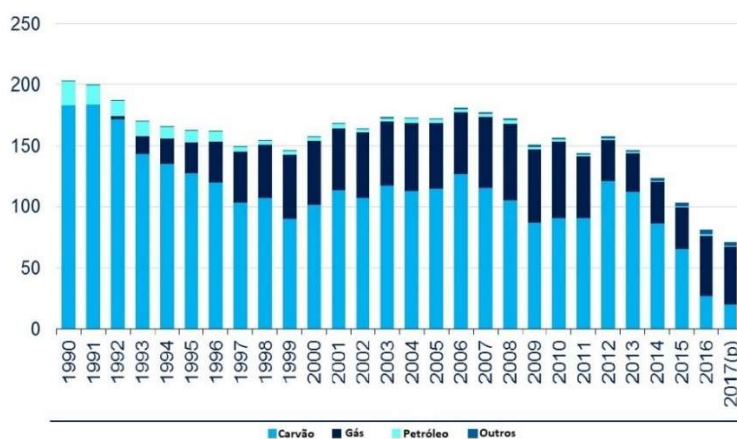


Figura 4 – Emissões em Mt CO₂ da geração de eletricidade Fonte: 2017 UK Greenhouse Gas Emissions, 2018

“O preço base do carbono (*Carbon Price Floor*) - um imposto adicional para aumentar o custo do carbono na UE - é significativamente maior no Reino Unido do que em outros países europeus. Custa 23 libras por tonelada de CO₂ no Reino Unido contra apenas 5 libras por tonelada no continente (Loughran, J.; 2017). Em 2017, as emissões de dióxido de carbono das centrais elétricas foram de 72,4 Mt, um quinto de todas as emissões de dióxido de carbono (2017 UK Greenhouse Gas Emissions, 2018; 2018 UK Greenhouse Gas Emissions, 2019).

O transporte representou 40% do consumo energético em 2017, seguido pelo setor doméstico com 28%, indústria 17% e setor de serviços 15%. O consumo do transporte rodoviário no setor de transportes responde por 73% do consumo total, e também por 24% das emissões no Reino Unido. Neste setor o consumo de eletricidade aumentou 33% refletindo o crescimento de veículos elétricos, de 39 mil para 52 mil veículos (BEIS, 2018).

A queda no consumo da indústria reflete a mudança da indústria intensiva de energia para

indústrias com menor consumo. Em 1970, 82% do combustível consumido pela indústria derivava de combustíveis sólidos e petróleo. Em 2017 este índice caiu para 23%, com gás e eletricidade representando 36 e 33% respectivamente (BEIS, 2018). “A tendência do Reino Unido desde 2005 rompe com a ortodoxia econômica de que uma economia em crescimento deve ser alimentada pelo aumento do uso de eletricidade”(Evans, S., 2019).

“As tecnologias renováveis recebem apoio do Governo do Reino Unido em diferentes formas, Contratos por Diferença (CfDs), a Obrigação de Renováveis (ROs) e Tarifas de alimentação (*Feed-in*) (FITs)”. Em 2010 o governo apresentou a Reforma do Mercado de Eletricidade destinado a garantir a segurança do fornecimento enquanto favoreceria aos objetivos de descarbonização. O objetivo dos CfDs, com um mecanismo de apoio financeiro, era reduzir o custo de financiamento das gerações baixo carbono fornecendo certeza sobre as receitas aos geradores. A *Renewables Obligation* (RO) entrou em vigor em 2002 na Inglaterra e no País de Gales e estabelece uma obrigação para os fornecedores de eletricidade do Reino Unido de produzirem um determinado número de Obrigações Renováveis. O regime das tarifas de alimentação (FIT) foi introduzido em 2010 para incentivar implantação de pequena escala (menos de 5 megawatt) em geração de baixo carbono, “no final de setembro de 2017, cerca de 900.000 instalações em escala FIT foram implantados, com uma capacidade total instalada de 6,2 GW” (*House of Commons Exiting the European Union Committee*, 2017).

Os preços no mercado grossista de eletricidade são sensíveis a mudanças no mix de geração bem como mudanças nos custos marginais das tecnologias. O gás historicamente tem sido a tecnologia marginal na Grã-Bretanha determinando assim o preço da eletricidade (*House of Commons Exiting the European Union Committee*, 2017).

“O custo do vento *offshore* tem diminuído ainda mais rápido; no Reino Unido, e o investimento governamental ajudou a gerar uma queda de 50% nos custos apenas nos últimos dois anos” (*The Clean Growth Strategy*, 2017, p.24). O que aumenta a competitividade de custo da geração de gás e carvão, por exemplo. As reduções de custos, de 50% desde 2015, são altamente representativas, com o Reino Unido a demonstrar uma atenção principal às mudanças na indústria que atualmente têm preços mais baixos para o consumo de gás do que eletricidade, e medidas para reduzir o impacto nas indústrias

intensivas em energia, isso incentiva o investimento neste setor (*The Clean Growth Strategy*, 2017).

As incertezas relacionadas a saída do bloco da EU é um importante fator considerado pelos investidores. Em março de 2017 o Reino Unido apresentou a intenção de retirada da União. A partir da retirada, a Diretiva 2009/28 / CE relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis e a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética já não se aplicam ao Reino Unido (*European Commission*, 2018). Apesar da atual instabilidade política os principais partidos estão comprometidos a manter a Lei de Mudanças Climáticas (Cox, E., 2018).

Apesar dos esforços para disseminar a tecnologia eólica *offshore*, que demonstra alto potencial, não se encontrou uma avaliação dos potenciais impactos de sua aplicação em larga escala, de acordo com as perspectivas para 2030. Alguns estudos mostram o impacto ambiental, benefícios, previsão de redução de custos, possíveis impactos na rede, potencial de exploração, mas carecem de uma avaliação do impacto nos custos e emissões, quando analisado o potencial para correlacionar a geração e consumo e adicionando medidas de armazenamento que permitem a otimização do aproveitamento do recurso.

3. Análise dos ventos *offshore*

Neste capítulo são definidos os padrões de variações de ventos incidentes ao longo da costa da região inicialmente selecionada. Tal região está situada na costa leste ao sul, onde se localizam as interligações, através de cabos submarinos, para a França e a Holanda. Para fins de consistência dos dados foram selecionadas duas estações de medições, caracterizando-se inicialmente, três parques eólicos nesta região, posteriormente adicionou-se uma terceira estação de medição de ventos na costa oeste, caracterizando-se então um quarto parque.

3.1 Padrões de ventos

Os dados utilizados para a análise foram fornecidos pelo *Met Office* (2019), serviço nacional de meteorologia do Reino Unido, e consistem em séries históricas de velocidades de ventos dos últimos 10 anos, de 2008 até 2018, classificadas em períodos horários. Foram selecionados três parques operacionais, sendo estes o parque eólico London Array (coordenadas geográficas: 51.627°N, 1.495°E), Dudgeon (53.249°N, 1.39°E) e Scroby Sands (52°38'56"N, 1°47'25"E), as respectivas localizações podem-se observar na figura 5.



Figura 5 - Localização dos parques eólicos *offshore* Fonte: 4C *offshore*, 2019

Para maior aproximação os dados de ventos foram recolhidos das estações de Manston (51.35°N, 1.34°E) com altitude de 49 metros e Gorleston (51.57°N, 1.74°E) em altitudes de 4 metros. Para Gorleston o período é de 2008 até 2016 quando a estação foi desativada. Considerado a proximidade das estações foram utilizados os dados de Manston para o parque London Array e Gorleston para o Dudgeon e Scroby Sands.

Posteriormente optou-se em analisar uma terceira estação de medição de ventos, adotando um ponto na costa oeste, a Walney Island (54.20°N, 3.43°O), com altitude de 15 metros. Esta foi analisada a partir da percepção da relevância da complementaridade entre parques, pois se encontra próxima do parque eólico *offshore* Walney Extension (54.044°N, 3.522°O).

3.1.1 Análise dos dados de ventos

A realização dessa análise recorreu à estatística descritiva para organizar os dados em forma intervalar, em períodos de horas e meses. Os conjuntos de dados foram analisados a cada hora com amostra $n =$ período de anos (10 anos) multiplicados pelo número de dias em cada mês, agrupados e caracterizando para cada mês em um perfil diário de 24 horas.

Para a análise dos dados foram considerados:

- a) A média aritmética do conjunto, (Viali, L.; 2019) sendo o conjunto $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, representada por \bar{X} e calculada pela equação 2:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad 2$$

Contudo, para dados de ventos quando se considera a média aritmética está-se a subestimar o potencial do vento, portanto conforme sugestão de Mathew, S. (2006) “para cálculos de energia eólica, a velocidade deve ser ponderada para o seu conteúdo de energia enquanto se calcula a média” utilizando a equação 3:

$$v_m = \left(\frac{\sum_{i=1}^n v_i^3}{n} \right)^{1/3} \quad 3$$

- b) O desvio padrão como medida de variabilidade do conjunto, que é a medida de dispersão, desvio de velocidades individuais ao valor médio, representado pela equação 4:

$$S = \sqrt{\sum \frac{(v_i - v_m)^2}{n}} \quad 4$$

Portanto valores menores indicam uniformidade do conjunto de dados.

- c) “Para uma melhor compreensão da variabilidade do vento, os dados são frequentemente agrupados e apresentados sob a forma de distribuição de frequências” (Mathew, S.; 2006 p.66). Foram consideradas as frequências relativas de rajadas máximas ($F_{m\acute{a}x}$), mínimas ($F_{mín}$) e médias ($F_{méd}$). Os períodos sem dados disponíveis para as velocidades horarias, referidos como “n/a”, foram eliminados para evitar discrepância na mdia. Em períodos em que constou dados de velocidade e para a rajada estavam referidos com “n/a” optou-se por manter o valor de velocidade e para o valor de rajada adotado zero, não interferindo na análise, dado que a considerao  para as rajadas máximas.
- d) Para determinao das frequências mínimas foram considerados todos os valores abaixo da velocidade de *cut-in*. Para a especificao de velocidades mínimas foi considerado o menor valor excluído zero.
- e) Foram contabilizadas as rajadas máximas horárias de ventos em situaoes em que ocorreu uma velocidade superior  velocidade *cut-out*, de acordo com a curva de potências de cada aerogerador. O mesmo foi considerado para a determinao de frequência de velocidades abaixo de *cut-in*, deste modo definindo o percentual horário em que o aerogerador não pode operar, com a soma destes percentuais.
- f) Para Manston a relao de dados para os 10 anos, referidos em Met Office, somou 87671 horas, das quais foram eliminados 788 horas, referidos como “n/a”.

- g) Para Gorleston os dados estão datados até 07/06/2016, quando a estação foi desativada, estes somaram 73945 horas, das quais foram eliminadas 2767, referidas como “n/a”.
- h) Para Walney Island os dados fornecidos correspondem ao período de julho de 2008 até junho de 2018, consistindo em 87217 dados horários, e foram eliminados 431 valores referidos como “n/a”.

“Fenómenos aleatórios – são fenômenos cujos resultados individuais são incertos, mas para os quais se admite uma regularidade a longo termo, possibilitando a obtenção de um padrão genérico de comportamento” (Martins, M. E. G.; 2005).

Portanto para a definição de probabilidade, segue-se a teoria Bayesiana onde a probabilidade de um acontecimento, no caso a velocidade do vento, será determinada com base em acontecimentos anteriores, considerada a probabilidade de ocorrência da média. Foi então definida a distribuição de probabilidades de velocidades acumuladas em horas de ocorrência.

3.1.2 Resultados dos padrões de ventos

De acordo com Mathew, S. (2006, p.68) “juntando-se os pontos médios da frequência e os histogramas cumulativos obtém-se curvas suaves com um padrão bem definido. Isso mostra que é lógico representar as distribuições de velocidade do vento por funções estatísticas padrão”, deste modo para a simplificação da análise foi considerada uma distribuição normal. As distribuições de Weibull e Rayleigh descrevem as variações de ventos com maior precisão, não se justificando para o estudo em questão.

As curvas de distribuição de probabilidades foram definidas, conforme as figuras 6, 7 e 8, seguindo o método apresentado por Mathew, S. (2006, p.67) onde são consideradas as frequências de ocorrência de cada intervalo de velocidade e representado em valores percentuais.

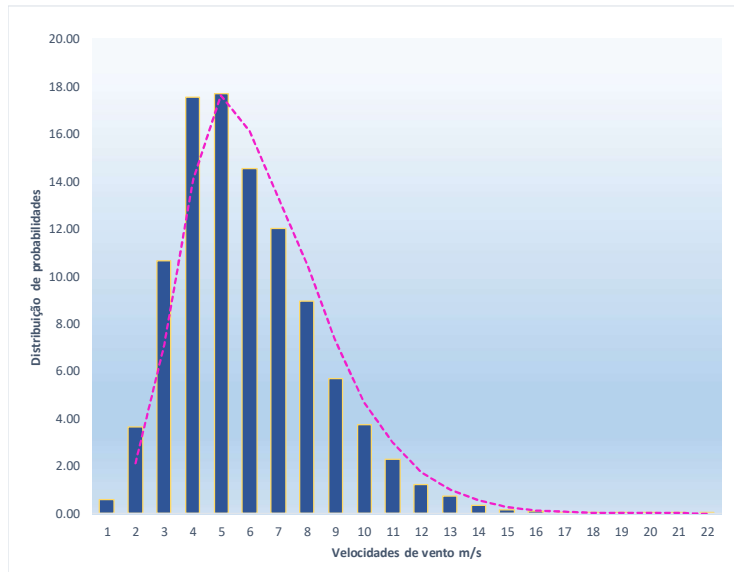


Figura 6 - Distribuição de probabilidades de velocidades para Manston de vento Base em dados do Met Office Manston

Para a configuração das curvas de distribuição de probabilidades foram consideradas as velocidades medidas em cada estação, Manston e Gorleston. Conforme a linha de tendência nas figuras 6 e 7, que representa a densidade de probabilidades, os dados demonstram uma aproximação da configuração com o fator k entre 2 e 2.5, conforme gráfico apresentado na figura 9.

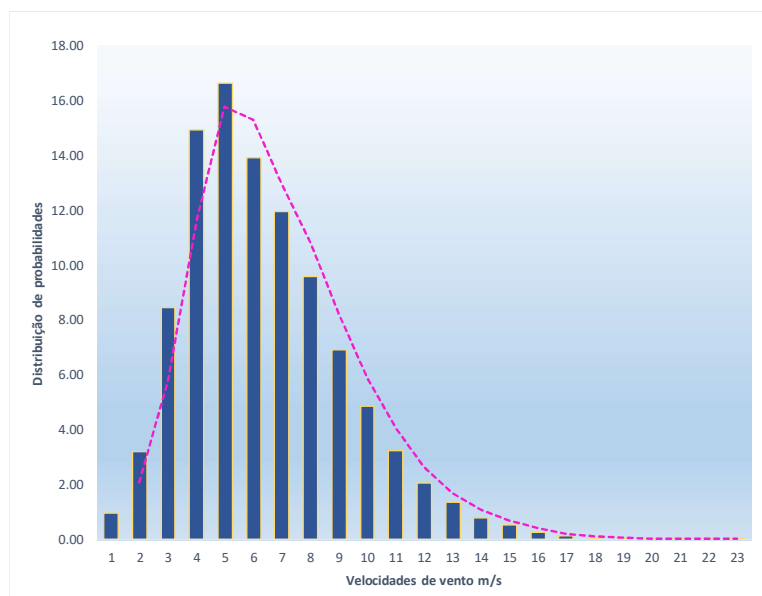


Figura 7 - Distribuição de probabilidades de velocidades de ventos para Gorleston Base em dados do Met Office Gorleston

Entretanto, para Gorleston, na figura 7, as densidades de probabilidade alcançam menores valores em velocidades e a configuração da curva aparenta o sino mais alargado, o que permite avaliar que há maior regularidade dos dados.

Ao observar-se os dados de distribuição de probabilidades em velocidades, na figura 8, esta demonstra diferente padrão das demais, relacionadas nas figuras 6 e 7. Com um perfil em sino ainda mais alargado com padrões de velocidades mais baixas, entretanto, pode-se avaliar, com maior regularidade.

Para esta estação não serão caracterizadas as médias de velocidades dado o propósito de definição em grau de complementaridade. Se poderia classificar esta perfil como aproximado do perfil $k=2$, demonstrado junto a figura 9, entretanto com as medias de velocidades deslocadas para baixo e com a densidade de probabilidades mais elevada.

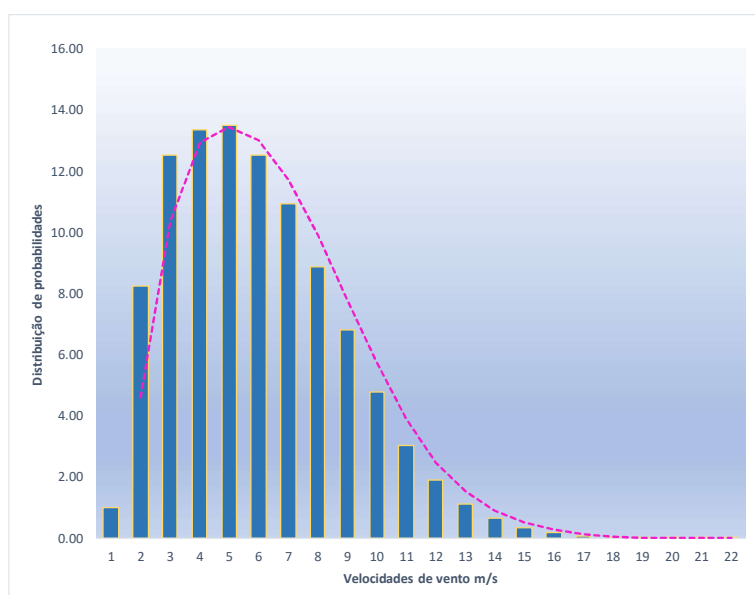


Figura 8 - Distribuição de probabilidades de velocidades de ventos para Walney Island Base em dados do Met Office Walney Island

Para fins de validação as curvas de distribuição de probabilidades foram comparadas às configurações da curva de Weibull, de acordo com a figura 9.

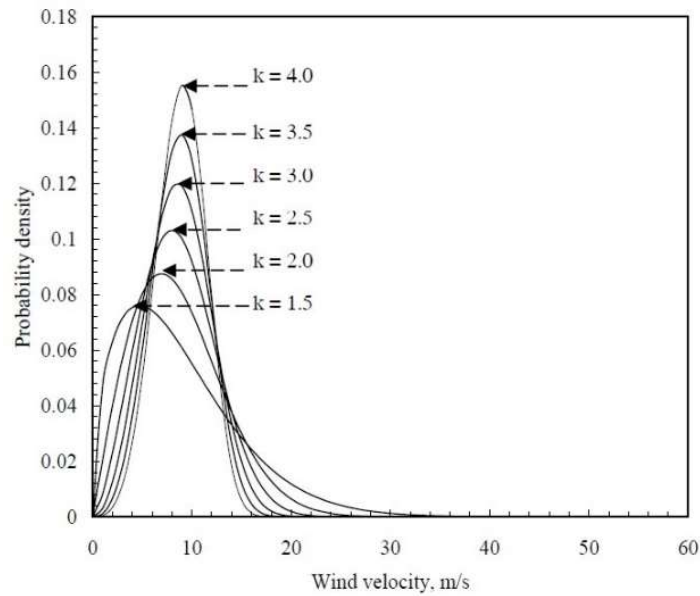


Figura 9 - Curva de Weibull e respectivos fatores k Fonte: Mathew, S., 2006, p.72

As velocidades de ventos incidentes, após a descrição dos valores dos dados anuais e a estimativa de velocidades para a altura do cubo do rotor de cada aerogerador, resultaram em velocidades médias ($V_{wi,h}$) para cada mês em períodos horários, conforme representado na figura 10 para Manston, na figura 11 para Gorleston – Dudgeon.

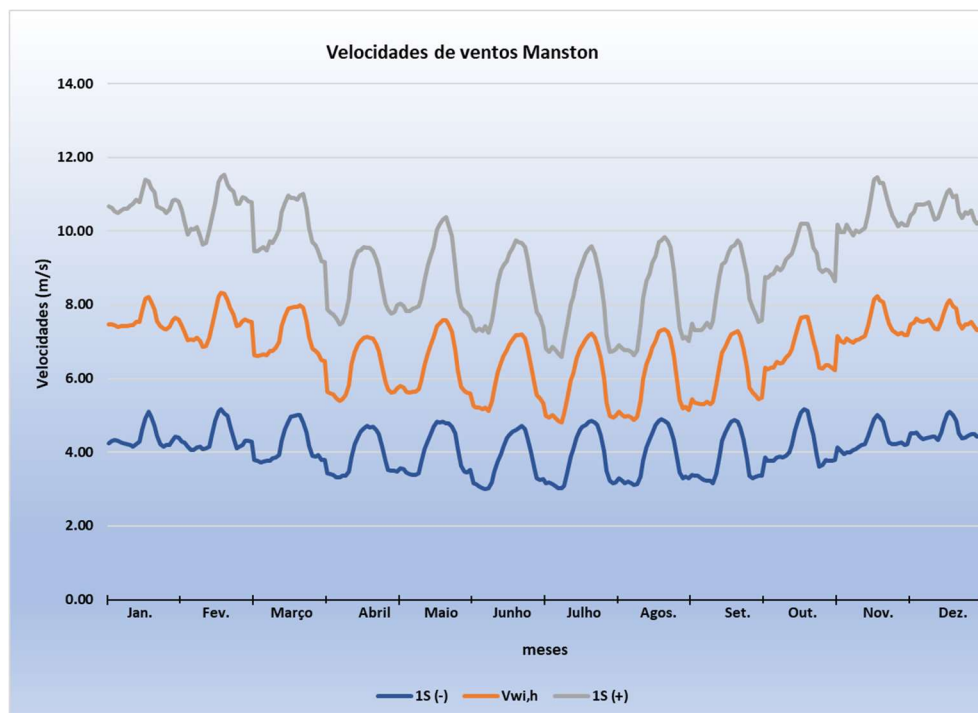


Figura 10 - Dados de velocidades de ventos na estação Manston para o London Array Base em dados do Met Office Manston

Para os parques Dudgeon e Scroby Sands utilizou-se dos mesmos dados, que foram recolhidos na estação Gorleston, pelo que as diferenças que apresentam devem-se à correspondência das velocidades para a altura do cubo do rotor. Pode-se observar os dados de velocidades junto aos anexos 6, 7 e 8.

A estes valores de velocidades médias foi somado e subtraído um desvio padrão para a melhor representação da variabilidade das velocidades. O conjunto de dados que compõe estas médias e um desvio padrão encontram-se na faixa de aproximadamente 70% de ocorrências dentro da distribuição de probabilidades. Pode-se observar que as velocidades são mais elevadas no período de inverno, entretanto o desvio aumenta, o que caracteriza maior dispersão dos dados.

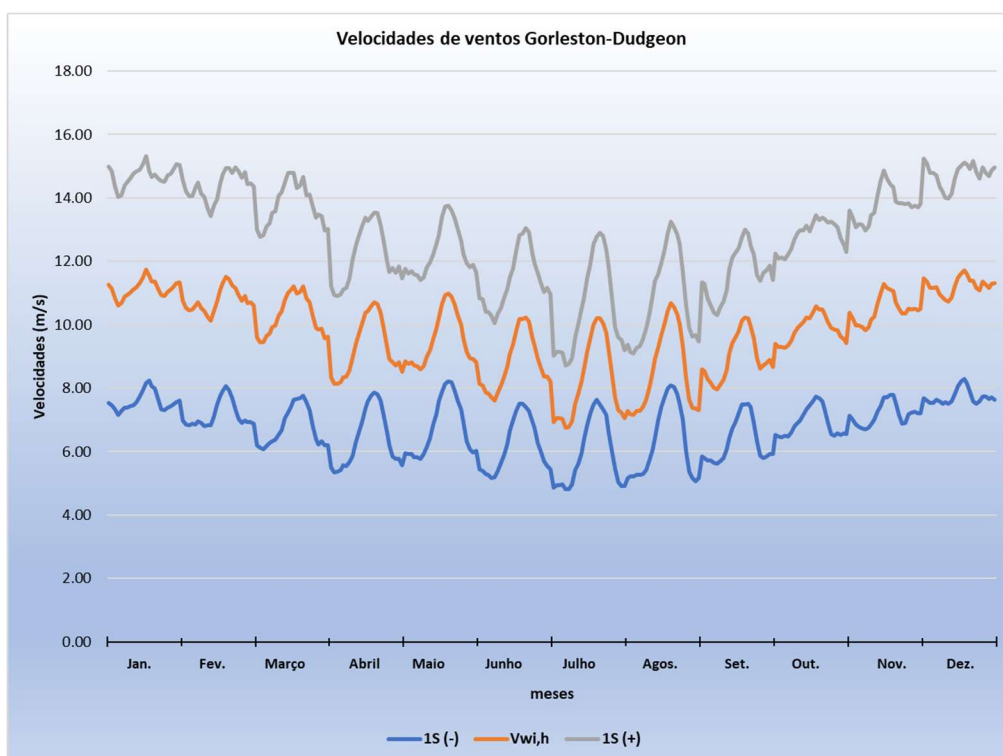


Figura 11 - Dados de velocidades de ventos na estação Gorleston para o Dudgeon Base em dados do Met Office Gorleston

Após analisar as figuras 10 e 11 foi observado um aumento significativo das velocidades de ventos nos meses correspondentes ao período de inverno, coincidindo com os meses de máxima procura.

4. Caracterização do caso de estudo

Para o caso de estudo, do sistema elétrico do Reino Unido, foram caracterizados os parques eólicos selecionados. A partir desta definição foram determinados os fatores de capacidade teóricos a partir dos dados de ventos, para validar os perfis de produção teóricos horários. O perfil do consumo foi definido para posterior comparação com as curvas de produção teóricas.

Consideraram-se os dados para a posterior análise, como a composição do *mix* de geração para a composição do cenário atual, perspectivas para o cenário futuro, e a caracterização dos sistemas de armazenamento de energia passíveis de utilização e respetivas limitações, económicas e tecnológicas.

4.1 Parque eólicos selecionados

De acordo com os dados da Renewable Energy Foundation (2019) a capacidade eólica *offshore* instalada (CI) até dezembro de 2018 no Reino Unido, correspondeu a 8507 MW, dados que se podem observar no anexo 5. O fator de carga móvel (FC) é a média de todos os períodos consecutivos de 12 meses dos dados de geração. Este foi de aproximadamente 34%, e é calculado da seguinte forma: “fatores de carga mensais são calculados pela determinação da energia real (MWh) gerada como uma proporção da geração máxima teórica total de energia com base na capacidade instalada apropriada para aquele mês”.

A geração total no último ano representou 24347 GWh, de acordo com os dados das *Renewables Obligation* (RO). Os dados apresentam também o fator de carga anual (FCA), estes correspondem a medição de geração dos últimos 12 meses. O autor utiliza-se da definição fator de carga, o que demonstra a observação do lado do consumo, entretanto, para as definições deste trabalho será utilizada a definição de fator de capacidade considerada a ótica de geração. Ao comparar os dados FC aos FCA há uma diferença em aproximadamente 4.7% maior para o FCA, o que pode representar um percentual de aumento da geração no último ano da medição.

O parque London Array está situado no Mar do Norte, localizado a 20 km da costa, com fundações de base fixa, começou a operar em novembro de 2012, e foi inaugurado em julho de 2013, sendo à época caracterizado como o maior parque eólico offshore do

mundo. Está ligado a subestação Cleve Hill, a 1 km de Kent ao lado de uma linha aérea de 400 kV. Este parque possui 630 MW de capacidade instalada, com 175 turbinas Siemens Gamesa com uma capacidade de 3.6 MW cada. O modelo utilizado foi o Siemens SWT-3.6-120 Offshore, 3 pás, com altura do cubo de 88/90 metros, diâmetro do rotor de 120 metros, área varrida de 11300 m², e densidade de carga de 318,6 W/m² (4C Offshore, 2019; London Array, 2019; Power Technology, 2019; Wind Turbine Models, 2019).

Cada modelo de conversor apresenta uma configuração de curva de potência a qual é caracterizada pelos valores de velocidade *cut-in*, após a qual a turbina começa a produzir eletricidade, *cut-off* ou *shut-down*, velocidade do vento acima do qual é necessário desligar a turbina e a potência nominal (Ferreira, A., 2018).

De acordo com Moura (2014) a velocidade *cut-in* é encontrada quando a potência de saída medida é igual a 0,1% da potência nominal do aerogerador. “Devido à variação cúbica da potência com a velocidade do vento, para velocidades abaixo de um certo valor, geralmente entre 2 e 4 m/s, a potência mecânica não é suficiente para vencer a inércia e por isso não é possível extrair energia.”

O modelo de turbinas do London Array apresenta a seguinte configuração da curva de potência: velocidade *cut-in* de 3,5 m/s, velocidade nominal de vento de 12 m/s e velocidade *cut-out* de 25 m/s (Wind Turbine Models, 2019). O fator de capacidade alcançado nos últimos 12 meses de geração, considerados dados de dezembro de 2018, de acordo com dados da Renewable Energy Foundation (2019) correspondeu a 40%. O fator de capacidade ao longo da vida é de 40,1% (Smith, A., 2019).

O parque eólico *offshore* Dudgeon encontra-se em uma área que fica entre 18 e 25 metros de profundidade, com fundações *monopile*, localizado a 32 km da costa da cidade de Cromer. Começou a operar em setembro de 2017, e está ligado à subestação de Necton através de uma linha de transmissão de 132 KV. Este parque possui capacidade instalada de 402 MW somados em turbinas de 6 MW de capacidade, correspondendo a 67 turbinas. O modelo utilizado corresponde à Siemens Gamesa SG 6.0-154 *onshore/offshore*, três pás, com altura do cubo de 110 metros, diâmetro do rotor de 154 metros, área varrida de

18600 m², e densidade de carga de 322,6 W/m² (4C Offshore, 2019; Dudgeon Offshore Wind Farm, 2019; Wind Turbine Models, 2019).

O modelo de turbinas do Dudgeon apresenta a seguinte configuração da curva de potência: velocidade *cut-in* de 4,0 m/s, velocidade nominal de vento de 13 m/s e velocidade *cut-out* de 25 m/s (Wind Turbine Models, 2019). O fator de capacidade alcançado nos últimos 12 meses de geração, considerados dados de dezembro de 2018 correspondeu a 45,2%, e o fator de capacidade durante a vida deste é de 49,3% (Smith, A., 2019).

Em 2002 foi concedida a licença para o primeiro parque eólico *offshore* no Reino Unido, em Scroby Sands, Norfolk. Na época este local foi considerado como o pior cenário possível para esta instalação envolvendo impactos em processos costeiros com a instalação de 30 turbinas sobre *monopiles*, num ambiente com correntes de marés rápidas e um leito de sedimentos móveis (Cefas, 2006). Foi necessário uma série de investigações no local, as quais envolveram a análise de impactos ambientais, levantamentos batimétricos e simulações numéricas para assegurar a estabilidade do banco de areia, causando o atraso do início das instalações. Após solucionados os entraves e garantida as condições técnicas para o projeto, em maio de 2004 o parque eólico passou a operar com a capacidade instalada de 60 MW, possui 30 turbinas instaladas com capacidade de 2 MW cada. O modelo de turbina adotada foi a Vestas V80-2.0 VCS *onshore*, três pás, com altura do cubo de 60 metros, diâmetro do rotor de 80 metros, área varrida de 5027 m², e densidade de carga de 397,9 W/m² (4C Offshore, 2019; Wind Turbine Models, 2019).

O modelo de turbinas do Scroby Sands apresenta a curva de potência com a seguinte configuração: velocidade *cut-in* de 4,0 m/s, velocidade nominal de vento de 16 m/s e velocidade *cut-out* de 25 m/s (Wind Turbine Models, 2019). O fator de capacidade alcançado nos últimos 12 meses de geração, considerados dados de dezembro de 2018 de acordo com dados da Renewable Energy Foundation (2019) correspondeu a 33,4%. O fator de capacidade durante a vida deste parque é de 31% (Smith, A., 2019).

Ao realizar a análise procurou-se a melhor precisão das informações de complementaridade entre parques, pelo que foi adicionado um quarto parque eólico *offshore*, o Walney Extension, o qual está situado 19 km a oeste de Walney Island, no

mar da Irlanda. Este passou a operar em agosto de 2017, com a capacidade instalada de 659 MW, composto por 87 turbinas, destas 40 são do modelo MHI-Vestas de 8.25 MW e 47 Siemens Gamesa de 7 MW (Walney Extension, 2019). O modelo Vestas V-164-8.0 foi considerado dado que o modelo mencionado não foi encontrado, essa turbina tem três pás, com altura do cubo de 113 metros, diâmetro do rotor de 164 metros, área varrida de 21124 m², e densidade de carga de 378,7 W/m², apresenta a curva de potência com a seguinte configuração: velocidade *cut-in* de 4,0 m/s, velocidade nominal de vento de 13 m/s e velocidade *cut-out* de 25 m/s. O modelo Siemens Gamesa SG 7.0-154, *offshore* com três pás, com altura do cubo de 111 metros, diâmetro do rotor de 154 metros, área varrida de 18600 m² e densidade de carga de 376,3 W/m². A curva de potência possui as seguintes características: velocidade *cut-in* de 3,0 m/s, velocidade nominal de vento de 13 m/s e velocidade *cut-out* de 25 m/s (Wind Turbine Models, 2019).

4.2 Determinação do fator de capacidade e complementaridade da geração

Para a determinação do fator de capacidade teórico partiu-se da seguinte análise, considerando a altitude das estações de medições abaixo da altitude do rotor, fez-se a necessária a determinação do potencial disponível em cada turbina, quando excluídas as limitações de contingenciamentos, paragens de manutenções e restrições de rede.

Para uma descrição quantitativa de vento vertical, para fins de aplicação de engenharia uma fórmula semi-empírica é comumente utilizada, a chamada fórmula de altitude de Hellmann, equação 5.

$$v_{wi,h} = v_{wi,ref} \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^{\alpha_{Hell}} \quad 5$$

Onde $v_{wi,h}$ é a velocidade média do vento a uma altitude h e $v_{wi,ref}$ é a velocidade do vento a uma altitude de referência h_{ref} . α_{Hell} é o expoente de altitude do vento em função do comprimento da rugosidade e da estabilidade térmica na camada limite planetária. Os valores deste expoente podem ser observados na tabela 2.

Com a consideração de estabilidade acima da superfície do mar o valor atribuído para o expoente de Hellmann em Manston, para o London Array, foi de 0,10, pois este parque encontra-se afastado da costa, pelo que foi considerada a estabilidade neutra para evitar

superestimar as velocidades. O mesmo foi considerado para os parques Dudgeon e Walney Extension que estão afastados da costa, enquanto que para o Scroby Sands foi considerado o expoente de 0,16 pelo facto de estar localizado na região da costeira.

Tabela 2 - Valores aproximados para o expoente de Hellmann Fonte: (Kaltschmitt et al., 2007, p.55).

Estabilidade	Superfície em água aberta	Costa aberta plana	Cidades, vilarejos
Instável	0,06	0,11	0,27
Neutro	0,10	0,16	0,34
Estável	0,27	0,40	0,60

O máximo potencial teórico disponível está condicionado ao limite de Betz (16/27), mas devido às limitações dos conversores de energia eólica e perdas que decorrem pela limitação de eficiência mecânica e elétrica (η) de aproximadamente 90%, a potência útil dos conversores é aproximadamente 42%.

A potência eólica teórica disponível é função da área do rotor da turbina (A_T) e da densidade do ar (ρ), que está diretamente associada ao potencial de energia cinética. Assim, a potência é definida pela equação 6.

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho A_T v^3 \quad 6$$

Foram consideradas as médias de temperaturas de cada mês, tomado os dados para Londres, para a definição das respetivas densidades, conforme tabela 3.

Tabela 3 - Média das temperaturas em graus Celsius para Londres Fonte: Climate data, 2019

(°C)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	4,9	5	7,2	9,7	13,1	16,6	18,7	18,2	15,5	11,6	7,7	5,6

Então os valores de densidade considerados foram: de junho a setembro a densidade a 20 graus Celsius, $1,2041 \text{ kg/m}^3$, para os meses de abril, maio e outubro foi considerado a 10

graus, $1,2466\text{kg/m}^3$, e para os demais foi considerada a densidade a 5 graus, $1,2690\text{ kg/m}^3$ (Wikipédia, 2019; The Engineering Toolbox, 2019).

Consideradas as velocidades médias de ventos classificados em períodos mensais e horários, determinadas a partir das series históricas de velocidade, obteve-se a velocidade na altura do cubo do rotor para cada turbina a partir da equação 5, considerada a altura de referência de cada estação de medição de ventos, como pode ser observado nos anexos 6,7 e 8. Dada as limitações do aerogerador, foi determinada a produção teórica disponível para cada período horário mensal, e para isso foi determinada a potência eólica disponível através da equação 6, limitada à densidade de cargas de cada turbina e posteriormente multiplicado pelo número de turbinas instaladas, determinando assim a produção teórica.

Os percentuais sem operar foram calculados de acordo com as frequências de incidências de ventos abaixo da velocidade de *cut-in* e acima da velocidade *cut-off* para cada modelo de turbina. Para maior aproximação do fator de capacidade foi considerada a produção a partir dos valores médios de velocidade e com os valores de um desvio padrão, acrescido e descontado. Depois foi calculada a média ponderada destes valores, para isto descontado o percentual sem operar em cada hora.

A partir desta definição foi analisado o potencial de geração correspondente a cada parque de acordo com o potencial de vento neste período, para posteriormente comparar o perfil de produção teórica com a curva de procura, em classificações horárias entre geração e procura e entre os parques situados em diferentes locais.

Considerada a média ponderada de geração teórica, para cada mês, classificado em períodos horários, foi multiplicado pelo número de dias correspondentes a cada mês, alcançando assim o somatório de geração anual média por hora, este valor dividido pela capacidade instalada multiplicada por 8760 determinou o fator de capacidade teórico, conforme a equação 7:

$$FC = \frac{\sum_{i=1}^{8760} \text{Produção eólica}_i / \text{hora}}{\text{Capacidade eólica instalada} \times 8760} \quad 7$$

A National Grid para determinar as previsões de geração média de logo prazo para atender as curvas de cargas, para normalizar a contribuição de recursos não convencionais, atribuiu para a geração eólica *offshore* uma taxa de redução da participação ao longo da vida útil

deste sistema, variável entre 12,11 e 14,65%, associada aos desgastes técnicos e queda na capacidade de potência (Stoker, L.; 2019).

Para o London Array no período de inverno as máximas produções teóricas caracterizam-se entre as 10 e as 15-16 horas, como pode ser observado no gráfico na figura 12, entretanto mesmo considerando as médias ponderadas (linha amarela) há um potencial de produção teórica que se mantém. A média percentual sem operar, no período do inverno, foi de 20% e a média total de 21%.

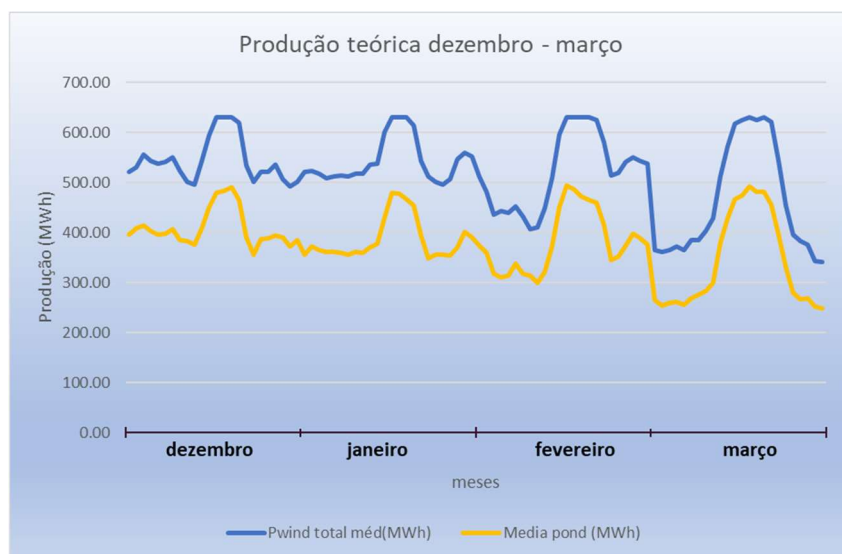


Figura 12 – Produção teórica para o London Array no período de inverno Base em dados Met Office para Manston

O fator de capacidade teórico deste parque resultou em 46,68%, ao considerar para o cálculo os valores resultantes da média ponderada em produção teórica. Considerados os dados das últimas gerações e para uma estimativa aproximada será adotado como aceitável esta diferença, dado o fator de capacidade ao longo da vida considerado em torno de 40%, a taxa de redução ao longo da vida deste sistema, considerando a vida útil de 25 anos e o tempo de operação de 7 anos, este percentual corresponde a aproximadamente 3,7%, para isso considerado o valor médio da redução de participação ao longo da vida, entre 12,11 e 14,65%, resultou em 13,38%, esse multiplicado pelo tempo de operação deste parque. O fator de capacidade teórico resultou em 14,3% acima do fator ao longo da vida, comparados 40% ao 46,68%, neste caso, descontando a taxa de redução de participação equivalente ainda resultaria em 10,6%, para alcançar uma melhor

estimativa foram considerados os dados de ventos para o ano de 2017, para este parque, e comparadas à produção teórica com a geração do respetivo ano.

De acordo com dados do *Offshore Wind Operational Report* (2017) em 2017 o total da geração *offshore* alcançou 20868,85 GWh e a representatividade do London Array foi de 11%, o que resulta em 2295,6 GWh. Considerando os dados de ventos para Manston a produção teórica neste período resultou em 2136,9 GWh, descontados os períodos em que não houve velocidade *cut-in*, podendo ser contabilizado o percentual de erro em aproximadamente 6,9%. Descontado o erro ainda resulta em aproximadamente 3,7% de possível potencial, que pode estar associado a gerações em horários de baixa procura, entretanto não estão consideradas as paragens de manutenções e perdas de transmissão.

Para Gorleston as médias de velocidades dos ventos são maiores quando se comparam à estação Manston, mesmo para o período do verão, permitindo maior potencial de geração. Os valores médios podem ser observados nos anexos 7 e 8. O parque eólico Dudgeon possui maior altura de cubo, e tecnologias recentes com maior área varrida favorecendo a maior potencial em geração. As médias percentuais sem operar, no período do inverno, foram de 17% para o Dudgeon e de 21% para o Scroby Sands.

O parque Dudgeon possui o fator de capacidade ao longo da vida de 49,3%, e o resultado para o fator de capacidade teórico, descontado o percentual sem operar correspondeu à 77,6%.

Ao calcular-se a média aritmética de velocidade para totalidade de dados esta resulta em 5,8 m/s, sendo que para os cálculos de potencial de ventos utilizou-se da média ponderada (equação 3). Ao converter-se esse valor para a velocidade na altura do cubo caracteriza-se a operação em capacidade nominal, com ocorrência de aproximadamente 58%. Outra possibilidade da caracterização deste elevado fator de capacidade pode estar associada a altitude da estação, pois o autor descreve que na generalidade é utilizada a altitude de referência em 10 metros, entretanto, não especifica limitação ao uso em menor altitude.

De acordo com dados do *Offshore Wind Operational Report* (2018) a geração offshore total em 2018 foi de 26600 GWh e a participação do Dudgeon foi de 6%, 1596 GWh, o que equivale a um fator de capacidade de aproximadamente 45%. A fim da verificação do fator de capacidade teórico foi simulada a produção teórica para o ano de 2015, tendo-

se optado por este ano por ter apresentado a totalidade de dados somando 8760 horas, mesmo tendo em conta que neste ano o parque não estava operando. Para esse ano o fator de capacidade resultou em 43,6%, descontados os períodos com velocidades abaixo de *cut-in*. O que permite a seguinte avaliação, os dados não disponíveis podem ter contribuído para a elevação das médias, no caso de tratar-se de dados com menor valor.

Os padrões de produção teórica para Scroby Sands são os mesmos devido a proximidade dos dois parques e terem sido utilizados os dados da mesma estação. O fator de capacidade teórico resultou em 77,5%, então para fim de confirmação foram considerados os dados de ventos para o ano de 2015, descontados os períodos sem velocidades *cut-in*, e o fator de capacidade teórico foi de 38,7%, neste caso considerando que este parque opera desde 2004, resultando em 5,89% de redução de participação, se obtendo 32,8%, aproximadamente ao fator de capacidade em 2018 de 33,4%, e o fator de capacidade ao longo da vida corresponde a 31%.

A partir desta validação determinou-se a produção teórica neste período, como pode ser observado junto ao gráfico na figura 13, classificadas mensalmente em períodos horários e calculadas a produção teórica média e a produção teórica em média ponderada.

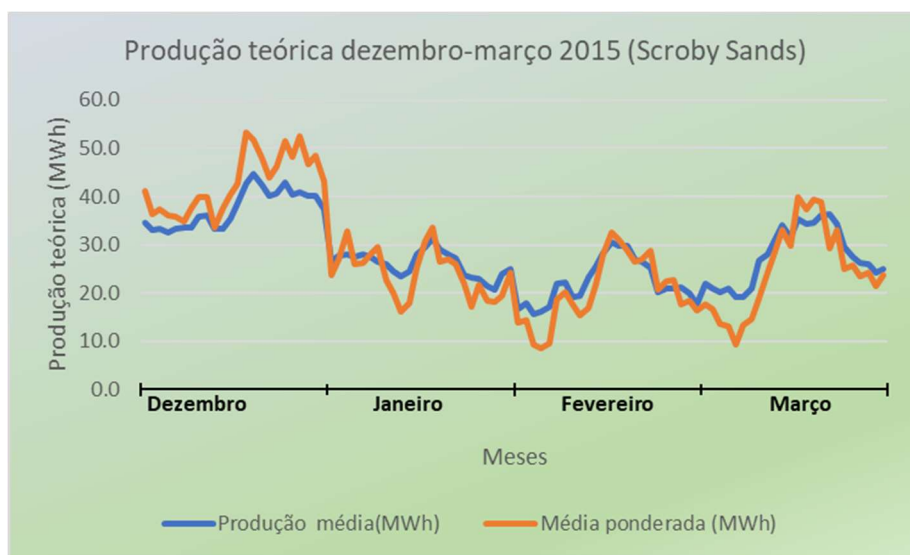


Figura 13 - Produção teórica para o Scroby Sands no período de inverno de 2015 Base em dados Met Office para Gorleston

Estes dados podem ser observados no anexo 9. Pode-se observar que o maior potencial de ventos neste ano ocorreu em dezembro, neste mês as velocidades máximas ocorrem

entre as 11 horas e a meia noite, para o mês de janeiro, observou-se as máximas a partir das 11 horas se prolongando até às 17 horas, aproximadamente.

De acordo com o Met Office não há outra estação nesta proximidade o que impossibilita nova análise, pelo que para determinação dos padrões de geração será tomado por base os dados de 2015 do parque Scroby Sands, dado a proximidade ao fator real. O perfil de geração para o mês de janeiro de 2015 para este parque, pode ser observado no anexo 10, demonstra que as paragens não ocorrem repentinamente, apresentando decréscimo de velocidades nas horas que antecedem as paragens, o que demonstra que os horários de paragens podem ser geridos quando se verificam reduções significativas na produção. Este mesmo perfil foi verificado para os dados de Manston ao analisar o ano de 2017.

As médias de velocidades para estes dados resultaram em aproximadamente 9 a 10 m/s, nas respetivas alturas dos cubos dos rotores, ainda a fim de confirmação dos dados pode-se recorrer a figura 2, verificando-se que a região correspondente aos parques Dudgeon e Scroby Sands se encontra na área de velocidades acima de 8 m/s.

Para determinar complementaridade entre parques, objetivando a demonstração das variações em diferentes regiões, considerou-se os dados de médias de velocidades para o mês de janeiro, devido a ocorrência das mínimas temperaturas médias (Wikipedia, 2019; Statista, 2019), o que é associado ao maior consumo, determinando assim a produção teórica, considerou-se a média ponderada de produção teórica para cada parque, como pode ser observado na figura 14.

Permitindo assim a determinação das correlações em produção teórica, conforme a tabela 4, comparados os quatro parques. Para isso utilizou-se da ferramenta do software Excel de análise de dados, e os dados de produção teórica se pode verificar junto ao anexo 10. A ferramenta considera a relação linear entre variáveis para a determinação do coeficiente de correlação de Pearson, qual é analisado de acordo com a intensidade e a direção da relação linear. O valor do coeficiente pode variar de 1 a -1, e quanto maior o valor absoluto do coeficiente mais forte é a relação entre as variáveis. Considerou-se a seguinte escala para a interpretação de correlação: 0-0,3 – desprezível; 0,3-0,5 – fraca; 0,5 – 0,7 – moderada; 0,7-0,9 – forte; maior a 0,9 – muito forte. O sinal de cada coeficiente indica a direção da relação, o sinal positivo indica que as variáveis tendem a aumentar ou diminuir

em conjunto, na relação oposta, quando as variáveis divergem o sinal é negativo (Minitab, 2019).

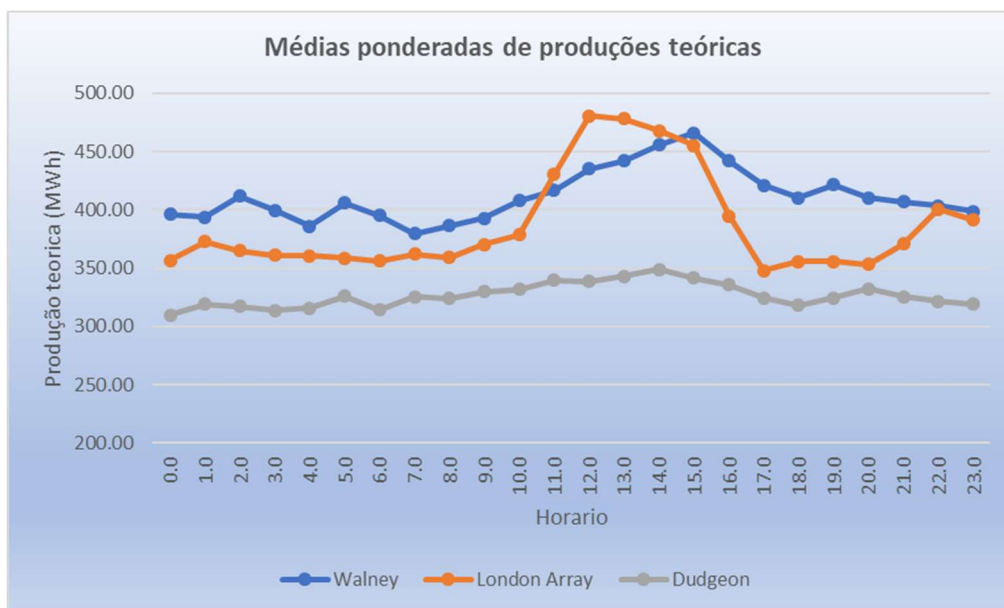


Figura 14 - Médias ponderadas de produção teórica Base em dados do Met Office

Como se pode observar que há forte correlação entre os parques Dudgeon e Scroby Sands, o que se justifica por estarem na mesma região. Para Walney Extension e o London Array há uma forte correlação, assim sendo foram correlacionados os dados de geração horários, de acordo com a data de início de geração e os dados disponíveis, e a análise deu-se para os meses de agosto de 2017 a dezembro deste mesmo ano e resultou em 0,32, representando fraca correlação. Demonstrando que a fim de determinação das correlações a utilização das médias históricas horárias resultam em uma aproximação, entretanto, ainda demonstram um valor de referência, visto que seguem a mesma tendência.

Tabela 4 - Correlação de produção teórica considerada a média ponderada

	Walney E.	London A.	Dudgeon	Scroby S.
Walney E.	1,00			
London A.	0,74	1,00		
Dudgeon	0,77	0,79	1,00	
Scroby S.	0,56	0,44	0,81	1,00

Ao considerar-se as correlações resultantes pode-se perceber que em nenhuma situação ocorre correlação muito forte, acima de 0,9, demonstrando que os comportamentos de

ventos apresentam variações. Entretanto, não houve ocorrências negativas, concluindo-se que os perfis de ventos seguem um padrão semelhante. A análise restringiu-se a quatro parques, talvez uma avaliação mais ampla possa resultar diferente.

4.3 Perfil do consumo

O consumo de eletricidade está sujeito a flutuações sazonais em intervalos semanais e mesmo diários, podendo também ser influenciada por eventos irregulares como as condições de clima ou eventos televisionados. Na Grã-Bretanha o consumo elétrico é maior no inverno do que no verão, tanto o pico quanto o baixo consumo costumam estar abaixo no verão (UK government, 2014).

Como pode ser visualizado na figura 15, as linhas seguem uma tendência semelhante, mas no período de inverno demonstra um consumo maior, nesta situação foi 36% maior. O consumo é geralmente menor durante a noite e em ambas estações há um aumento visível pela manhã e continua a subir até por volta das 9 horas, quando passa a estabilizar. No inverno um novo pico ocorre no período das 15:30 até as 17:30, este aumento não se caracteriza no verão (UK government, 2014).

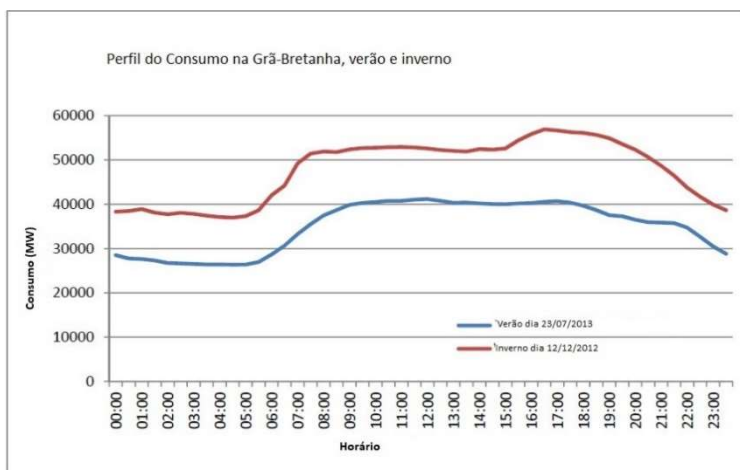


Figura 15 – Perfil do consumo de eletricidade na Grã-Bretanha Fonte: UK government, 2014

Para a determinação dos padrões de consumo diários nos períodos de inverno e verão foram recolhidos dados de consumo da Elexon (2019). Os meses de julho e janeiro foram adotados de acordo com os dados de temperaturas os quais demonstram correspondência ao de máxima temperatura média e mínima média (Wikipedia, 2019; Statista, 2019).

Estes dados são disponibilizados através do site da Elexon classificados em períodos de 5 minutos, pelo que para a clarificação da informação estes foram categorizados em períodos horários através da seleção do máximo consumo para cada intervalo horário ao longo de cada mês. Posteriormente estes dados foram agrupados para traçar um perfil de consumo horário correspondente a cada mês, para isto foram classificados em consumo máximo, mínimo e médio, resultando os gráficos apresentados nas figuras 16 e 17. A combinação destes dados resultou o gráfico representado na figura 18.

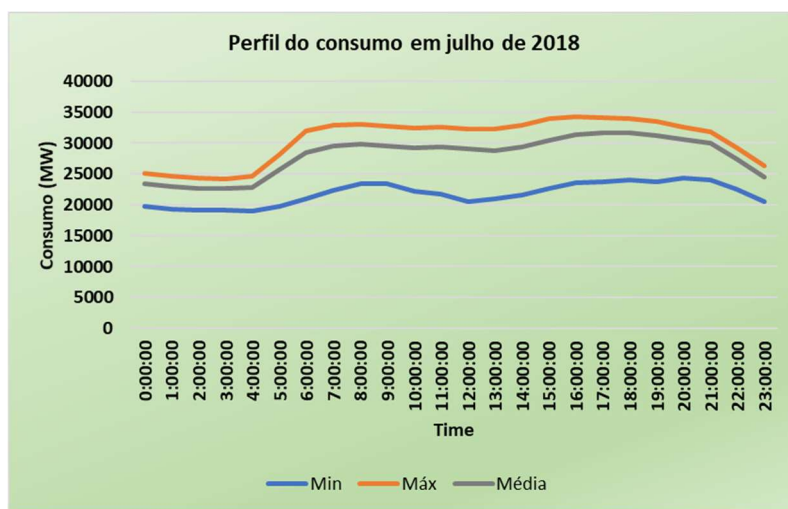


Figura 16 – Perfil do consumo de eletricidade em julho de 2018 Baseado em dados de: Elexon, 2019

Os dados demonstram uma tendência de aumento entre 4 e 5 horas ao amanhecer, crescente até as 7 horas, estabilizando-se posteriormente, retomando o aumento por volta das 14 horas e alcançando o pico máximo por volta das 16 horas. A partir das 20 horas o consumo é decrescente.

“A procura do sistema mostrada neste gráfico é o consumo instantâneo total de MW fornecida pela Inglaterra, País de Gales e Escócia. É estimado a partir dos dados de geração (Geração Instantânea por Tipo de Combustível) somando a saída de toda a geração ligada ao Sistema de Transmissão GB (incluindo Grandes Centrais Embutidas), mais importações de interconectores externos, por exemplo da França-GB e Irlanda-GB ” (Elexon, 2019).

Os dados de consumo para o mês de janeiro, mês correspondente as máximas mínimas de inverno, podem ser visualizados na figura 17. Esses demonstram diferentes padrões para as estações de inverno e verão. Observa-se um aumento do consumo entre as 5 e 6 horas

ao amanhecer, crescente até as 9 horas quando estabiliza, retomando o aumento por volta das 15 horas alcançando o pico máximo por volta das 17 horas, confirmando as informações demonstradas na figura 16. O decréscimo do consumo ocorre a partir das 18 horas.

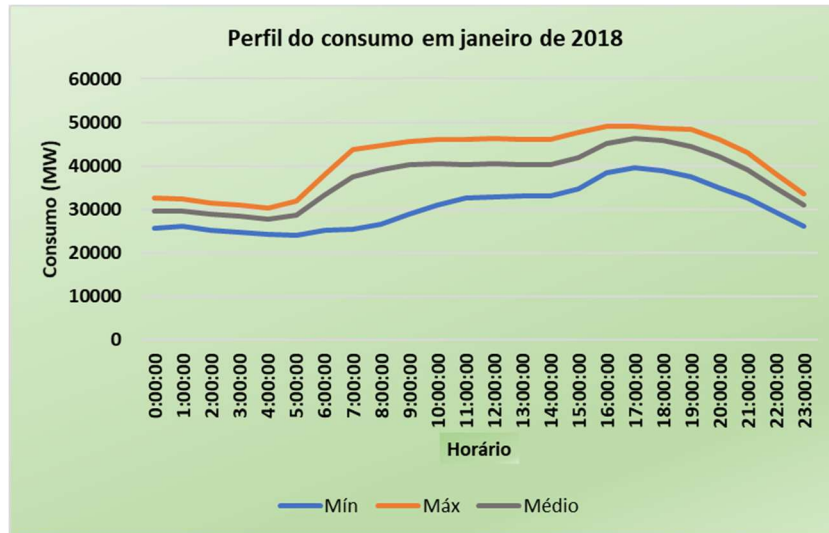


Figura 17 – Perfil do consumo de eletricidade em janeiro de 2018 Baseado em dados de: Elexon, 2019

A figura 18 representa as máximas do consumo no período de inverno e verão e demonstra um pico máximo de consumo de 49 GW relativo ao inverno e o pico máximo no verão de 34 GW.



Figura 18 – Consumos máximos no inverno e verão Baseado em dados de: Elexon, 2019

“Na prática de análise de redes elétricas, além de curvas tradicionais de carga são utilizadas curvas de carga construídas com as procuras classificadas em ordem decrescente de valor, também chamadas de curvas de duração de carga. Essas curvas são utilizadas para solução de vários problemas, tal como a gestão de carga e também no caso geral de controle operacional e planejamento de redes de distribuição” (Marques, M. dos S., 2014).

De acordo com dados da Grey Cells Energy (2019) a curva de duração de cargas, pode-se observar na figura 19, foi classificada em períodos de meia hora, com os picos de consumo correspondentes, e o maior consumo correspondeu a 50,9 GW e o menor foi de 18 GW. No período de 5,7% deste ano, o consumo varia de 44,72 GW ao pico máximo, ou seja 12,2% do requisito de capacidade é necessário apenas em 5,7% do tempo.

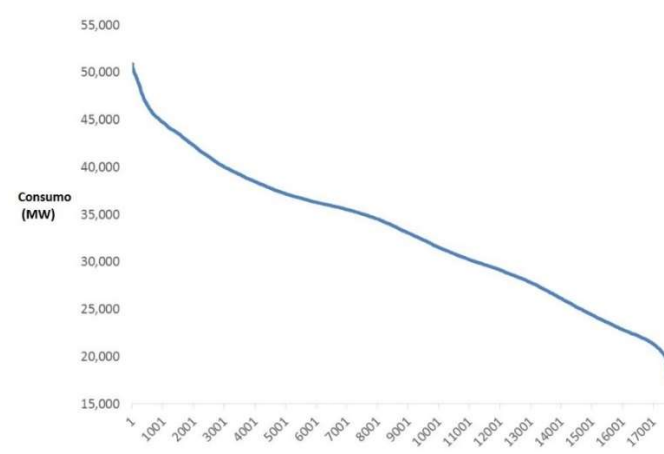


Figura 19 – Curva de duração de carga UK com dados de 2014 Fonte: Grey Cells Energy, 2019

“Há uma incerteza considerável sobre qual consumo de eletricidade futura e como será o mix de geração para atendê-la. Essas incertezas incluem (mas não são limitadas a) crescimento económico; políticas governamentais, incluindo aquelas para promoverem renováveis; outra geração de baixo carbono (incluindo nuclear) e eficiência energética; o custo futuro da geração e outras tecnologias, incluindo armazenamento; o nível de interligação; e a elevação no uso de veículos elétricos. Dadas estas incertezas, as estimativas do *mix* futuro são difíceis de prever com precisão” (House of Commons Exiting the European Union Committee, 2017).

De acordo com a National Grid (2017) o consumo de gás e eletricidade estão associados e para alcançar as metas de redução em emissões o aquecimento precisa de se afastar do gás natural e adotar tecnologias de baixo carbono, o que resultará principalmente da eletrificação do aquecimento. Também o aumento dos veículos elétricos terá um impacto

significativo no consumo. Para representar os possíveis cenários de consumos a National Grid utiliza ponderações de parâmetros de consumo e estima o pico de consumo para cada ano subsequente, como pode ser observado na figura 20.

A linha verde definida *two degrees* representa a conscientização do consumidor e mudanças nos hábitos, o uso de veículos autónomos partilhados e habitações com bons isolamentos. A linha azul definida como *consumer power* representa o mais agressivo aumento no consumo de pico, causado por “consumidores não comprometidos que usam eletricidade quando lhes convier”. Considerando estes panoramas pode-se observar o pico máximo de consumo para 2030, de acordo com os padrões de crescimento populacional e desenvolvimento, para um consumo consciente é de aproximadamente 65 GW e para consumo desregrado alcançaria por volta de 67 GW.

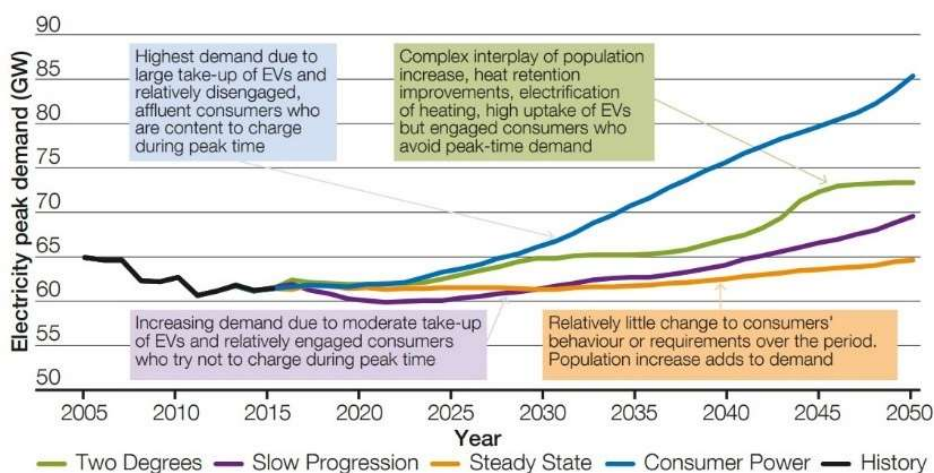


Figura 20 - Cenários para projeções dos possíveis picos de consumo de eletricidade

Fonte: National Grid, 2017

De acordo com Turner, M. (2018) os veículos elétricos poderão aumentar o consumo até 2030 entre 5 a 8 GW para o consumo de pico na Grã-Bretanha, representando o aumento percentual de 9 a 14%. O que corresponde à um consumo de pico atual de aproximadamente 57 GW.

4.4 Dados a considerar

Os custos associados ao aumento da inserção de geração eólica offshore foram avaliados com base no LCOE desta geração, atual e previsto para 2030. Os dados de custo são

divididos em gastos detalhados por MWh por toda a vida útil de uma central incluindo custos de planejamento, custos de construção, custos operacionais e custos de carbono (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2016). Os valores utilizaram a moeda corrente do Reino Unido e os dados relacionados em dólares americanos foram corrigidos de acordo com as taxas de câmbio para o período de 2018 (Exchange-rates, 2018) a fim de equalizar o problema.

De acordo Loughran, J. (2017) o custo é de 23 libras por tonelada de CO₂ no Reino Unido. Este valor será quantificado para cada MWh de geração fóssil e gás, a fim de representação dos custos.

Para as tecnologias de pico utiliza-se uma medida em £/kW, em alternativa ao custo nivelado, mais adequado pois a geração é variável de acordo com o consumo. Esta medida cobre os custos fixos do período de pré-desenvolvimento até o final de operação, o que ignora geração e, portanto, exclui os custos de combustíveis, de carbono e outros custos variáveis (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2016). Estes custos adicionais não foram quantificados para análise, pelo que incorre em valores abaixo do real, entretanto, a análise não prevê flexibilização nestas centrais, pelo que será tomado como válida esta simplificação, objetivando para estas centrais a demonstração principalmente em emissões.

A nível de flexibilidade operacional das centrais são ponderados três fatores principais, a diferença de carga máxima e mínima, a velocidade na qual a geração líquida pode ser ajustada (taxa de rampa) e o tempo necessário para atingir o funcionamento estável (taxa de arranque) (Moura, P., 2018). Para o tempo de arranque foi considerado a quente, quando a central está parada até 8 horas e, portanto, ainda não ocorreu o arrefecimento, pois estes valores aumentam de acordo com o tempo.

Foram considerados o tempo de arranque das centrais de base, o tempo de rampa e a carga mínima, caracterizando o tempo de despacho ou o tempo que cada central necessita para enviar energia à rede, nesta situação o armazenamento energético considerado deve suprir o consumo neste período, estes dados são demonstrados na tabela 5. Também foram relacionados os custos nivelados de energia em LCOE para cada central e respectivas emissões.

Tabela 5 – Caracterização das tecnologias de geração

	Sistema		Custo de capital atual (£/MWh)	Tempo de arranque (h)	Taxa de rampa (% full load/min)	Carga mínima (%)	Tempo de despacho (h)	Emissões ciclo de vida (t CO2 eq./MWh)	Custo de capital 2030 (£/MWh)
Tecnologias de pico	turbinas a gás de ciclo combinado classe H (CCGT)	alto	62,00	0,38	4,3	30	0,50	0,499	100,00
		central	61,00						99,00
		baixo	60,00						97,00
	Turbinas a gás de ciclo aberto 600MW (500 h) (OCGT)	alto	166,00	0,16	20	15	0,17	0,499	224,00
		central	159,00						214,00
		baixo	154,00						207,00
Tecnologias renováveis	Eólica <i>offshore</i>	alto	119,00	N/A	N/A	N/A	N/A	0,024	109,00
		central	114,00						96,00
		baixo	101,00						85,00
	Eólica <i>onshore</i> > 5MW	alto	79,00	N/A	N/A	N/A	N/A	0,096	72,00
		central	65,00						60,00
		baixo	49,00						45,00
	Solar PV larga escala	alto	84,00	N/A	N/A	N/A	N/A	0,088	73,00
		central	71,00						60,00
		baixo	62,00						52,00
Tecnologias de base	Térmicas a carvão	alto	70,54	3	6	30	3,08	0,888	146,00
		central	52,06						131,00
		baixo	33,59						123,00
	Turbinas a gás de ciclo combinado (CCGT)	alto	57,10	2	8	20	2,04	0,499	120,00
		central	50,39						111,00
		baixo	43,67						105,00

Baseado em dados de: Aalders et al., 2014; Babić et al., 2016; Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2016; EU action on energy and climate change, 2017; Gonzalez-Salazar et al., 2018; Wartsila, 2019; WNA, 2011; WEMO, 2018.

As centrais nucleares não foram caracterizadas, apesar de considerado o percentual em participação de geração de base, pois estas não permitem flexibilidade em interrupção de serviço, devido ao alto custo de capital estas devem gerar o máximo potencial ao longo da vida útil.

Para o custo de capital em centrais a carvão e a gás para 2030 foram consideradas novas tecnologias. Entretanto de acordo com as projeções para as fontes de gerações,

demonstrado junto ao anexo 12, não estão previstas novas centrais a carvão, bem como a gás. As centrais a carvão que continuam com uma baixa participação no *mix* de geração devido ao custo de emissões deverão sofrer uma maior redução com o encerramento de centrais remanescentes em 2020. Nesta perspetiva os combustíveis fósseis serão substituídos por gerações renováveis e nuclear (BEIS, 2019).

De acordo com o *Energy UK* (2016) as previsões para 2030 e 2050 consideram um aumento na geração distribuída, principalmente em geração solar, pelo que há a necessidade de investimentos em armazenamento de energia para complementar o aumento desta geração e das eólicas, considerando-se para tal os sistemas de baterias e hídrico de bombagem.

Para as considerações de emissões de CO₂ para as tecnologias renováveis, os dados para instalações solares fotovoltaicas constam em Aalders et al. (2014) referidos ao Reino Unido e foi então considerado o valor médio. Quando não estão disponíveis dados para o Reino Unido, foi considerado o valor referenciado em Aalders et al. (2014) aproximado aos dados encontrados em WNA (2011), e para tecnologias de geração eólica compreende-se que o maior impacto em emissões para *onshore* está associado ao menor potencial de geração no ciclo de vida. Para as tecnologias a gás e carvão foram considerados os valores médios localizados em WNA (2011) para o ciclo de vida, e posteriormente para a geração utilizou-se dos dados emissões para 2018 fornecidos pelo 2018 UK Greenhouse Gas Emissions qual representa o seguinte valor em emissões médias de geração proveniente de recursos fósseis de 430 toneladas de CO₂ por GWh, para a geração de eletricidade a partir de carvão 870 t/GWh, para gás 340 t/GWh e para os recursos renováveis, inclusive bionergias, e geração nuclear de em média 180 t/GWh, entretanto, as gerações renováveis analisadas não possuem emissões no processo de geração, portanto, na análise de geração serão consideradas zero.

Também foram caracterizadas as centrais renováveis para a consideração de complementaridade de geração, para isso considerados os respectivos perfis de geração anual, de acordo com a matriz de geração elétrica do Reino Unido, que é representada em valores percentuais na figura 21.

A fim de simplificar a análise não foi considerada a geração a partir de biomassa bem

como outros recursos renováveis com participação de 9,4%, nem mesmo a geração hídrica de bombagem dado que esta utiliza a capacidade nuclear excedente face ao consumo. O percentual de geração hidrelétrica representa 1,8%, tendo assim um peso baixo, e como não foi considerada a expansão desta geração nas referências encontradas, esta não foi considerada para a análise, mesmo tratando-se de uma modalidade com alto potencial de complementaridade quando associada a solar e eólica.

Atualmente operam quatro PHS contribuindo com 2,88 GW de capacidade de geração com potencial de armazenamento de 26,7 GWh de energia. Existem novos sistemas previstos para o Reino Unido dos quais quatro já estão em fase de planeamento e foram propostos mais três, destes em fase de planeamento dois encontram-se como “consentimento de planeamento atingido” somando uma capacidade de energia entre 35 e 50 GWh (Scottish Renewables, 2016). De acordo com a tabela 1 estas gerações estão incluídas em outras renováveis, como não há previsão de datas ou expansão de capacidades desta geração a análise considerou-se um potencial moderado de complementaridade para 2030.

De acordo com os dados referidos na tabela 1, as respectivas contribuições percentuais são para a geração *offshore* 6,2%, *onshore* 8.6% e solar 3,4%, totalizando aos 18,2%.

De acordo com a Cambridge Solar (2019) as variações sazonais da produção solar no Reino Unido segue os mesmos padrões, e não há grande diferença em valores de geração para diferentes locais, os sistemas instalados em Cambridge geram em média 12% mais do que os sistemas ao norte da Escócia e 12% menos que um sistema localizado em Land’s End. Os dados demonstram que a produtividade dos painéis solares é maior, em aproximadamente cinco vezes, no período de verão, como pode ser observado no anexo 13. Estes dados são de importante consideração pois no período de verão a geração eólica é baixa, como se pode observar nos padrões de velocidades de ventos junto a seção 3.1.1, demonstrando um potencial de compensação. Entretanto de acordo com dados do Newquay weather (2019) o maior potencial em produção solar ocorre entre as 10 e as 15 horas, representando que para uma alta inserção desta geração faz-se necessário a complementação com sistemas de armazenamento.

Neste trabalho foram considerados os sistemas hídrico de bombagem e baterias de iões de lítio, os quais são caracterizados na tabela 6, em potencial energético, tempo de resposta, eficiência, auto descarga, tempo de vida, custo de capital e emissões de CO₂. As

emissões de CO₂, caracterizadas em toneladas equivalentes, consideraram a construção e desmantelamento para o sistema de bombagem hídrica e a produção para as baterias de íons de lítio. Para o custo de capital das baterias de íons de lítio o IRENA (2017) publicou que haverá uma redução maior à 50% em relação a 2018, resultando em valor entre US \$ 145 por quilowatt-hora (kWh) e US \$ 480 / kWh, entretanto, esta redução está condicionada a diversos fatores como a larga implantação da tecnologia. O IEA (2019) espera uma redução mais conservadora até 2040, assumindo-se assim um valor médio, representado em libras por kWh.

Tabela 6 – Caracterização dos sistemas de armazenamento de energia

Sistema	PHS	Baterias Li-ion
Potência Nominal (MW)	100 - 5000	0 – 0,1
Tempo de descarga	1 - 24 horas +	min - h
Densidade de potência (W/l)	0,1 – 0,2	1300 - 10000
Densidade de Energia (Wh/l)	0,2 - 2	200 - 400
Tempo de resposta	min	< s
Eficiência (%)	70 - 85	85 - 90
Auto descarga por dia (%)	muito pequeno	0.1 - 0.3
Tempo de vida (anos)	> 50	12
Tempo de vida (ciclos)	> 15000	5500
Custo de capital (£/MWh)	148,00	185000 - 250000
Emissões ciclo de vida (t CO2 eq./ MWh)	0,034 ^(1,2)	150 – 200 ⁽³⁾
Custo de capital 2030 (£/MWh)	148,00	178000- 210000

Baseado em dados de : (3) Dahllöf, L., Romare, M., 2017; Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2016; (1) Denholm, P., Kulcinski, G. L., 2004; Hu, S. et al., 2015; Istvan, R., 2019; Lombardi, P., Schwabe, F., 2016; Scottish Renewables, 2016; (2) Weisser, D., 2007.

Para o cenário de 2030 foram consideradas as perspectivas de reduções de custos em sistemas de armazenamento, nos sistemas eólicos *offshore* e o aumento de capacidade instalada. De acordo com Foxwell, D. (2018) “até 2030, os LCOEs serão alcançados custos abaixo de € 60 / MWh por muitos parques eólicos offshore recém-instalados, ..., levando a níveis mais altos de implantação e a propagação para águas atualmente desconhecidas.”

Entretanto, os custos de capital estão diretamente associados ao “aumento dos preços de *commodities* e matérias-primas, aumento dos custos de mão-de-obra, maior lucratividade dos fabricantes e aumento dos custos de turbinas”, também demonstrando interdependência entre custo de capital e desempenho em turbinas eólicas (IEA Wind Task 26, 2012).

Considerando dados da *EU action on energy and climate change* (2017) a geração eólica *onshore* já possui competitividade com centrais tradicionais como carvão de base. A energia eólica apresentou grandes percentuais de redução devido aos investimentos públicos e privados em pesquisa e desenvolvimento (R&I) e os preços de leilões para *onshore* caíram de 100 euros por MWh em 2013 para cerca de 40, considerando os custos mais baixos, em 2017.

De acordo com a Aurora Energy Research (2018) a geração eólica offshore, considerando o alcance de medidas necessárias, possui potencial para 30 GW de capacidade instalada até 2030 na Grã-Bretanha, coincidentes aos valores esperados para o Reino Unido e representando um aumento de aproximadamente 73%.

As previsões de geração e consumo para o ano de 2030 estão associadas a inúmeros fatores relacionados a aplicações de políticas e medidas e posteriormente aos efeitos destas. O que há definido são as metas em redução de emissões totais que corresponde a 57% acumulado em relação a 1990 para o período entre 2028 e 2032 (BEIS, 2019), para isto substituindo as térmicas a carvão, reduzindo as a gás e aumentando a geração em renováveis e nucleares. Em 1990 as emissões de CO₂ da geração de eletricidade foram de 203 Mt, em 2017 o total neste setor correspondeu a 72,4 Mt, equivalendo a 19,4 % das emissões totais. O valor total em emissões de CO₂ em 1990 foi de 596,3 Mt, em 2017 este valor correspondeu a 373,2 Mt, (UK 2018 Greenhouse Gas Emissions, 2019).

5. Composição dos cenários

Inicialmente foram combinados os perfis de geração e consumo para a definição de padrões equivalentes e complementaridade. Foram então simulados cenários, a partir da construção do cenário atual, cenário de referência, com progressivas inserções da geração eólica *offshore* e substituição das centrais térmicas, observando-se o impacto nas emissões e custos. Objetivando encontrar o cenário em composição de equilíbrio em uma perspectiva económica e de emissões, em função do nível de penetração eólico *offshore*, considerando também a participação da geração eólica *onshore* e solar. A partir desta análise atual foi determinado o cenário em uma perspectiva futura, de acordo com as previsões de inserção de capacidade de geração eólica *offshore* e demais consideradas, com o aumento do consumo para 2030.

5.1 Cenário de geração atual

Como visto na secção 4.3 a maior procura ocorre no período do inverno, portanto, será este o período avaliado, por ser a pior situação. Foram considerados os dados mencionados na secção 4.4.

Ao sobrepor os dados de consumo, demonstrados na secção 4.3, e de produção teórica, como pode ser observado junto a seção 4.2, pode-se observar na figura 21, a qual apresenta esta relação para mês de janeiro para o parque London Array.

Considerando as médias de ventos a cada hora para a determinação da produção teórica horaria, pode-se observar que os perfis entre a média (azul) e a média ponderada são similares, e apresentam uma correlação muito forte de 0,98. A escala de correlações considerada foi a mesma referenciada na seção 4.2. No período das 6 até as 10, ao se observar o perfil de média ponderada (amarelo), há uma queda na produção, ocorrendo o mesmo das 15 as 17 horas, divergindo ao padrão de consumo. Entretanto, ao se considerar a soma de produção teórica para as horas de maior consumo, entre 6 e 17 horas, esta demonstra-se 10,8% acima da produção teórica no restante do dia, como se pode verificar no anexo 11. A correlação entre os dados de produção teórica e consumo máximo é fraca, está próxima a 0,33 (anexo 14), o que sugere que alternativas de armazenamento poderiam complementar para o melhor aproveitamento, elevando este potencial de produção.

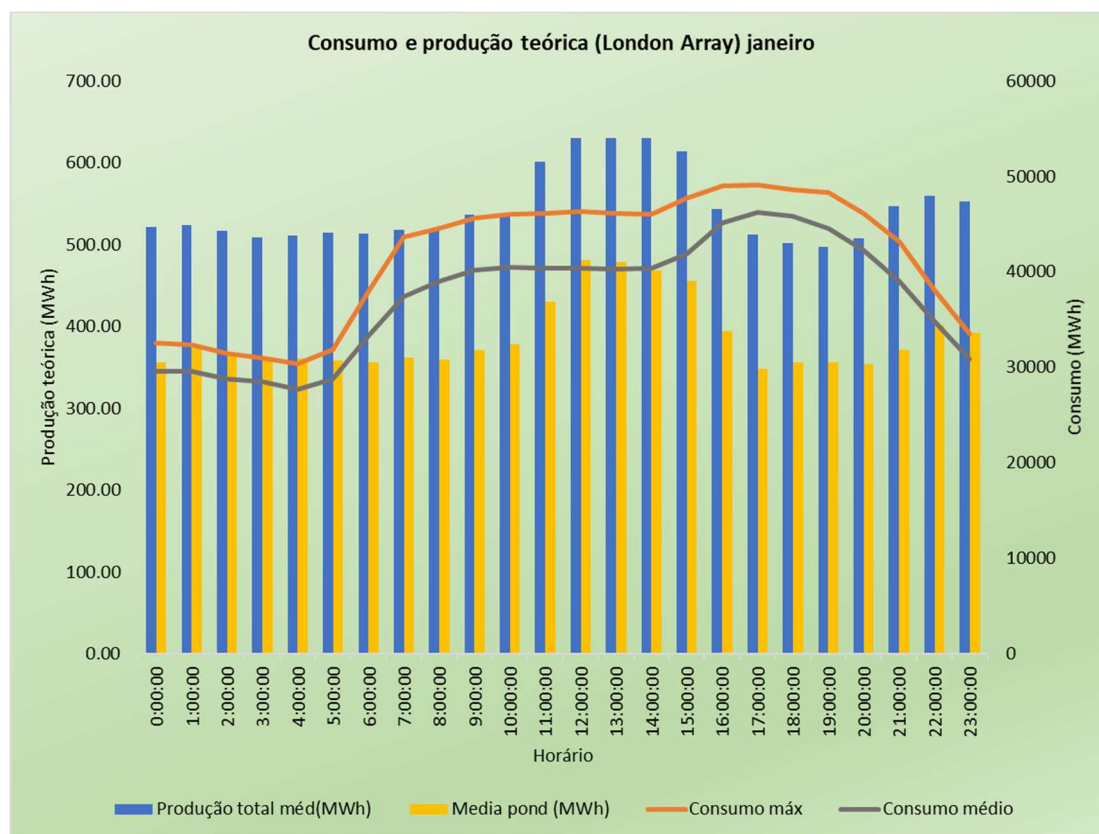


Figura 21 – Relação consumo e produção teórica do London Array para janeiro Baseado em dados de: Elexon, 2019; Met Office Manston, 2019

As correlações foram analisadas para os parques pode-se observar no anexo 14. Ao verificar a correlação entre dados de consumo máximo e produção teórica para o parque Scroby Sands resultou em -0,34 para a média ponderada, representando uma correlação fraca e em divergência. Esta relação enfatiza que os altos potenciais fora dos períodos de ponta poderiam ser aproveitados com sistemas de armazenamento, especialmente com as perspectivas de aumento em capacidade desta geração. Ao considerar o perfil de decréscimo da produção, conforme o anexo 10, o armazenamento de bombagem hídrica apresenta potencial para atender os períodos de baixa produção, pela flexibilidade em inserções graduais. Ao se considerar a soma de produção teórica para as horas de maior consumo esta demonstrou um percentual de 1,8% maior em relação ao restante do dia, como se poder verificar junto ao anexo 11.

A análise seguiu as bases conceituais de planejamento integrado de recursos, considerando externalidades em efeitos para a sociedade ao verificar emissões de CO₂ e custos, verificando as possibilidades em alternância de recursos de geração conforme as centrais

existentes, também avaliando a necessidade de inserções em novos recursos, neste caso sistemas de armazenamento, objetivando custos baixos e medidas eficientes, como a gestão do consumo, atendendo as prioridades e necessidades e tendo em conta a gestão de risco.

O principal risco envolvido na análise consiste na garantia do fornecimento em períodos de baixa da geração *offshore*. Ao se considerar os percentuais horários sem possibilidade de operar para os períodos horários diários para os três parques avaliados, associado a rajadas em velocidade *cut-off* e velocidades abaixo de *cut-in*, resultou em 17 a 21%.

Conforme mencionado na seção 2.3 Rycroft (2011) afirma que “o valor de capacidade de qualquer gerador é a quantidade de carga adicional que pode ser atendida no nível de confiabilidade alvo do sistema com a adição do gerador em questão”.

As capacidades em eólica e solar são ajustadas para permitir a intermitência com um fator de redução de 0,43 para eólica e 0,17 para a solar, obtendo-se assim a capacidade líquida declarada (World Nuclear Association, 2019). Assim sendo, pode-se perceber que o alto custo está também relacionado com estes fatores. Entretanto, se este fator assegura as variações de intermitência pode-se considerar que o percentual de aumento nestas gerações em substituição das térmicas será confiável seguindo estas especificações, principalmente ao limitar-se a redução e mantendo-se a carga mínima de operação das centrais de base.

A National Grid utiliza-se das previsões meteorológicas diárias para planejar o consumo em um, dois e sete dias, os dados de temperatura, incidência luminosa e velocidades de ventos são analisados e o erro, considerando dados de consumo, varia de 265 a 448 MW com previsões de um dia para o outro (Ofgem, 2019), se considerado o pico de consumo igual a 57 GW, o erro é menor à 1%.

A produção de gás no Reino Unido em 2017 atendeu 51% do consumo total deste combustível (Gov.uk, 2018), sendo 40% da geração de eletricidade proveniente deste recurso, pelo que há o risco associado a dependência externa. No ano de 2016 o fornecimento de gás derivou em 47% de gasodutos europeus, dos quais 36% fornecidos pela Rússia (World Nuclear Association, 2019).

Foi considerado, de acordo com os dados da figura 19, que as centrais de pico operam em 5,7% do tempo, para o consumo de 57 GW em ponta, resulta na geração de 28,5 TWh, 500 horas multiplicadas por 57 GW, deste valor o correspondente a participação das centrais de pico é 12,2%, 3,48 TWh, considerou-se esse na geração em térmicas de pico à gás.

O cenário de geração atual partiu de dados de 2017, referidos na tabela 1, considerando as emissões para térmicas a gás e carvão de acordo com o 2018 *UK Greenhouse Gas Emissions*, e atribuídos valores para as emissões renováveis de acordo com as referências, conforme especificado na seção 4.4, pode-se observar na tabela 7.

Tabela 7 – Cenário 1 - geração atual

Sistema		Custo da geração (M€)		Emissões Mt CO2 eq.	Emissões (%)	Custo emissões (M€)	Custo total (M€)
Tecnologias de pico	turbinas a gás de ciclo combinado classe H (CCGT)	alto	107,9	0,6	0,82%	13,6	121,5
		central	106,1				119,7
		baixo	104,4				118,0
	Turbinas a gás de ciclo aberto 600Mw (500 h) (OCGT)	alto	288,8	0,6	0,82%	13,6	302,4
		central	276,7				290,3
		baixo	268,0				281,6
Tecnologias renováveis	Eólica <i>offshore</i>	alto	2.487,1	0,0	0,00%	00,0	2.487,1
		central	2.382,6				2.382,6
		baixo	2.110,9				2.110,9
	Eólica <i>onshore</i> > 5MW	alto	2.298,9	0,0	0,00%	00,0	2.298,9
		central	1.891,5				1.891,5
		baixo	1.425,9				1.425,9
	Solar PV larga escala	alto	966,0	0,0	0,00%	00,0	966,0
		central	816,5				816,5
		baixo	713,0				713,0
Tecnologias de base	Térmicas a carvão	alto	1.136,9	19,6	27,04%	450,2	1.587,1
		central	721,2				1.171,5
		baixo	305,6				755,8
	Turbinas a gás de ciclo combinado (CCGT)	alto	6.565,5	45,3	62,56%	1.041,8	7.607,3
		central	5.670,5				6.712,3
		baixo	4.775,5				5.817,3
Total (central)		11.865,1	66,1	91,23%	1.519,2	13.384,4	
Total (alto)		13.851,1	66,1	91,23%	1.519,2	15.370,3	
Total (baixo)		9.703,2	66,1	91,23%	1.519,2	11.222,5	

As gerações renováveis consideradas não possuem emissões em geração, portanto especificado zero. Foram considerados os valores alto, central e baixo para os custos de geração e custo total, qual inclui os custos de emissões. No cenário 1, considerado o valor central, observou-se o percentual de 12,8% do custo de geração referente ao custo de emissões.

Verifica-se na tabela 7 que as térmicas de pico e de base foram responsáveis por mais de 90% das emissões do setor elétrico. É perceptível o potencial poluente das térmicas a carvão, quando considerada a participação desta tecnologia em 6,65% da geração total, ainda assim as emissões apresentam representatividade de 27,04%.

Para os custos das gerações de pico optou-se por determinar o custo de geração excluídos os custos variáveis e combustível, considerando apenas os custos associados a emissões, o que representa um valor abaixo do real, entretanto, estas tecnologias não são alteradas na análise pois pretendeu-se demonstrar o potencial em emissões.

Para estimar os custos em cada geração foi considerado o LCOE, exceto para as tecnologias de pico, verificou-se na seção 4.4. O LCOE considera os custos de emissões associados as gerações, portanto, a fim de representar os custos de geração os custos de emissões foram descontados para as tecnologias de base, posteriormente somados ao custo total. Para a estimativa do custo de geração nas centrais de pico utilizou-se o valor de referência e como os custos de emissões não estão associados nessa geração, foram somados ao custo total.

No segundo cenário procurou-se equilibrar a inserção em geração eólica *offshore*, para isto considerando a participação em *onshore* e solar de modo que este aumento da geração em substituição às gerações de base encontre a compensação financeira pela redução nos custos de emissões.

Para isto realizou-se uma análise de sensibilidade com inserções graduais em 5% na geração eólica *offshore*, e foram comparados os resultados com o cenário de referência em valores percentuais para esta substituição na geração de base a gás, a carvão e distribuída nas duas, como pode-se visualizar na tabela 8.

Para a análise foram consideradas variações a partir dos dados de geração apresentados

na tabela 1. Não foram alteradas as tecnologias de pico e considerou-se os valores centrais para os custos.

Tabela 8 – Análise de sensibilidade ao aumento da geração offshore

Aumento <i>Offshore</i>	Redução central	Custo da geração (M£)	Emissões Mt CO2 eq.	Emissões (%)	Custo emissões (M£)	Custo total (M£)	Custo Emi/geração (%)
(+5%)	Total	11.939,8	65,7	90,74%	1.511,0	13.450,8	12,66%
	Gás	0,63%	-0,54%		-0,54%	0,50%	
	Total	11.950,8	65,1	89,98%	1.498,3	13.449,1	12,54%
	Carvão	0,72%	-1,38%		-1,38%	0,48%	
	Total	11.945,3	65,4	90,36%	1.504,7	13.450,0	12,60%
	Gás+Carvão	0,68%	-0,96%		-0,96%	0,49%	
(+10%)	Total	12.014,4	65,3	90,25%	1.502,9	13.517,3	12,51%
	Gás	1,26%	-1,08%		-1,08%	0,99%	
	Total	12.036,4	64,2	88,72%	1.477,4	13.513,8	12,27%
	Carvão	1,44%	-2,75%		-2,75%	0,97%	
	Total	12.025,4	64,8	89,49%	1.490,1	13.515,6	12,39%
	Gás+Carvão	1,35%	-1,91%		-1,91%	0,98%	
(+15%)	Total	12.089,1	65,0	89,76%	1.494,7	13.583,8	12,36%
	Gás	1,89%	-1,61%		-1,61%	1,49%	
	Total	12.122,0	63,3	87,47%	1.456,5	13.578,5	12,02%
	Carvão	2,17%	-4,13%		-4,13%	1,45%	
	Total	12.105,6	64,2	88,61%	1.475,6	13.581,2	12,19%
	Gás+Carvão	2,03%	-2,87%		-2,87%	1,47%	
(+20%)	Total	12.163,7	64,6	89,27%	1.486,5	13.650,3	12,22%
	Gás	2,52%	-2,15%		-2,15%	1,99%	
	Total	12.207,7	62,4	86,21%	1.435,6	13.643,2	11,76%
	Carvão	2,89%	-5,51%		-5,51%	1,93%	
	Total	12.185,7	63,5	87,74%	1.461,1	13.646,8	11,99%
	Gás+Carvão	2,70%	-3,83%		-3,83%	1,96%	

As inserções seguiram-se até 20%. Observou-se que ao aumentar a geração *offshore* em 20% obteve-se 25 GWh, valor que é bastante aproximado da geração de 24,35 GWh em 2018, tal como se pode verificar na secção 4.1. Ao se observar a coluna custo de geração percebe-se um maior percentual na substituição para a geração a carvão, e ao se observar

a coluna do custo total percebe-se que a geração a gás assume um valor maior, o que demonstra o impacto dos custos das emissões na geração.

Considerou-se 20% de inserção da geração eólica *offshore*, correspondente a 4,18 TWh em geração, e simulou-se a alternativa em gerações renováveis criando-se o cenário de equilíbrio, cenário 2, qual pode-se observar junto a tabela 9.

Tabela 9 – Cenário 2 – equilíbrio em função das reduções em custos e emissões

Sistema		Custo da geração (M£)	Emissões Mt CO2 eq.	Emissões (%)	Custo emissões (M£)	Custo total (M£)	
Tecnologias renováveis	Eólica <i>offshore</i>	alto	2.743,0	00,0	0,00%	00,0	2.743,0
		central	2.627,7				2.627,7
		baixo	2.328,1				2.328,1
	Eólica <i>onshore</i> > 5MW	alto	2.413,8	00,0	0,00%	00,0	2.413,8
		central	1.986,1				1.986,1
		baixo	1.497,2				1.497,2
	Solar PV larga escala	alto	1.014,3	00,0	0,00%	00,0	1.014,3
		central	857,3				857,3
		baixo	748,7				748,7
Tecnologias de base	Térmicas a carvão	alto	925,7	15,9	22,01%	366,6	1.292,3
		central	587,2				953,8
		baixo	248,8				615,4
	Turbinas a gás de ciclo combinado (CCGT)	alto	6.565,5	45,3	62,56%	1.041,8	7.607,3
		central	5.670,5				6.712,3
		baixo	4.775,5				5.817,3
Total (central)		12.111,6	62,4	86,21%	1.435,6	13.547,2	
		2,08%	-5,51%		-5,51%	1,22%	
Total (alto)		14.059,0	62.416.400,0	86,21%	1.435,6	15.494,6	
		1,50%	-5,51%		-5,51%	0,81%	
Total (baixo)		9.970,6	62.416.400,0	86,21%	1.435,6	11.406,2	
		2,76%	-5,51%		-5,51%	1,64%	

Utilizando a ferramenta Solver, Simplex, do software Excel, inserindo as devidas restrições com a função objetivo de minimizar o custo total, de modo que a redução das térmicas de base se deu a partir do aumento nas gerações *onshore*, *offshore* e solar, entretanto, a soma destas três variáveis é limitada ao valor correspondente a 20% de aumento da inserção *offshore*, em MW de geração.

Para critérios de restrições especificou-se manter a operacionalidade das térmicas a gás, conservando-se a carga mínima. Para isto, foi considerada a capacidade total instalada, que corresponde a 32,887 MW (Digest, 2018), e limitou-se a máxima redução desta geração até o fator de capacidade maior ou igual a 20%. As tecnologias de pico não foram alteradas, portanto mantiveram os valores referidos na tabela 7 e estão somados aos valores demonstrados na tabela 9.

As restrições aplicadas às variáveis envolveram também o aumento percentual para *onshore* e solar menor ou igual à 5% no percentual de cada uma destas gerações e a soma total da geração, consideradas *offshore*, *onshore* e solar restrita a menor ou igual a 65,68 TWh, valor correspondente ao acréscimo de 20% na geração eólica *offshore*, 20,9, eólicas *onshore*, 29,10 e solar, 11,5 TWh no ano de 2017.

Os respetivos percentuais de aumento após a simulação foram de 5% para a geração solar e 5% para a eólica *onshore*, resultando no aumento na geração total de referência de 3,4 para 3,57% e de 8,60 para 9,03%. Para a eólica *offshore* o aumento foi de 10,29%, alterando a participação na geração total de 6,46 para 6,81%. Somando 20,29% de aumento, pois ao distribuir o valor de 4,18 TWh nas três gerações possibilitou esta diferença em valores percentuais.

Resultou ainda na minimização da geração térmica a carvão alterando a participação na geração total de 6,65 para 5,41%, o que é compressível pelo alto custo associado às emissões, não se alterando a geração a gás de base. Simulou-se então a minimização do custo de geração e o cenário resultou na redução da térmicas a gás, o que comprova o impacto em custos das emissões da geração a carvão, optou-se por não representar esse cenário pois o objetivo é a minimização dos custos totais.

A capacidade total de entrada de transmissão para as térmicas a carvão é de 13.341 MW. Os dados da capacidade total instalada para cada central no Reino Unido são apresentados no anexo 15. De acordo com os dados de geração para 2017 o fator de capacidade para as térmicas a carvão ficou próximo de 19%. Esta condição permite avaliar que parte das centrais foram desligadas neste período, pois, de acordo com os dados da tabela 5, a carga mínima operacional é de 30%.

Ao substituir-se na geração a carvão 4,18 TWh, a partir da inserção de 20% da geração

eólica *offshore*, representou uma redução de 18,6% na geração a carvão, o que reduz o fator de capacidade para 15,7%. De acordo com a World Nuclear Association (2019) o fator de capacidade para esta geração em 2016 correspondeu a 16,5%, portanto, pode-se considerar que este resultado está dentro da margem de possível gestão.

Ao demonstrar os resultados com os valores central, alto e baixo pretendeu-se representar a sensibilidade do aumento nas gerações renováveis consideradas, para as variações em custos, comparados ao cenário de referência. Estas variações resultaram num maior impacto no custo de geração ao considerar baixos valores, devido ao custo associado para geração a carvão, o qual é significativamente menor ao considerar-se o valor baixo. Ao observar-se o custo total o aumento é reduzido dado aos custos de emissões. O impacto ao ter-se em consideração os valores mais elevados é menor.

Ao comparar-se as tabelas 8 e 9 percebe-se que para o mesmo percentual de redução em emissões de CO₂ o aumento do custo total foi reduzido, passando de 1.93% para 1.22%, ao combinar as gerações eólicas *onshore*, *offshore* e solar.

Conclui-se que foi encontrado um cenário ideal, que é demonstrado na tabela 9, e este coincide com a tendência de acontecimentos recentes no Reino Unido.

No ano de 2018 a geração de eletricidade diminuiu em 1,6%, em relação a 2017, a redução da geração a carvão foi de 6,7 para 5,1%, a geração a gás de 40,4 para 39,5%. O declínio destas gerações foi causado pelo aumento das gerações renováveis de 29,2 para 33%, as gerações eólicas e solar passaram de 18,2 para 21% em participação no *mix*, suprimindo a redução das nucleares, devido a interrupções e manutenções, de 20,8 para 19,5% (UK Energy in Brief, 2019, p.27).

Este cenário é definido como cenário de equilíbrio pois permite a minimização das emissões com o menor percentual em aumento do custo total. Ao comparar-se os cenários 1 e 2 percebe-se que a geração eólica *offshore* apresenta alto potencial para a redução das emissões de CO₂, entretanto, ainda enfrenta as restrições de custos, o que permite demonstrar a complementaridade das renováveis neste aspeto, potenciando a redução das emissões e permitindo a gestão do custo. Este cenário objetivou demonstrar o potencial da geração *offshore* na redução de emissões de CO₂ e o impacto económico associado. Considera-se que o cenário adotado foi conservador pelo fato de aumentar a participação

das gerações eólicas e solar abaixo do valor real em 2018 e por preocupar-se em manter as térmicas a gás operacionais, possibilitando rápido despacho. Considerou-se não haver comprometimento da segurança dado o fator de redução aplicado a estas tecnologias, as precisões em previsibilidades, e aos históricos de redução nas térmicas a carvão que demonstram haver estrutura de geração. Este cenário será demonstrado associado as tecnologias de armazenamento, como se observa no capítulo 6.

5.2 Cenário de geração para 2030

De acordo com dados da Renewable UK (2019) o atual fator de capacidade médio para a geração eólica *offshore* corresponde a 38.36% e alcançará 47.3% nas próximas instalações. Entretanto, a partir dos dados de geração de 2018 encontrou-se um fator de capacidade médio entre 34 e 35.7%. Para evitar a maximização dos valores arbitrou-se como fator de capacidade para as instalações futuras 44%, que resulta da diferença entre 47.3% e a média de 34 a 35.7%.

Considerando as premissas de reduções, referidas na seção 4.4, o total de emissões de CO₂ entre 2028 e 2030 deverá estar em aproximadamente 256,4 Mt, ao se considerar a mesma participação percentual ao setor de geração elétrica, o total de emissões para este setor, entre 2028 e 2032, resultará em aproximadamente 49,7 Mt. O custo para emissões deverá subir para 70 libras por tonelada até 2030 (World Nuclear Association, 2019).

O consumo de ponta atual é de 57 GW e a previsão para 2030 está entre 65 e 67 GW, e a geração em 2017 para suprir o consumo foi de 338,5 TWh, considerada a curva de duração de carga (figura 19) aproximadamente 500 horas (5,7% do tempo) correspondem ao consumo de ponta. Não é possível determinar a curva de duração de cargas, pelo que considerado o aumento para 67 GW em ponta, somados ao aumento em mesma proporção do consumo restante, exige-se do sistema 397,9 TWh de geração.

Considerada a capacidade eólica *offshore* instalada, conforme o anexo 5, de 8,5 GW, a capacidade adicional corresponde a 21,49 GW, somando os 30 GW previstos, com fator de capacidade de 44%, resulta em aproximadamente 108,2 TWh correspondentes a esta geração. Entretanto, ao se aplicar o fator de redução de capacidade 43%, conforme referido na seção 5.1, resulta em 72,56 TWh em capacidade total confiável de geração *offshore*.

“Os fatores de carga em 2016 foram de 78% para nuclear, 49% para CCGT e 38% para outras centrais térmicas (incluindo carvão - 16,5%), 27,9% para eólica (23,7% em terra e 36% no mar) e 11% para energia solar.” (World Nuclear Association, 2019).

De acordo com a World Nuclear Association 16 GWe deverão ser instalados até 2030, adicionais à atual capacidade de geração nuclear, a qual atende aproximadamente 21% do consumo. Entretanto, desta capacidade atual quase metade será desativada até 2025. A capacidade atual instalada corresponde a 9,5 GWe e até 2030 serão desativados 7,69 GWe, resultando para 2030 em 17,81 GWe de capacidade instalada, considerando o fator de capacidade de 78%, resulta em 121,7 TWh em geração.

As gerações a carvão serão extintas, mencionou-se na secção 4.4, e as gerações a gás reduzidas. Ao inserir-se os dados de aumento da capacidade em geração eólica *offshore* e nuclear, anulada a geração a carvão e considerado a previsão de consumo para 2030, encontrou-se capacidade suficiente para reduzir a geração a gás.

Não foram consideradas alterações em capacidade de geração eólica *onshore* e solar. Os valores resultantes em respetivo percentual de contribuição na total geração foram 18,24% para a eólica *offshore*, 30,59% para a nuclear e 29,04% para a gás. Considerou-se as mesmas 500 horas de geração de pico (33,5 TWh) e deste valor 12,2% destinado as térmicas de pico (4,09 TWh). A redução em participação no total da geração para as térmicas a gás foi de 11,35%, percentual que poderá ser maior ao considerar outras inserções em gerações.

De acordo com o Trading Economics (2019) a taxa média de inflação no Reino Unido de 1989 até 2019 foi de 2,7%, pelo que se assumiu este valor para a determinação do valor atualizado dos custos e o período de 12 anos pois os dados utilizados são de 2017 e 2018. Observa-se na tabela 10 o valor atualizado líquido (VAL) ao descontar a taxa de inflação, resultou no aumento em 20.97% no custo de geração, considerado o cenário de referência (tabela 7), representando um aumento nos custos, dado que a geração aumentou em 14,90%. Para os custos totais pode-se observar uma maior percentagem de aumento, de 22,16%, associado ao aumento nos custos de emissões, como pode ser observado ao percentual de aumento neste custo de 31,48%.

Neste cenário as gerações fósseis respondem por 58,23% dos custos totais, associado ao

aumento do LCOE principalmente pelas previsões em aumento no custo de emissões.

Tabela 10 – Cenário de geração para 2030

Sistema		Custo da geração (M£)		Emissões Mt CO2 eq.	Emissões (%)	Custo emissões (M£)	Custo total (M£)
Tecnologias de pico	turbinas a gás de ciclo combinado classe H (CCGT)	alto	204,4	00,7	1,40%	48,6	253,0
		central	202,3				250,9
		baixo	198,2				246,9
	Turbinas a gás de ciclo aberto 600Mw (500 h) (OCGT)	alto	457,7	00,7	1,40%	48,6	506,4
		central	437,3				485,9
		baixo	423,0				471,6
Tecnologias renováveis	Eólica <i>offshore</i>	alto	7.909,0	00,0	0,00%	00,0	7.909,0
		central	6.965,8				6.965,8
		baixo	6.167,6				6.167,6
	Eólica <i>onshore</i> > 5MW	alto	2.095,2	00,0	0,00%	00,0	2.095,2
		central	1.746,0				1.746,0
		baixo	1.309,5				1.309,5
	Solar PV larga escala	alto	839,5	00,0	0,00%	00,0	839,5
		central	690,0				690,0
		baixo	598,0				598,0
base	Turbinas a gás de ciclo combinado (CCGT)	alto	10.721,8	37,9	76,25%	2.652,6	13.374,4
		central	9.718,7				12.371,3
		baixo	9.050,0				11.702,6
Total		19.760,1	39,3	79,04%	2.749,9	22.509,9	
VAL		14.353,0			1.997,4	16.350,4	
		20,97%		-40,53%	31,48%	22,16%	

Para as emissões de CO₂ pode-se observar a redução em 40,53%, considerado o cenário de referência, o que demonstra o potencial em reduções da geração eólica *offshore*. Conforme referido na seção 4.4 a concretização deste cenário está associada a variáveis e fatores incertos. Entretanto, para garantir-se a viabilidade técnica desta percentagem de inserção *offshore* conta-se com a redução dos custos em tecnologias de baterias, aumentando assim a participação destas também na geração distribuída e ao aumento de capacidade em sistemas hídricos de bombagem para atuação em *backup*.

6. Análise impacto do armazenamento

Para alcançar o melhor aproveitamento do recurso eólico *offshore* foram consideradas medidas como a utilização do armazenamento de energia, para assegurar a fiabilidade do sistema, garantindo maior participação desta geração. Devido ao elevado custo das tecnologias de baterias, mesmo em previsões para 2030, foram considerados apenas a composição dos cenários com inserção de capacidade em reservatórios hídricos de bombagem, dado o potencial que o Reino Unido possui para esta tecnologia.

6.1 Cenário atual com armazenamento

Para o cenário atual, em primeiro considerou-se o cenário 1, e para este a inserção do armazenamento deu-se gradualmente de 5 até 15% da geração eólica *offshore*, 20.9 TWh. O valor acrescido de armazenamento foi adicionado em 43% ao fator de capacidade geração eólica *offshore* pela gestão de intermitência. O fator de capacidade foi de 34,8%, dada a capacidade instalada de 6,84 GW em 2017 e a geração de 20,9 TWh, resultando em 15% da inserção da geração, 34,8 multiplicado por 43%.

Para 5% resulta em 1,05 TWh de armazenamento, 0,16 TWh pelo aumento da inserção *offshore* deduzidos da geração a gás de base. Os custos e emissões resultantes observam-se na tabela 11.

Tabela 11 – Armazenamento adicionado ao cenário 1, cenário de referência

Inserção PHS/Offshore	Custo total da geração + armazenamento (M£)	Emissões Mt CO2 eq.	Emissões (%)	Custo emissões (M£)	Custo total (M£)
(+5%)	12.013,1	66,0	91,16%	1.518	13.531,1
	1,25%	-0,08%		-0,08%	1,10%
(+10%)	12.161,1	65,9	91,09%	1.517	13.677,9
	2,49%	-0,16%		-0,16%	2,19%
(+15%)	12.309,1	65,9	91,01%	1.516	13.824,6
	3,74%	-0,24%		-0,24%	3,29%

Considerou-se o valor central para custos de geração, e os percentuais estão referidos ao cenário 1. Os dados demonstram o potencial em redução de emissões, entretanto, os custos demonstram-se maiores na comparação com a tabela 7. As reduções em emissões

estão associadas à redução na geração a gás de base. Considerou-se não haver emissões na geração para o armazenamento hídrico de bombagem, visto que essas estão condicionadas à instalação, associadas ao clima, dificultando a determinação, e representam normalmente um valor baixo adicionado ao ciclo de vida.

Simulou-se o cenário 2 com adição de armazenamento, mas para a geração eólica *offshore* considerou-se 10% ao invés de 10,29%, para o arredondamento em 20%. Para os dados de emissões de CO₂ assumiu-se a geração, conforme o cenário 2, e considerou-se que não há emissões para este sistema de armazenamento na geração.

A análise seguiu-se em inserções graduais na capacidade armazenamento hídrico por bombagem proporcionalmente à geração eólica *offshore*, *onshore* e solar. Para atender à geração necessária de 1,05 TWh, 5%, é requerida a capacidade nominal de 154 MW, considerada a eficiência média de 77,5%, aproximadamente 140 mil m³ de capacidade potencial, dada a densidade de energia média de 1,1 Wh/l.

Ao adicionar-se 20% em capacidade de armazenamento considerou-se que 15% da geração eólica é acrescida em 15%, dado ao fato de não estar suscetível a intermitência associada a segurança fornecida pela reserva, como viu-se para a tabela 11, e este valor adicional reduziu-se da geração em térmicas a gás de base. Em 5% será considerado o aumento em 17% para o fator de capacidade solar, considerado 11% de acordo com os dados de 2016, e o aumento em geração resulta em 1,9%.

Tabela 12 – Armazenamento adicionado ao cenário 2, cenário de equilíbrio

Inserção PHS/Offshore	Custo total da geração + armazenamento (M£)	Emissões Mt CO ₂ eq.	Emissões (%)	Custo emissões (M£)	Custo total (M£)
(+5% PHS 154 MW	12.312,8	62,4	86,18%	1.435,1	13.734,2
	3,77%	-5,54%		-5,54%	2,61%
(+10% PHS 308 MW	12.460,8	62,3	86,11%	1.433,8	13.881,0
	5,02%	-5,62%		-5,62%	3,71%
(+15% PHS 462 MW	12.608,8	62,3	86,03%	1.432,6	14.027,8
	6,27%	-5,70%		-5,70%	4,81%
(+20% PHS 607 MW	12.693,4	62,3	86,03%	1.432,5	14.112,3
	6,98%	-5,71%		-5,71%	5,44%

Para se suprir os 20%, correspondente a 4.12 TWh foi necessária uma capacidade de aproximadamente 607 MW, necessitando-se de aproximadamente 552 mil m³.

Para esta representação considerou-se o valor central, observa-se que há um alto potencial em redução de emissões, como já se demonstrou na tabela 12. Neste caso maior, pois considera-se a substituição do percentual de aumento da capacidade das renováveis em térmicas a gás. Contudo, os custos em valores percentuais referidos ao cenário 1 tornam-se significativamente maiores.

Considera-se que as tecnologias de armazenamento representam um recurso de *backup*, contribuindo para a estabilidade do sistema e com possibilidade de acionamento como complemento, não apenas a geração eólica *offshore*, mas *onshore* e solar, ou situações de manutenções em térmicas, necessitando de avaliação ampla não contida apenas no impacto económico.

6.2 Cenário para 2030 com armazenamento

No cenário para 2030, dado a alta penetração em geração eólica *offshore* prevista, para o caso de esse cenário se concretizar, a segurança do sistema requer outras medidas, conforme mencionado na seção 5.2.

A análise seguiu-se com inserções graduais em 5% de armazenamento, considerando-se a geração eólica *offshore*, 72,56 TWh, até 15%. Para suprir 15% de geração *offshore*, a capacidade requerida em armazenamento é de aproximadamente 1,6 GW, considerando-se a eficiência média do sistema de 77,5%, e aproximadamente 1.455 mil m³.

Para se considerar-se o aumento da capacidade *offshore* foi acrescido 43% ao fator de capacidade considerado, 44%, resultando em 19% de aumento para essa geração. Como o custo do armazenamento hídrico de bombagem manteve-se constante nas previsões até 2030, a simulação configurou-se na redução de emissões e acréscimo ao custo de geração, tal como se pode observar na tabela 13.

Demonstrou-se os custos considerados os valores centrais, comparando-se em valores percentuais ao cenário de 2030, referido na tabela 13 como 2030, e ao cenário de referência.

Tabela 13 – Armazenamento adicionado ao cenário de 2030

Inserção PHS/Offshore	Custo total da geração + armazenamento (M£)	Emissões Mt CO2 eq.	Emissões (%)	custo emissões (M£)	Custo total (M£)	
(+)5%	Total	20.237,2	39,1	78,57	2.733,5	22.922,0
	2030	2,41%	-0,59%		-0,59%	1,83%
	VAL	14.699,6	-40,88%		1.985,5	16.649,8
	Referência	23,89%			30,69%	24,40%
(+)10%	Total	20.714,3	38,8	78,10	2.717,2	23.382,8
	2030	4,83%	-1,19%		-1,19%	3,88%
	VAL	15.046,1	-41,23%		1.973,7	16.984,4
	Referência	26,81%			29,91%	26,90%
(+)15%	Total	21.191,3	38,6	77,63	2.700,8	23.843,5
	2030	7,24%	-1,78%		-1,78%	5,92%
	VAL	15.392,6	-41,59%		1.961,8	17.319,1
	Referência	29,73%			29,13%	29,40%

Os valores referidos na tabela 13 demonstram aumento nos custos pela inserção de reservatórios hídricos de bombagem, como esperado, pois os custos destas tecnologias mantiveram-se iguais para 2030. Observa-se uma redução em emissões associadas as substituições nas térmicas a gás.

Considerando-se o aumento percentual em relação ao cenário de 2030 os valores são de menor impacto. Se pode observar que com 15% de inserção em tecnologias de armazenamento o aumento percentual no custo total é menor ao custo de geração, considerado o cenário de referência, o que demonstra o impacto na redução de emissões.

Alguns fatores como a segurança e a confiabilidade do sistema precisam ser preservados na indústria da energia, e a confiabilidade está diretamente associada a não ocorrência de interrupções não programadas, observou-se na secção 2.3. Ao aumentar a penetração de gerações renováveis, conforme as previsões para 2030, faz-se essencial considerar-se sistemas de *backup*, evitando assim que as ocorrências de eventos imprevistos possam impactar na operacionalidade do sistema.

7. Conclusões e trabalhos futuros

7.1 Conclusões

Ao encerramento deste trabalho conclui-se que a geração eólica *offshore* possui alto potencial para contribuir para a redução de emissões, e este potencial não se limita ao Reino Unido. O desenvolvimento em tecnologias de aerogeradores, materiais e fundações permitiu diminuir as emissões para o ciclo de vida, através do aumento da capacidade de geração. Para além do benefício em substituição das gerações poluentes outra vantagem é a utilização do espaço marinho, evitando assim a ocupação em áreas produtivas e a segurança ao evitar a dependência em importações de recursos.

A geração *offshore* é recente, principalmente ao se comparar com a geração hidroelétrica. Entretanto, como a geração eólica *onshore* alcançou a maturidade assumindo valores competitivos, é importante encontrar as resoluções necessárias para o amadurecimento da geração *offshore*, pelo que é importante a elaboração de estudos académicos para analisar o aumento da capacidade instalada, com o objetivo de detetar padrões, entraves e soluções.

Ao analisar-se os dados de velocidades de ventos apresentou-se densidades de probabilidades bem definidas, comprovando-se que estes seguem padrões. Para a caracterização do estudo de caso demonstrou-se a capacidade *offshore* instalada e a descrição dos parques eólicos selecionados. Então, com base nas informações técnicas de cada instalação, determinou-se a produção teórica a partir do potencial de vento, demonstrando-se elevado, caracterizando assim os perfis de produção horárias em cada mês. A densidade do ar demonstrou-se relevante para a determinação da potência eólica, sendo que a produção nos meses de verão decresce em função da redução da densidade, mesmo quando há mesma velocidade de vento.

Determinou-se os respetivos fatores de capacidades, os quais demonstraram um percentual de discrepância para com os dados reais. Optou-se então por analisar períodos anuais de geração e verificar-se a aproximação de fatores de capacidade real e teórico. Desta forma pode-se avaliar que há consistência nos dados demonstrados pela recorrência a processos de validação.

Avaliou-se a complementaridade dos parques posicionados em diferentes regiões. Para isto adicionou-se um parque localizado na costa oeste, confirmando-se não haver uma complementação pela análise de correlação, pois não se encontrou valores negativos para os parques considerados.

Caracterizou-se o perfil do consumo no Reino Unido, a fim de encontrar os períodos anuais e horários em ocorrência de maior consumo, validando estes de acordo com os dados governamentais existentes. A partir desta definição o foco direcionou-se para os meses de inverno quando ocorre a maior procura.

Determinou-se a correlação dos perfis de geração e consumo, os quais demonstraram fraca correlação e para o Scroby Sands uma tendência divergente, levando à avaliação de que as tecnologias de armazenamento de energia possibilitam assegurar um melhor aproveitamento da geração. Definiu-se o cenário atual de geração, com as tecnologias consideradas, obtendo-se um cenário de referência para as considerações de aumento da geração *offshore*, reduções de emissões e variações em custos.

Ao avaliar os cenários pode-se concluir que a geração eólica *offshore*, apesar de ter impacto no aumento dos custos, mesmo com baixa participação, possui potencial na redução de emissões de CO₂, e quando associada às gerações eólica *onshore* e solar permite redução nos custos de geração e de emissões. Simulou-se conservadoramente os aumentos, de modo a manter-se a fiabilidade e segurança do sistema e um aumento aceitável de custos. Para o cenário de 2030 avaliou-se como otimista pela alta penetração *offshore* prevista e as variáveis associadas a isso.

Ao incluir as tecnologias de armazenamento, nomeadamente de hídricas reversíveis, o custo aumentou, no entanto, estas aumentam a participação das gerações renováveis pela redução da incerteza. Assume-se que em uma matriz com alta penetração renovável é necessário considerar algum percentual em armazenamento para manter-se a segurança e confiabilidade do sistema.

Este trabalho contribuiu em novos conhecimentos ao associar os perfis de geração e consumo, na representação de emissões e custos resultantes a cada inserção de geração *offshore*, bem como a redução de custos em conjunto com a geração eólica a *onshore* e

solar. Demonstrou-se os custos associados as emissões e principalmente o impacto destes em perspetivas futuras.

7.2 Trabalhos futuros

Para os trabalhos futuros pode-se considerar:

- Uma análise ampla de complementaridade entre parques, envolvendo a geração *onshore*.
- A verificação do potencial de complementaridade entre as gerações renováveis.
- Uma análise combinatória das gerações renováveis com medidas de gestão de consumo, considerando principalmente o panorama industrial e o aumento em veículos elétricos.
- Pode-se sugerir ainda uma avaliação em detalhes para as perspetivas de 2030, compondo assim o cenário completo.

8. Referências

Aalders, I.; Amponsah, N. Y.; Hough, R. L.; Kington, B.; Troldborg, M.; Greenhouse gas emissions from renewable energy sources: A review of lifecycle considerations, 2014 published in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.087>

AboGaleela, M.; El-Marsafawy, M.; El-Sobki, M.; Optimal Scheme with Load Forecasting for Demand Side Management (DSM) in Residential Areas, 2013, published in *Energy and Power Engineering*, available at: <http://www.scirp.org/journal/epe>

Adacheski, P. A.; Beruski, G. C.; Leite, M. De L.; Oliveira, A. V. de; Virgens Filho, J. S. das; Probabilistic analysis of the average speed and characterization of the predominant wind direction in the city of Lapa/PR, RA'EGA, Curitiba, n. 17, p. 65-75, 2009. Editora UFPR

Alam, Md. M.; Al-Hadhrami, L. M.; Rehman, S.; Pumped hydro energy storage system: A technological review, 2015, published in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>

Ali, S. M.; Anwar, S. M.; Farid, U.; Jawad, M.; Khan, B.; Khan, J.; Majid, M.; Mehmood, C. A.; Shaukat, N.; Ullah, Z.; A survey on electric vehicle transportation within smart grid system, 2018 published in *Renewable and Sustainable Energy Reviews* available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.092>

Almeida, A. T. de; Moura, P. S.; The role of demand-side management in the grid integration of wind power, 2010, published in *Applied Energy*, available at: <https://doi:10.1016/j.apenergy.2010.03.019>

Angus, A.; Brennan, F.; Ioannou, A.; Parametric CAPEX, OPEX, and LCOE expressions for offshore wind farms based on global deployment parameters, 2018 published on *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy* available at: <https://doi.org/10.1080/15567249.2018.1461150>

Araújo, A. A. da C.; Análise da fiabilidade de um parque eólico, 2008, Tese submetida no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores Major de Energia, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Ardal, A.; Cutululis, N. A.; D'Arco, S.; Estanquero, A.; Flynn, D.; ; Gómez, E.; Hansen, A. D.; Menemenlis, N.; Smith, C.; Sorensen, P.; Rather, Z.; Wang, Y.; Technical impacts of high penetration levels of wind power on power system stability, 2016 available WIREs Energy Environ 2017, 6:e216. doi: 10.1002/wene.216

Asensio, M.; Contreras, j.; Montoya-Bueno, S.; Muñoz-Delgado, G.; Quevedo, P. M. de; Joint RES and Distribution Network Expansion Planning Under a Demand Response Framework, Chapter 4 Demand Response Modeling, 2016 Elsevier

A.T. Kearney Energy Transition Institute; Wind Power Global onshore growth, European offshore bet, 2019 found on January 30 at:<http://www.energy-transition-institute.com/Insights/Wind.html>

A.T. Kearney Energy Transition Institute, Wind Power Growth onshore, hope offshore, 2019

Aurora Energy Research, The new economics of offshore wind, January 2018, available at: <https://www.auroraer.com/wp-content/uploads/2018/01/The-new-economics-of-offshore-wind.-Aurora-Energy-Research-Report..pdf>

Awerbuch, S.; Portfolio-based electricity generation planning: Policy implications for renewable and energy security, 2004, Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change (2006) 11: 693–710 Springer 2006 DOI: 10.1007/s11027-006-4754-4

Backhouse, F.; The Great Smog of London, 2018 published in Encyclopedia Britannica, found on May 30, available at: <https://www.britannica.com/event/Great-Smog-of-London#accordion-article-history>

Babić, U.; Hentschel, J.; Spliethoff, H.; A parametric approach for the valuation of power plant flexibility options, 2016 published in Energy Reports available at: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2016.03.002>

Bawadi, M.A.; Majid, T.A.; Sanusi, S.A.M.; Shamshad, A.; Wan Hussin, W.M.A.; First and second order Markov chain models for synthetic generation of wind speed time series, 2003 found at: <https://www.researchgate.net/publication/256080160>

BEIS (Department for Business, Energy & Industrial Strategy), Energy Consumption in UK, July 2018.

BEIS (Department for Business, Energy & Industrial Strategy), Updated Energy and Emissions Projections 2018, April 2019

Biscoe, J.; History of public supply in the UK, 2019 found in May 17 at: http://www.engineering-timelines.com/how/electricity/electricity_07.asp

Brehm, C. A.; Nitica, A. T.; Richard, C. L.; Schweitzer III, G. D.; Zame, K. K.; Smart grid and energy storage: Policy recommendations, 2018, published in Renewable and Sustainable Energy Reviews, available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.011>

Brod, C.; Hull, R.; Turner, K.; The Case for Pumped Storage Hydro in the UK's Energy Mix, 2018, Centre for Energy Policy International Public Policy Institute University of Strathclyde, available at: https://strathprints.strath.ac.uk/66242/8/Brod_etal_IPPI_2018_Pumped_Storage_Hydro_in_the_UKs_Energy_Mix.pdf

Cambridge Solar, Solar panels in Cambridge, 2019 found in July 20, available at: <https://www.cambridge-solar.co.uk/solar-pv-cambridge>

Campos, A. de; Gerenciamento Pelo Lado da demanda: Um Estudo de Caso, 2004, Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Instituto de Física / Faculdade de Economia e Administração) para a obtenção do título de Mestre em Energia.

Carneiro, J.; Energia Eólica Energia– do carbono às renováveis, 3º Ano da Licenciatura em Ciências do Ambiente, 2018, Notas de aula Universidade do Minho, found in April 9, at:

<https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/22408/1/Energia%20E%C3%B3lica.pdf>

Cefas, Contract AE0262 Scroby Sands Offshore Wind Farm – Coastal Processes Monitoring. Final Report for the Department of Trade and Industry, 3 July 2006, Cefas Lowestoft Laboratory

Clarke, J.; Dooner, M.; Luo, X.; Wang, J.; Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, 2015, published in *Applied Energy*, available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>

COM 718 final, European Commission, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Communication on strengthening Europe's energy networks, Brussels, 23.11.2017.

Climate data, Clima Londres, 2019, acesso em 12 julho de 2019, disponível em : <https://pt.climate-data.org/europa/reino-unido/inglaterra/londres-1/>

Cormos, C.; Integrated assessment of IGCC power generation technology with carbon capture and storage (CCS), 2012 published in *Energy* available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.03.025>

Corso, L. L.; LIPOSKI, J.; Pasqual, A. L. K; Aplicação de cadeias de Markov para determinação de probabilidades de estados climáticos na cidade de Caxias do Sul, 2016 XXXVI Encontro Nacional de Engenharia de Produção, Contribuições da Engenharia de Produção para Melhores Práticas de Gestão e Modernização do Brasil, João Pessoa/PB, Brasil, de 03 a 06 de outubro de 2016.

Couture, T.; Gagnon, Y.; An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment, 2010, published in *Energy Policy*, available at: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.10.047>

Cox, E.; Assessing long-term energy security: The case of electricity in the United Kingdom, 2018, published in Renewable and Sustainable Energy Reviews, available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.084>

Dahllöf, L.; Romare, M.; The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries A Study with Focus on Current Technology and Batteries for light-duty vehicles, 2017 IVL Swedish Environmental Research Institute available at: <https://www.ivl.se/download/18.5922281715bdaebede9559/1496046218976/C243+The+life+cycle+energy+consumption+and+CO2+emissions+from+lithium+ion+batteries+.pdf>

Deihimi, M.H. ; Meyabadi, A. F.; A review of demand-side management: Reconsidering theoretical framework, 2017, Published in Renewable and Sustainable Energy Reviews, available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.207>

Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Electricity Generation Costs November 2016, available at: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566567/BEIS_Electricity_Generation_Cost_Report.pdf

Department of Energy & Climate Change, Electricity Generation Costs (December 2013), available at: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/269888/131217_Electricity_Generation_costs_report_December_2013_Final.pdf

DeMeo, E. A.; Grant, W.; Milligan, M. R.; Schuerger, M. J.; Wind Plant Integration, costs, Status and Issues, November/December 2005, IEEE power & energy magazine

Denholm, P.; Kulcinski, G. L.; Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems, 2004 published in Energy Conversion and Management available at: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2003.10.014>

Dietrich, D.; Palensky, P.; Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads, 2011, Published in IEEE Transactions on Industrial Informatics, VOL. 7, NO. 3, August 2011, available at: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5930335>

Digest (Digest of United Kingdom Energy Statistics), Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), July 2018. Found at: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/736148/DUKES_2018.pdf

DNV-GL, Study on UK Offshore Wind Variability, The Crown State Commissioners, 2016.

Dudgeon Offshore Wind Farm, available at: <http://dudgeonoffshorewind.co.uk/index.php>

EEA European Environment Agency - Europe's onshore and offshore wind energy potential an assessment of environmental and economic constraints, EEA Technical report, Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2009.

Elexon, Rolling System Demand, Historic, 2019 found in April 11, available at: <https://www.bmreports.com/bmrs/?q=demand/rollingsystemdemand/historic>

Emeis, S.; Wind Energy Meteorology Atmospheric Physics for Wind Power Generation, Second Edition, Springer International Publishing AG, part of Springer Nature 2018.

Energy UK, Pathways for the GB Electricity Sector to 2030, Full report | February 2016

Erol-Kantarci, M.; Rachedi, A.; Radenkovic, M.; Rehmani, M. H.; Reisslein, M.; Integrating Renewable Energy Resources Into the Smart Grid: Recent Developments in Information and Communication Technologies, 2018 published in *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, no. 7, pp. 2814-2825, available at: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8325326>

Estanqueiro, A.; Gomez, E.; Holttinen, H.; Lange, B.; Meibom, P.; O'Malley, M.; Orths, A.; Smith, J. C.; Söder, L.; Strbac, G.; Tande, J. O.; van Hulle, F.; Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration, 2009, published online 16 June 2010 in Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com).

ETIPwind, Strategic Research and Innovation Agenda, 2018, found at: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/ETIPWind-strategic-research-and-innovation-agenda-2018.pdf>

European Commission, Directorate-General for Energy, Market Observatory for Energy, 2018, DG Energy Volume 10 (issue 4; fourth quarter of 2017)

European Commission, Directorate-General for Energy, Notice to stakeholders, Brussels, 7 March 2018.

EU action on energy and climate change, 2017 Landscape Review, European Court of Auditors, available at: https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/LR17_01/LR_ENERGY_AND_CLIMATE_EN.pdf

Evans, S.; The amount of electricity generated in the UK last year fell to its lowest level in a quarter century, Carbon Brief analysis shows, 2019, found in June 14, available at: <https://www.carbonbrief.org/analysis-uk-electricity-generation-2018-falls-to-lowest-since-1994>

Evans, S.; Pearce, R.; Energy Mapped: How the UK generates its electricity, 2015, Carbon Brief Clear on Climate, found on December 15 at: <https://www.carbonbrief.org/mapped-how-the-uk-generates-its-electricity>

Exchange-rates, taxas de câmbio/ taxas da libra esterlina em 15/06/2018/dólar americano, found in July 03 available at: <https://pt.exchange-rates.org/Rate/GBP/USD/15-06-2018>

Ferreira, A., Wind Energy 1st part, 2018, EFS, RES, class notes, Coimbra University.

Figueiredo, N. M. dos Santos Carvalho; Electricity Market Integration and Spot Price Convergence in a Context of High Penetration of Renewables, 2016, University of Coimbra PhD Thesis in Sustainable Energy Systems supervised by Professor Patrícia Pereira da Silva, submitted to the Faculty of Sciences and Technology.

4C Offshore, London Array Wind Farm, 2019 found in February 07, available at:
<https://www.4coffshore.com/windfarms/london-array-united-kingdom-uk14.html>
<https://www.4coffshore.com/windfarms/contracts-on-dudgeon-uk04.html>
<https://www.4coffshore.com/windfarms/scroby-sands-united-kingdom-uk23.html>

Foxwell, D.; 2019 to be a record year for European offshore wind, published in 30 April, found in May 10, 2019 at: https://www.owjonline.com/news/view,2019-to-be-a-record-year-for-european-offshore-wind_51620.htm

Geels, F. W.; Hodson, M.; McMeekin, A.; Mapping the winds of whole system reconfiguration: Analysing low-carbon transformations across production, distribution and consumption in the UK electricity system (1990 –2016), 2018 published in Research Policy, available at: <https://doi.org/10.1016/j.respol.2018.12.007>

Gomides, J. E., A definição do problema de pesquisa a chave para o sucesso da pesquisa, Revista do Centro de Ensino Superior de Catalão - CESUC - Ano IV - nº 06 - 1º Semestre – 2002.

Gonzalez-Salazar, M. A.; Kirsten, T.; Prchlik, L.; Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables, 2018 published in Renewable and Sustainable Energy Reviews available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.278>

Gov.uk Digest of UK energy statistics, Chapter 4 Natural Gas, 2018 available at: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/820685/Chapter_4.pdf

Grey Cells Energy, Load Duration Curves and Peak Demand, 2019 found in February 15 available at: <https://greycellsenergy.com/articles-analysis/load-duration-curves-and-peak-demand/>

Guarnieri, R. A.; Martins, F. R.; Pereira, E. B.; O aproveitamento da energia eólica (The wind energy resource), 2007, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, São José dos Campos, SP, Brasil, Revista Brasileira de Ensino de Física, v. 30, n. 1, 1304 (2008) www.sbfisica.org.br

Henze, V.; Battery Power's Latest Plunge in Costs Threatens Coal, Gas, published in March 26, 2019, found in March 27 at: <https://about.bnef.com/blog/battery-powers-latest-plunge-costs-threatens-coal-gas/>

House of Commons Exiting the European Union Committee, Brexit impact: 58 sectors assessed, Electricity and Renewables Sector Report, 01.11.17.

House of Commons Business, Energy and Industrial Strategy Committee, Electric vehicles: driving the transition - Fourteenth Report of Session 2017–19, Published on 19 October 2018.

Hu, S.; Rasmussen, C. N.; Wu, O.; Xu, H.; Zhao, H.; Review of energy storage system for wind power integration support, 2015, published in Applied Energy, available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.103>

Hutchinson, A.; Morrey, D.; Raugei, M.; Can electric vehicles significantly reduce our dependence on non-renewable energy? Scenarios of compact vehicles in the UK as a case in point, 2018 Published in Journal of Cleaner Production, available at: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.08.107>

IEA Wind Task 26: The Past and Future Cost of Wind Energy, Technical Report May 2012.

International Energy Agency, Renewable Energy for Industry: Offshore Wind in Northern Europe, Cédric Philibert, Renewable Energy Division, May 2018.

International Energy Agency (IEA), Commentary: Battery storage is (almost) ready to play the flexibility game, 2019 found in May 10, at:

<https://www.iea.org/newsroom/news/2019/february/battery-storage-is-almost-ready-to-play-the-flexibility-game.html>

IRENA - International Renewable Energy Agency; Electricity Storage and Renewables: costs and markets to 2030, October 2017.

IRENA – International Renewable Energy Agency; Renewable Power Generation Costs in 2017, 2018.

Istvan, R.; Grid Scale Battery Nonsense 2019, published in April 5, 2019, found in April 7 at: <https://wattsupwiththat.com/2019/04/05/grid-scale-battery-nonsense-2019/>

Jacobsen, H. K.; Schröder, S. T.; Curtailment of renewable generation: Economic optimality and incentives, 2011 DTU Management Engineering, Technical University of Denmark, Energy Systems Analysis, published in Energy Policy, available at: www.elsevier.com/locate/enpol

Joos, M.; Staffell, I.; Short-term integration costs of variable renewable energy: Wind curtailment and balancing in Britain and Germany, 2018, Published by Elsevier, available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.01.009>

Kallehave D, Byrne BW, LeBlanc Thilsted C, Mikkelsen KK. 2015 Optimization of monopiles for offshore wind turbines. *Phil. Trans. R. Soc. A* 373: 20140100. <http://dx.doi.org/10.1098/rsta.2014.0100>

Kaltschmitt, M.; Streicher, W.; Wiese, A. Renewable Energy Technology, Economics and Environment - Springer Berlin Heidelberg New York, 2007.

Kouro, S.; Lang, Y.; Wu, B.; Zargari, N.; Power Conversion and Control of wind energy systems, 2011, Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey. All rights reserved.

Lara, I. R. de; Modelos de transição para dados binários, Tese apresentada para obtenção do título de Doutor em Agronomia. Área de concentração: Estatística e Experimentação Agronômica, Universidade de São Paulo Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”.

Layton, L.; Electric System Reliability Indices, 2004, published in Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) available at: <https://www.researchgate.net/>

Leung, D. Y.C.; Yang, Y.; Wind energy development and its environmental impact: A review, 2011 published in Renewable and Sustainable Energy Reviews, available at: [e: www.elsevier.com/locate/rser](http://www.elsevier.com/locate/rser)

Lokeshgupta, B.; Sivasubramani, S., Multi-objective dynamic economic and emission dispatch with demand side management, 2018, published in International Journal of Electrical Power & Energy Systems, available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.11.020>

Lombardi, P.; Schwabe, F.; Sharing economy as a new business model for energy storage systems, 2016 published in Applied Energy available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.016>

London Array, available at: <http://www.londonarray.com/>

Loughran, J.; Carbon emissions associated with UK's electricity generation have halved since 2012, Published Wednesday, November 15, 2017, found in March 29 at: <https://eandt.theiet.org/content/articles/2017/11/carbon-emissions-associated-with-uk-s-electricity-generation-have-halved-since-2012/>

Marques, M. dos S., Metodologia para Modelagem de Curvas Típicas de Demanda Elétrica Utilizando Redes Neurais Artificiais Considerando Variáveis Climáticas, 2014, Dissertação apresentada ao Curso de Pós-graduação Stricto Sensu da Universidade Federal do Pampa, Alegrete, Rio Grande do Sul, como requisito parcial para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica

Martins, M. E. G.; Introdução à Probabilidade e à Estatística Com complementos de Excel, Departamento de Estatística e Investigação Operacional da FCUL Sociedade Portuguesa de Estatística, junho 2005

Mathew, S. Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2006.

Mearns, E.; UK Wind Constraint Payments, Posted on September 5, 2016, found in March 27 at: <http://euanmearns.com/uk-wind-constraint-payments/>

Medeiros, L. H. C.; LCOE, LACE e ICB: Análise Comparativa dos Custos de Capital e O&M da Geração de Energia e a Curva do Pato (Duck Chart), 2017, found in May 10, available at: <https://www.linkedin.com/pulse/lcoe-lace-e-icb-an%C3%A1lise-comparativa-dos-custos-de-om-c%C3%A2mara-medeiros>

Met Office, Weather and climate, 2019, found at: <https://www.metoffice.gov.uk/about-us/contact>

Minitab, interpretar os principais resultados para correlação, 2019 encontrado em 12 de agosto de 2019, disponível em: <https://support.minitab.com/pt-br/minitab/18/help-and-how-to/statistics/basic-statistics/how-to/correlation/interpret-the-results/key-results/>

Miranda, A. M. V.; Tecnologias de Armazenamento de Energia – Identificação do Potencial e Aplicações, 2011, Dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores Major Energia, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Moura, J. T. da S.; Medição da Curva de Potência de um Aerogerador Segundo a Revisão da Norma IEC 61400-12-1, 2014 Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto em 23/07/2014 Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Moura, P.; Energy planning and sustainable development, generation planning 2017/2018 class notes, Coimbra University.

Moura, P.; Energy planning and sustainable development, Integration of Renewables 2017/2018 class notes, Coimbra University.

National Grid, Future Energy Scenarios , July 2017 available at: <http://fes.nationalgrid.com/media/1253/final-fes-2017-updated-interactive-pdf-44-amended.pdf>

National Grid, History of electricity transmission in Britain, 2019 found in May 17 at: <https://www.nationalgrid.com/group/about-us/our-history/history-electricity-transmission-britain>

National Grid, Shaping the electricity transmission system of the future, February 2019 available at: <https://www.nationalgridet.com/document/129316/download>

National Grid, Network route maps, 2019 found on May 27 at: <https://www.nationalgridet.com/network-and-assets/network-route-maps>

Newquay weather, Solar PV Generation - Live Performance Data, found in July 28, available at: <http://www.newquayweather.com/wxsolarpv.php>

NREL – National Renewable Energy Laboratory, 2016 Cost of Wind Energy Review, 2017 available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70363.pdf>

Ofgem, Reform of electricity network access and forward-looking charges: a working paper, Publication date 6th November 2017, Reports and plans available at: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/reform-electricity-network-access-and-forward-looking-charges-working-paper>

Ofgem, Review of Met Office Weather Forecast Accuracy, 2019 available at: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/111122>

Ofgem, The GB electricity transmission network, 2019, found on May 27 at: <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/gb-electricity-transmission-network>

Offshore Wind Operational Report, January – December 2017, The Crown Estate, available at: https://www.thecrownestate.co.uk/media/2400/offshore-wind-operational-report_digital.pdf

Offshore Wind Operational Report, January – December 2018, The Crown Estate, available at: <https://www.thecrownestate.co.uk/media/2950/offshore-wind-operational-report-2018.pdf>

Parker, D.; Kirkpatrick, C.; Zhang, Y.; Electricity sector reform in developing countries: an econometric assessment of the effects of privatization, competition and regulation, 2007, Published Springer Science Business Media, DOI 10.1007/s11149-007-9039-7.

Pereira, F.; Energy Storage Systems (Sistemas de Armazenamento de Energia), 2013, Instituto Superior de Engenharia do Porto; divulgação: Instalações Elétricas de Baixa Tensão, Autor: António Augusto Araújo Gomes, Editora: Publindústria.

Power Technology, London Array Offshore Wind Farm, Thames Estuary , 2019 found in June 21 available at: <https://www.power-technology.com/projects/london-array/>

Research Applications Laboratory (RAL), Forecasting for Wind Energy, 2019 found on March 18 at: <https://ral.ucar.edu/projects/wind/>

Renewable Energy Foundation, Renewable Generator, 2019, found in June 13 available at: <https://www.ref.org.uk/generators/index.php?order=techdesc&dir=asc&start=2200>
<https://www.ref.org.uk/component/content/article/62-energy-data-category/247-notes-on-large-scale-renewable-energy-generator-database>

Renewable UK, Wind Energy Statistics Explained, 2019 found on March 27 at: <https://www.renewableuk.com/page/UKWEDEExplained>

Rycroft, M.; Capacity credit: Firm power from Wind, 2011, Sustainable Energy, published March 2011 Energize, at: https://www.ee.co.za/wp-content/uploads/legacy/Energize_2011_/09_ST_02_Capacity.pdf

Rycroft, M.; Forecasting and nowcasting: Improving management of renewable resources, March 2016, Energize RE 4: Renewable Energy Supplement, EE Publishers.

Sandhu, M.; Thakur, T.; Issues, Challenges, Causes, Impacts and Utilization of Renewable Energy Sources - Grid Integration, 2014 vol. 4, Issue 3(Version 1), March 2014, pp.636-643, available <http://www.ijera.com/>

SET-Plan Offshore Wind Implementation Plan, Final adopted by SET-plan Steering Committee 13 June 2018

Scottish Renewables, The Benefits of Pumped Storage Hydro to the UK, 2016 available at: <https://www.scottishrenewables.com/publications/benefits-pumped-storage-hydro-uk/>

Statista, Monthly average daily temperatures in the United Kingdom (UK) from 2015 to 2019* (in degrees Celsius), found in June 19, available at: <https://www.statista.com/statistics/322658/monthly-average-daily-temperatures-in-the-united-kingdom-uk/>

Sheppard, Phil; National Grid's Head of Network Strategy, The issue of constraint payments, published 31st January 2014 - Energy security, found on December 5 at: <https://www.nationalgrideso.com/news/grounds-constraint>

Smith, A.; UK Offshore Wind Capacity Factors, published in 2019/03/01, found in February 06, available at: <http://energynumbers.info/uk-offshore-wind-capacity-factors>

Stoker, L.; Solar needs storage to compete in National Grid's UK Capacity Market redesign, Published: 8 Jan 2019, found in March 28 at: <https://www.energy-storage.news/news/solar-needs-storage-to-compete-in-national-grids-uk-capacity-market-redesig>

Silva, A. C. (President of the Executive Committee of Partex Oil and Gas), A segurança Energética na Europa, 2007. Instituto da Defesa Nacional, 3º Serie, p. 31 – 72.

Silva, E. L.; Menezes, E. M. Metodologia da Pesquisa e Elaboração de Dissertação Universidade Federal de Santa Catarina, 2005, p.20.

Statista The Statistics Portal, Cumulative offshore wind power capacity worldwide in 2017, by country (in megawatts), 2019 found on January 25 at: <https://www.statista.com/statistics/258946/cumulative-offshore-wind-power-capacity-by-country/>

Schröder, S. T.; Wind energy in offshore grids, 2013 Department of Management Engineering, Technical University of Denmark. DTU Management Engineering. PhD thesis, No. 3.2013

Scottish Renewables, The Benefits of Pumped Storage Hydro to the UK, 2016, available at: <http://www.british-hydro.org/wp-content/uploads/2018/03/Pumped-Storage-report.pdf>

Syri, S.; Zakeri, B.; Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis, 2015, Published in Renewable and Sustainable Energy Reviews, available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>

The Clean Growth Strategy Leading the way to a low carbon future, October 2017

The Engineering Toolbox, Air - Density, Specific Weight and Thermal Expansion Coefficient at Varying Temperature and Constant Pressures, encontrado em 17 de julho de 2019, disponível em: https://www.engineeringtoolbox.com/air-density-specific-weight-d_600.html

The Guardian – Timeline: The history of wind power, 2008 - found on February 28 at: <https://www.theguardian.com/environment/2008/oct/17/wind-power-renewable-energy>

The Renewable Energy Hub UK - History of Wind Turbines - found on February 28 <https://www.renewableenergyhub.co.uk/wind-turbines/the-history-of-wind-turbines.html>

The Scottish Government Carbon Trust, Floating Offshore Wind: Market and Technology Review, June 2015

Tsuchida, B.; Weiss, J.; Integrating Renewable Energy into the Electricity Grid Case studies showing how system operators are maintaining reliability, 2015, Advanced Energy Economy Institute.

Turner, M.; Electric vehicles could lift UK peak power demand by 5-8 GW by 2030 - National Grid, published in July 12, 2018, found in July 08 2019, available at:

<https://uk.reuters.com/article/uk-nationalgrid-energy/electric-vehicles-could-lift-uk-peak-power-demand-by-5-8-gw-by-2030-national-grid-idUKKBN1K1383>

2017 UK Green house gas emissions, provisional figures, Statistical Release: National Statistics, 29 March 2018

2018 UK Green house gas emissions, provisional figures, Statistical Release: National Statistics, 28 March 2019

UK Energy in Brief 2019, at:
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/819511/UK_Energy_in_Brief_2019.pdf?_ga=2.182173793.712598579.1566637752-671623682.1558097860

UK Energy in Brief 2018, at:
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/728374/UK_Energy_in_Brief_2018.pdf

UK government, Special feature – Seasonal variations in electricity demand, March 2014, available at:
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/295225/Seasonal_variations_in_electricity_demand.pdf

UK Power Networks & Low Carbon London Learning Lab, DNO Guide to Future Smart Management of Distribution Networks, Summary Report, 2014, available at:
ukpowernetworks.co.uk/innovation

Viali, L.; Estatística básica descritiva, 2019 Material Didático, viali@mat.pucrs.br - <http://www.mat.pucrs.br/~lori/>.

Walney Extension, available at: <https://walneyextension.co.uk/About-the-project#0>

Wartsila, Combustion Engine vs Gas Turbine: Ramp Rate, 2019 found in July 05, available at: <https://www.wartsila.com/energy/learn-more/technical-comparisons/combustion-engine-vs-gas-turbine-ramp-rate>

Watson, S.; Britain is only just beginning to exploit its vast resources of offshore wind, 2016, found on January 28 at: <https://energypost.eu/britain-just-beginning-exploit-vast-resources-offshore-wind/>

Weisser, D.; A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply Technologies, 2007 published in Energy, available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.01.008>

WEMO – World Energy Markets Observatory; 2018 November, Capgemini, available at: https://www.capgemini.com/gb-en/wp-content/uploads/sites/3/2018/11/World_Energy_Markets_Observatory-20181.pdf

Weston, D.; UK could support 30GW by 2030, 18 January 2018, available in Wind power offshore, found February 2th at: <https://www.windpoweroffshore.com/article/1454826/uk-support-30gw-2030>

Wikipedia, Climate of the United Kingdom, 2019 found in June 19, available at: https://en.wikipedia.org/wiki/Climate_of_the_United_Kingdom

Wikipédia, Densidade do ar, 2019, encontrado em 07 de julho de 2019, disponível em: https://pt.wikipedia.org/wiki/Densidade_do_ar

Wind Europe, Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2018, Published in February 2019

Wind Europe, Unleashing Europe's offshore wind potential A new resource assessment, June 2017.

Wind Turbine Models, found in June 21, available at: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/669-siemens-swt-3.6-120-offshore>

<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1886-siemens-gamesa-sg-6.0-154>

<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1019-vestas-v80-2.0-vcs>

<https://www.en.wind-turbine-models.com/turbines/318-vestas-v164-8.0>

[https://www.en.wind-turbine-models.com/turbines/1810-siemens-gamesa-sg-7.0-](https://www.en.wind-turbine-models.com/turbines/1810-siemens-gamesa-sg-7.0-154)

154

World Energy Council World Energy Resources Wind, 2016

World Nuclear Association, Nuclear power in the United Kingdom, updated July 2019, available at: <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-kingdom.aspx>

WNA – World Nuclear Association, Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources, July 2011, available at: http://www.world-nuclear.org/uploadedFiles/org/WNA/Publications/Working_Group_Reports/comparison_of_lifecycle.pdf

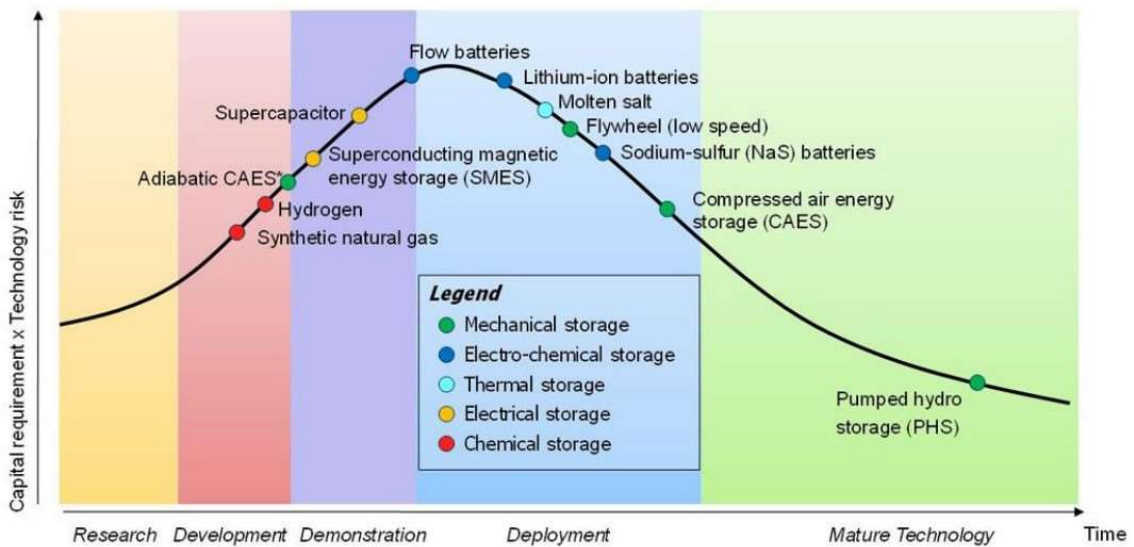
WWEA – World Wind Energy Association - World Wind Resource Assessment Report, December 2014, by the WWEA Technical Committee.

9. Anexos

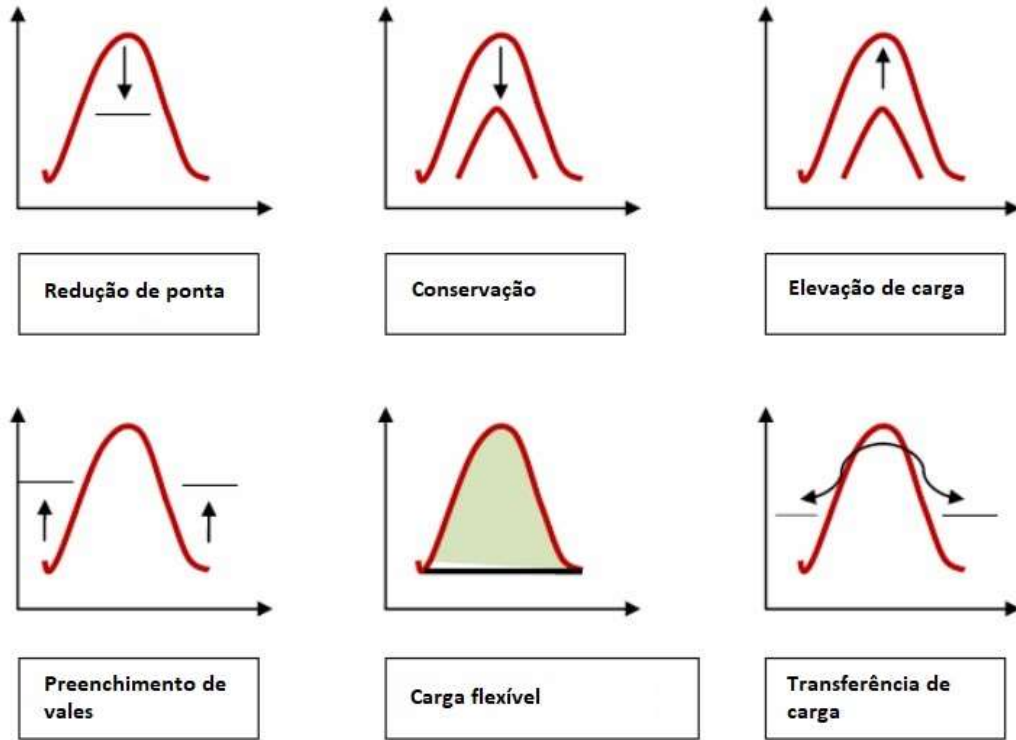
Anexo 1 - Sensibilidade do LCOE em eólica offshore de fundações fixas para os principais parâmetros de entrada Fonte: NREL, 2016



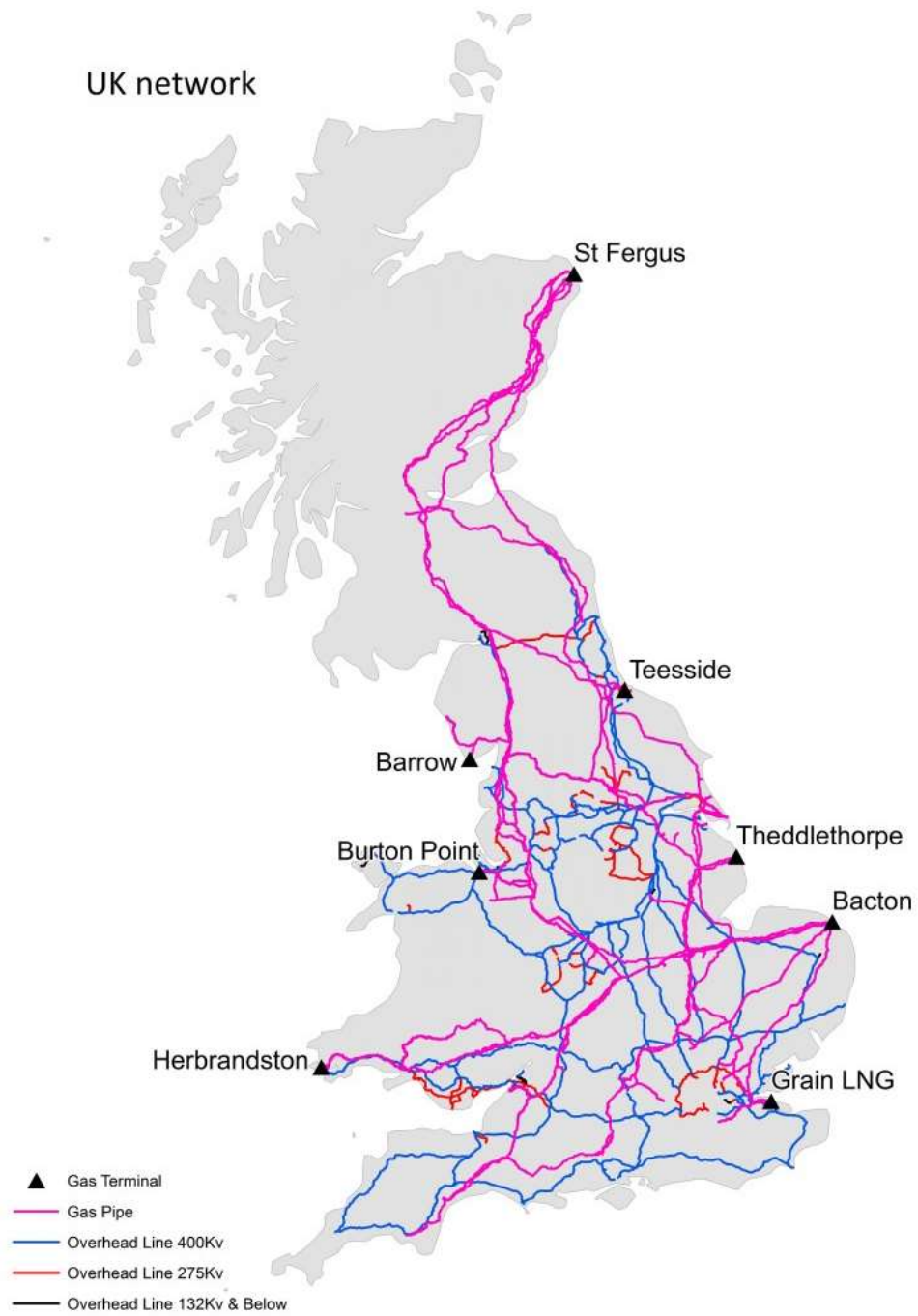
Anexo 2 - Curva de maturidade das tecnologias de armazenamento Fonte: Scottish Renewables, 2016



Anexo 3 - Objetivos de configurações de cargas Fonte: AboGaleela et al., 2013



Anexo 4 - UK transmission lines Source: National Grid, 2019



Anexo 5 - Capacidade *offshore* instalada no Reino Unido ao final de 2018, Fonte: Renewable Energy Foundation, 2019

Nome gerador	País	CI (kW)	Subs.	Acreditação	FC	FCAR	Geração MWh (último ano)
Lincs	Inglaterra	270.000	RO	2012-08-27	38,70%	41,50%	980.735
Thanet	Inglaterra	300.000	RO	2010-07-02	32,60%	34,70%	912.654
Robin Rigg (West)	Escócia	90.000	RO	2009-07-18	34,90%	36,80%	290.330
Ormonde	Inglaterra	150.000	RO	2011-08-18	38,10%	35,20%	461.960
Rampion	Inglaterra	400.200	RO	2017-11-26			628.554
Walney Wind Phase I	Inglaterra	183.600	RO	2011-02-07	40,60%	38,70%	622.513
Teesside	Inglaterra	62.100	RO	2013-07-05	34,00%	36,20%	197.002
Walney Phase II	Inglaterra	183.600	RO	2011-08-25	44,60%	45,40%	730.382
Hywind Scotland Pilot Park	Escócia	30.000	RO	2017-10-18			114.247
Gunfleet Sands I	Inglaterra	108.000	RO	2009-07-24	34,70%	34,20%	323.334
Aberdeen - Demonstration	Escócia	96.800	RO	2018-07-02			57.550
Burbo - A (31/01/07)	Inglaterra	90.000	RO	2007-07-01	34,00%	29,70%	234.409
North Hoyle - A	País de Gales	60.000	RO	2003-11-01	34,00%	34,70%	182.183
Dudgeon	Inglaterra	402.000	CfD	2017-09-19			1.586.750
Burbo Bank Extension	Inglaterra	259.000	CfD	2016-11-12	38,40%	37,20%	843.030
Lynn	Inglaterra	97.200	RO	2008-03-28	34,10%	35,20%	299.804
Sheringham Shoal	Inglaterra	317.000	RO	2011-09-02	37,30%	40,60%	1.128.430
Blyth	Inglaterra	2.000	RO	2002-04-01	12,00%	17,10%	2.991
Kentish Flats Ltd - A, C	Inglaterra	90.000	RO	2005-08-01	31,10%	30,20%	238.164
Robin Rigg (East)	Escócia	90.000	RO	2010-04-20	34,60%	35,10%	258.082
Greater Gabbard	Inglaterra	504.000	RO	2011-02-23	38,10%	41,00%	1.811.450
Beatrice	Escócia	588.000	Nenhum	2018-07-18			138.968
Beatrice	Escócia	10.000	RO	2007-05-08	25,50%	14,50%	12.667
Blythe Wind Turbine WTG 2	Inglaterra	2.000	RO	2002-04-01	11,00%	18,80%	3.293
Inner Dowsing	Inglaterra	97.200	RO	2008-04-20	34,60%	35,20%	299.552
London Array	Inglaterra	630.000	RO	2012-11-04	41,10%	40,00%	2.209.960
Gunfleet Sands Demo	Inglaterra	12.400	RO	2013-08-26	30,80%	30,90%	33.522
Kentish Flats Extension	Inglaterra	49.500	RO	2015-09-01	41,30%	41,70%	180.803

Gunfleet Sands II	Inglaterra	64.800	RO	2009-07-24	36,30%	36,20%	205.422
Gwynt y Mor	País de Gales	576.000	RO	2013-09-30	28,60%	36,70%	1.852.120
Walney Extension	Inglaterra	659.000	Nenhum	2017-09-02			603.527
Fife Energy Park Demonstration WT(FEPODWT)	Escócia	7.350	RO	2014-03-31	8,40%	8,30%	5.342
West of Duddon Sands	Inglaterra	388.800	RO	2014-02-10	43,80%	43,10%	1.467.430
Westermost Rough	Inglaterra	210.000	RO	2014-09-12	44,90%	48,50%	891.236
Galloper	Inglaterra	352.800	RO	2017-11-05			777.551
Race Bank	Inglaterra	573.300	RO	2017-06-08	41,10%	43,20%	2.168.090
Barrow - A	Inglaterra	90.000	RO	2006-01-01	35,80%	33,80%	266.764
Rhyl Flats	País de Gales	90.000	RO	2009-07-15	34,60%	35,70%	281.124
Humber Gateway	Inglaterra	219.000	RO	2015-03-02	42,90%	41,90%	802.922
Blyth Demonstrator	Inglaterra	41.500	RO	2017-10-22			66.087
Scroby Sands	Inglaterra	60.000	RO	2004-05-01	30,90%	33,40%	175.630

Anexo 6 - Dados de ventos Manston – London Array

h ref = 49,00 m $\alpha_{Hell} = 0,10$

h cubo = 88,00 m

Horário	1S (-)	Vwi,h	1S (+)	% sem operar Vmín	% sem operar Vmáx	%total sem operar	Dados total (n)	Rajada Máx (m/s)
---------	--------	-------	--------	-------------------	-------------------	-------------------	-----------------	------------------

Janeiro

0.0	4,24	7,46	10,68	0,23	0,01	0,24	310	26,18
1.0	4,31	7,47	10,63	0,20	0,01	0,21	310	26,73
2.0	4,34	7,44	10,54	0,21	0,00	0,21	310	24,54
3.0	4,31	7,40	10,49	0,21	0,00	0,22	310	25,09
4.0	4,27	7,41	10,56	0,22	0,00	0,22	310	27,82
5.0	4,24	7,43	10,61	0,22	0,00	0,23	309	27,27
6.0	4,23	7,42	10,61	0,23	0,00	0,23	309	26,18
7.0	4,19	7,45	10,70	0,22	0,00	0,23	309	25,63
8.0	4,15	7,44	10,74	0,24	0,00	0,24	309	25,09
9.0	4,22	7,54	10,86	0,23	0,00	0,23	309	23,45
10.0	4,29	7,54	10,79	0,21	0,01	0,22	309	26,73
11.0	4,60	7,82	11,05	0,18	0,01	0,19	310	28,91
12.0	4,92	8,16	11,40	0,12	0,01	0,13	310	30,54
13.0	5,09	8,22	11,34	0,14	0,01	0,15	310	28,36
14.0	4,97	8,07	11,17	0,14	0,01	0,15	310	30,00
15.0	4,71	7,88	11,05	0,16	0,00	0,16	309	25,09

16.0	4,45	7,56	10,67	0,18	0,00	0,18	309	26,18
17.0	4,21	7,42	10,62	0,25	0,00	0,25	310	28,36
18.0	4,16	7,37	10,58	0,22	0,00	0,22	309	25,63
19.0	4,20	7,34	10,48	0,22	0,00	0,22	310	23,45
20.0	4,20	7,39	10,58	0,23	0,00	0,23	310	22,36
21.0	4,32	7,58	10,84	0,23	0,00	0,23	310	25,63
22.0	4,42	7,64	10,86	0,20	0,00	0,20	310	24,00
23.0	4,40	7,61	10,81	0,20	0,00	0,20	310	22,36

Fevereiro

0.0	4,28	7,42	10,55	0,19	0,01	0,20	277	28,91
1.0	4,27	7,26	10,26	0,19	0,00	0,19	278	31,09
2.0	4,16	7,03	9,90	0,21	0,01	0,22	277	27,27
3.0	4,07	7,07	10,06	0,24	0,00	0,25	278	27,27
4.0	4,06	7,05	10,04	0,23	0,00	0,23	277	26,73
5.0	4,12	7,11	10,10	0,20	0,00	0,21	278	25,63
6.0	4,16	7,01	9,87	0,21	0,00	0,22	278	26,18
7.0	4,10	6,87	9,64	0,19	0,00	0,19	278	28,36
8.0	4,11	6,89	9,67	0,23	0,00	0,23	278	23,45
9.0	4,15	7,10	10,04	0,23	0,00	0,23	278	25,63
10.0	4,46	7,40	10,35	0,19	0,00	0,19	278	27,27
11.0	4,85	7,80	10,76	0,14	0,01	0,14	276	26,73
12.0	5,11	8,22	11,33	0,11	0,01	0,12	277	26,18
13.0	5,17	8,32	11,47	0,12	0,01	0,13	278	30,54
14.0	5,05	8,29	11,54	0,15	0,01	0,16	278	28,91
15.0	4,98	8,13	11,27	0,14	0,01	0,15	278	28,36
16.0	4,71	7,92	11,14	0,15	0,01	0,17	278	27,82
17.0	4,39	7,74	11,09	0,19	0,01	0,20	277	28,36
18.0	4,12	7,43	10,74	0,26	0,00	0,27	277	26,73
19.0	4,16	7,45	10,74	0,25	0,00	0,25	277	25,09
20.0	4,21	7,56	10,91	0,23	0,00	0,23	277	24,54
21.0	4,30	7,60	10,89	0,19	0,00	0,19	275	24,54
22.0	4,31	7,56	10,81	0,19	0,00	0,20	276	25,09
23.0	4,30	7,54	10,78	0,21	0,01	0,22	276	28,91

Março

0.0	3,79	6,62	9,45	0,26	0,00	0,26	297	21,82
1.0	3,76	6,60	9,44	0,28	0,00	0,28	297	26,73
2.0	3,72	6,62	9,53	0,27	0,01	0,28	297	26,73
3.0	3,76	6,67	9,58	0,27	0,01	0,28	297	26,18
4.0	3,78	6,63	9,48	0,28	0,01	0,29	296	29,45
5.0	3,76	6,74	9,73	0,27	0,01	0,28	296	32,73
6.0	3,83	6,75	9,67	0,25	0,01	0,26	297	30,00
7.0	3,86	6,85	9,83	0,26	0,00	0,27	297	31,09
8.0	3,93	6,99	10,05	0,26	0,01	0,26	297	30,00
9.0	4,31	7,42	10,52	0,18	0,01	0,19	298	30,54
10.0	4,64	7,70	10,75	0,16	0,01	0,17	298	30,00
11.0	4,84	7,90	10,95	0,13	0,01	0,14	298	29,45
12.0	4,96	7,93	10,89	0,13	0,00	0,13	298	26,18
13.0	5,00	7,95	10,90	0,11	0,00	0,11	298	26,18
14.0	5,00	7,93	10,86	0,12	0,00	0,12	297	26,18
15.0	5,01	7,98	10,96	0,12	0,00	0,12	299	27,82
16.0	4,80	7,91	11,02	0,16	0,01	0,16	297	28,36
17.0	4,53	7,57	10,61	0,17	0,00	0,18	299	26,18

18.0	4,18	7,13	10,09	0,22	0,00	0,22	299	21,82
19.0	3,91	6,81	9,71	0,26	0,00	0,26	299	21,27
20.0	3,88	6,74	9,60	0,28	0,00	0,28	297	24,54
21.0	3,92	6,69	9,45	0,26	0,00	0,26	299	22,91
22.0	3,79	6,49	9,18	0,26	0,00	0,26	298	21,82
23.0	3,80	6,48	9,17	0,27	0,00	0,27	298	22,36

Abril

0.0	3,42	5,65	7,88	0,32	0,00	0,32	292	19,09
1.0	3,41	5,60	7,78	0,32	0,00	0,32	290	19,64
2.0	3,39	5,57	7,75	0,31	0,00	0,31	289	18,00
3.0	3,31	5,47	7,62	0,33	0,00	0,33	289	19,64
4.0	3,33	5,40	7,48	0,32	0,00	0,32	291	17,45
5.0	3,35	5,44	7,52	0,33	0,00	0,33	291	18,54
6.0	3,35	5,54	7,73	0,35	0,00	0,35	291	19,64
7.0	3,48	5,82	8,16	0,32	0,00	0,32	291	18,54
8.0	3,86	6,39	8,92	0,25	0,00	0,25	292	20,18
9.0	4,22	6,73	9,24	0,20	0,00	0,20	292	20,73
10.0	4,42	6,93	9,44	0,17	0,00	0,17	292	22,36
11.0	4,55	7,01	9,47	0,16	0,00	0,16	291	21,82
12.0	4,64	7,11	9,57	0,15	0,00	0,15	292	23,45
13.0	4,72	7,13	9,54	0,12	0,00	0,12	292	22,91
14.0	4,68	7,12	9,55	0,13	0,00	0,13	292	23,45
15.0	4,70	7,08	9,45	0,15	0,00	0,15	291	21,82
16.0	4,61	6,92	9,24	0,14	0,00	0,14	292	21,27
17.0	4,49	6,74	8,99	0,13	0,00	0,13	292	20,18
18.0	4,14	6,31	8,48	0,20	0,00	0,20	291	17,45
19.0	3,77	5,90	8,04	0,25	0,00	0,25	292	19,09
20.0	3,52	5,70	7,88	0,33	0,00	0,33	292	21,27
21.0	3,49	5,62	7,76	0,35	0,00	0,35	292	20,73
22.0	3,49	5,65	7,81	0,31	0,00	0,31	293	19,64
23.0	3,48	5,73	7,99	0,30	0,00	0,30	292	20,18

Mai

0.0	3,58	5,80	8,03	0,28	0,00	0,28	302	28,91
1.0	3,54	5,75	7,97	0,28	0,00	0,28	301	31,09
2.0	3,45	5,64	7,82	0,28	0,00	0,29	300	27,27
3.0	3,41	5,62	7,83	0,30	0,00	0,30	300	27,27
4.0	3,39	5,64	7,89	0,33	0,00	0,33	301	26,73
5.0	3,38	5,65	7,91	0,34	0,00	0,34	300	25,63
6.0	3,43	5,70	7,97	0,33	0,00	0,33	297	26,18
7.0	3,72	5,94	8,17	0,26	0,00	0,26	300	28,36
8.0	4,08	6,37	8,66	0,22	0,00	0,22	303	23,45
9.0	4,30	6,69	9,07	0,20	0,00	0,20	305	25,63
10.0	4,47	6,89	9,30	0,14	0,00	0,14	305	27,27
11.0	4,69	7,13	9,56	0,09	0,00	0,09	305	26,73
12.0	4,82	7,43	10,04	0,10	0,00	0,10	305	24,54
13.0	4,81	7,49	10,17	0,11	0,00	0,12	305	27,27
14.0	4,83	7,57	10,32	0,13	0,00	0,13	305	22,91
15.0	4,79	7,59	10,38	0,14	0,00	0,14	306	24,54
16.0	4,78	7,46	10,15	0,15	0,00	0,15	305	25,63
17.0	4,69	7,27	9,85	0,14	0,00	0,14	305	24,00
18.0	4,50	6,76	9,02	0,14	0,00	0,14	306	21,27
19.0	4,11	6,24	8,37	0,19	0,00	0,19	306	20,73

20.0	3,63	5,79	7,95	0,29	0,00	0,29	304	18,54
21.0	3,49	5,66	7,84	0,31	0,00	0,31	303	20,18
22.0	3,46	5,62	7,79	0,33	0,00	0,33	303	18,00
23.0	3,52	5,60	7,68	0,28	0,00	0,28	302	18,54

Junho

0.0	3,17	5,26	7,35	0,38	0,00	0,38	288	20,73
1.0	3,14	5,21	7,29	0,38	0,00	0,38	288	20,73
2.0	3,08	5,22	7,36	0,40	0,00	0,40	287	19,64
3.0	3,04	5,16	7,29	0,42	0,00	0,42	288	20,73
4.0	2,99	5,21	7,43	0,44	0,00	0,44	288	20,18
5.0	3,02	5,13	7,24	0,43	0,00	0,43	288	19,64
6.0	3,19	5,37	7,55	0,41	0,00	0,41	288	20,18
7.0	3,48	5,73	7,97	0,33	0,00	0,33	288	19,64
8.0	3,75	6,16	8,57	0,27	0,00	0,27	288	21,82
9.0	3,94	6,44	8,93	0,24	0,00	0,24	287	22,91
10.0	4,15	6,61	9,08	0,20	0,00	0,20	287	21,27
11.0	4,37	6,78	9,18	0,16	0,00	0,16	286	22,91
12.0	4,46	6,92	9,38	0,14	0,00	0,14	285	21,27
13.0	4,56	7,05	9,55	0,14	0,00	0,14	285	22,91
14.0	4,60	7,18	9,76	0,14	0,00	0,14	287	22,36
15.0	4,65	7,17	9,70	0,16	0,00	0,16	289	24,00
16.0	4,71	7,19	9,68	0,15	0,00	0,15	289	25,63
17.0	4,63	7,09	9,56	0,13	0,00	0,13	287	22,36
18.0	4,37	6,81	9,25	0,16	0,00	0,16	288	20,73
19.0	4,02	6,36	8,70	0,21	0,00	0,21	287	21,27
20.0	3,58	5,88	8,18	0,29	0,00	0,29	287	20,73
21.0	3,30	5,55	7,81	0,36	0,00	0,36	288	19,09
22.0	3,25	5,46	7,68	0,38	0,00	0,38	288	18,54
23.0	3,28	5,33	7,38	0,35	0,00	0,35	288	16,36

Julho

0.0	3,16	4,99	6,82	0,35	0,00	0,35	310	18,00
1.0	3,18	4,95	6,72	0,35	0,00	0,35	310	16,36
2.0	3,14	5,00	6,87	0,36	0,00	0,36	310	21,27
3.0	3,08	4,93	6,78	0,36	0,00	0,36	310	19,09
4.0	3,02	4,85	6,67	0,38	0,00	0,38	310	19,09
5.0	3,02	4,80	6,59	0,40	0,00	0,40	310	18,54
6.0	3,10	5,06	7,02	0,37	0,00	0,37	310	19,09
7.0	3,48	5,49	7,49	0,29	0,00	0,29	309	21,27
8.0	3,89	5,95	8,00	0,24	0,00	0,24	310	18,54
9.0	4,09	6,15	8,21	0,18	0,00	0,18	309	18,00
10.0	4,41	6,55	8,69	0,16	0,00	0,16	309	18,00
11.0	4,60	6,78	8,97	0,12	0,00	0,12	310	19,09
12.0	4,69	6,91	9,13	0,13	0,00	0,13	308	21,82
13.0	4,74	7,06	9,38	0,11	0,00	0,11	308	21,27
14.0	4,84	7,18	9,52	0,10	0,00	0,10	308	21,82
15.0	4,86	7,22	9,58	0,11	0,00	0,11	309	20,18
16.0	4,81	7,10	9,39	0,12	0,00	0,12	310	19,64
17.0	4,73	6,92	9,10	0,10	0,00	0,10	309	20,18
18.0	4,47	6,57	8,68	0,15	0,00	0,15	310	20,18
19.0	4,03	6,02	8,01	0,21	0,00	0,21	309	18,00
20.0	3,51	5,34	7,17	0,30	0,00	0,30	308	19,64
21.0	3,22	4,98	6,73	0,37	0,00	0,37	308	22,36

22.0	3,16	4,95	6,74	0,39	0,00	0,39	309	16,91
23.0	3,19	4,99	6,79	0,34	0,00	0,34	309	18,00

Agosto

0.0	3,29	5,10	6,91	0,32	0,00	0,32	307	19,09
1.0	3,23	5,02	6,80	0,34	0,00	0,34	309	18,00
2.0	3,17	4,97	6,77	0,36	0,00	0,36	310	16,91
3.0	3,20	4,98	6,77	0,34	0,00	0,34	310	17,45
4.0	3,17	4,95	6,73	0,34	0,00	0,34	310	16,91
5.0	3,10	4,87	6,64	0,37	0,00	0,37	309	16,36
6.0	3,14	4,96	6,78	0,36	0,00	0,36	310	18,00
7.0	3,33	5,40	7,47	0,31	0,00	0,31	309	19,09
8.0	3,78	5,97	8,16	0,23	0,00	0,23	310	18,54
9.0	4,13	6,39	8,65	0,22	0,00	0,22	309	19,64
10.0	4,36	6,61	8,86	0,17	0,00	0,17	310	18,54
11.0	4,52	6,83	9,14	0,15	0,00	0,15	308	21,27
12.0	4,74	7,03	9,31	0,12	0,00	0,12	309	20,18
13.0	4,86	7,28	9,69	0,13	0,00	0,13	310	24,00
14.0	4,89	7,32	9,75	0,12	0,00	0,12	308	24,00
15.0	4,85	7,34	9,83	0,10	0,00	0,10	308	27,82
16.0	4,79	7,26	9,73	0,14	0,00	0,14	310	22,91
17.0	4,62	7,09	9,56	0,13	0,00	0,14	308	25,63
18.0	4,34	6,63	8,92	0,16	0,00	0,16	308	20,18
19.0	3,84	5,93	8,03	0,22	0,00	0,22	309	19,09
20.0	3,44	5,41	7,39	0,29	0,00	0,29	309	20,18
21.0	3,30	5,20	7,10	0,35	0,00	0,35	310	18,54
22.0	3,33	5,23	7,12	0,34	0,00	0,34	309	18,54
23.0	3,28	5,15	7,01	0,32	0,00	0,32	310	18,54

Setembro

0.0	3,37	5,43	7,49	0,32	0,00	0,32	300	20,73
1.0	3,36	5,34	7,32	0,32	0,00	0,32	300	19,64
2.0	3,35	5,33	7,31	0,30	0,00	0,30	300	20,18
3.0	3,29	5,30	7,31	0,34	0,00	0,34	300	20,73
4.0	3,25	5,31	7,37	0,37	0,00	0,37	300	19,09
5.0	3,23	5,38	7,52	0,37	0,00	0,37	300	20,18
6.0	3,23	5,30	7,38	0,38	0,00	0,38	300	18,54
7.0	3,17	5,36	7,55	0,39	0,00	0,39	299	19,64
8.0	3,42	5,81	8,21	0,33	0,00	0,33	300	19,64
9.0	3,89	6,33	8,78	0,25	0,00	0,25	299	22,36
10.0	4,31	6,70	9,09	0,18	0,00	0,18	299	19,64
11.0	4,54	6,85	9,16	0,14	0,00	0,14	299	20,18
12.0	4,72	7,07	9,42	0,12	0,00	0,12	300	22,36
13.0	4,83	7,20	9,57	0,11	0,00	0,11	300	23,45
14.0	4,87	7,25	9,62	0,09	0,00	0,09	300	24,54
15.0	4,83	7,29	9,76	0,10	0,00	0,10	297	22,91
16.0	4,67	7,16	9,65	0,12	0,00	0,12	298	20,73
17.0	4,34	6,80	9,26	0,17	0,00	0,17	299	20,18
18.0	3,83	6,32	8,81	0,24	0,00	0,24	299	20,18
19.0	3,36	5,76	8,16	0,36	0,00	0,36	300	19,64
20.0	3,30	5,61	7,91	0,38	0,00	0,38	300	18,54
21.0	3,35	5,53	7,72	0,35	0,00	0,35	300	18,00
22.0	3,35	5,45	7,54	0,32	0,00	0,32	299	19,64
23.0	3,37	5,48	7,58	0,33	0,00	0,33	300	20,73

Outubro

0.0	3,86	6,30	8,74	0,24	0,00	0,24	309	20,73
1.0	3,78	6,26	8,73	0,23	0,00	0,23	308	19,64
2.0	3,77	6,29	8,81	0,24	0,00	0,24	309	22,36
3.0	3,77	6,31	8,85	0,26	0,00	0,26	308	24,00
4.0	3,87	6,44	9,02	0,26	0,00	0,26	308	26,18
5.0	3,87	6,40	8,92	0,25	0,00	0,25	308	24,00
6.0	3,85	6,43	9,01	0,26	0,00	0,26	308	28,36
7.0	3,90	6,56	9,22	0,25	0,00	0,26	308	30,54
8.0	3,99	6,66	9,33	0,24	0,00	0,24	309	33,27
9.0	4,21	6,80	9,40	0,22	0,00	0,22	310	27,27
10.0	4,60	7,13	9,66	0,16	0,00	0,16	309	21,27
11.0	4,90	7,44	9,99	0,12	0,00	0,12	308	24,00
12.0	5,08	7,64	10,20	0,10	0,00	0,10	307	24,00
13.0	5,17	7,68	10,19	0,08	0,00	0,08	310	23,45
14.0	5,13	7,66	10,20	0,10	0,00	0,10	308	22,91
15.0	4,81	7,40	9,98	0,13	0,00	0,13	308	24,54
16.0	4,47	7,01	9,55	0,17	0,00	0,17	309	25,09
17.0	3,94	6,67	9,40	0,24	0,00	0,24	307	24,00
18.0	3,61	6,29	8,98	0,31	0,00	0,31	308	22,36
19.0	3,67	6,28	8,89	0,31	0,00	0,31	309	21,82
20.0	3,78	6,37	8,96	0,30	0,00	0,30	308	22,36
21.0	3,77	6,36	8,94	0,25	0,00	0,25	309	22,91
22.0	3,77	6,29	8,82	0,26	0,00	0,26	308	20,73
23.0	3,80	6,22	8,65	0,25	0,00	0,25	309	20,18

Novembro

0.0	4,12	7,15	10,18	0,25	0,00	0,25	297	23,45
1.0	4,04	7,01	9,98	0,25	0,00	0,25	296	23,45
2.0	3,96	6,96	9,96	0,28	0,00	0,28	296	23,45
3.0	3,99	7,08	10,18	0,26	0,00	0,27	296	26,73
4.0	4,00	7,01	10,02	0,25	0,00	0,25	296	26,18
5.0	4,05	6,97	9,88	0,23	0,00	0,23	296	25,09
6.0	4,09	7,05	10,01	0,22	0,01	0,23	296	26,73
7.0	4,15	7,07	9,98	0,20	0,01	0,21	296	28,91
8.0	4,20	7,10	10,01	0,20	0,00	0,20	296	26,73
9.0	4,22	7,15	10,08	0,22	0,00	0,22	297	24,00
10.0	4,44	7,46	10,47	0,20	0,00	0,20	297	27,27
11.0	4,65	7,75	10,84	0,18	0,00	0,18	296	23,45
12.0	4,90	8,14	11,39	0,16	0,01	0,17	297	25,63
13.0	5,02	8,24	11,46	0,14	0,01	0,14	297	27,27
14.0	4,95	8,13	11,31	0,13	0,01	0,14	297	29,45
15.0	4,82	8,07	11,31	0,16	0,00	0,17	298	37,63
16.0	4,47	7,71	10,95	0,19	0,00	0,19	298	24,00
17.0	4,27	7,49	10,71	0,25	0,00	0,25	297	25,63
18.0	4,21	7,32	10,42	0,26	0,00	0,26	297	22,36
19.0	4,23	7,24	10,26	0,24	0,00	0,24	297	21,82
20.0	4,24	7,19	10,14	0,22	0,00	0,22	297	21,82
21.0	4,27	7,25	10,23	0,21	0,00	0,21	297	24,54
22.0	4,20	7,18	10,16	0,22	0,00	0,23	297	28,36
23.0	4,21	7,19	10,16	0,21	0,00	0,21	297	24,00

Dezembro

0.0	4,51	7,46	10,42	0,16	0,01	0,16	310	28,36
-----	------	------	-------	------	------	------	-----	-------

1.0	4,51	7,51	10,50	0,15	0,01	0,15	310	27,82
2.0	4,53	7,63	10,72	0,16	0,01	0,17	310	32,73
3.0	4,43	7,57	10,71	0,17	0,01	0,18	309	35,45
4.0	4,37	7,54	10,72	0,18	0,01	0,19	310	34,36
5.0	4,38	7,55	10,73	0,18	0,01	0,18	310	30,00
6.0	4,41	7,60	10,80	0,17	0,01	0,19	310	29,45
7.0	4,42	7,47	10,52	0,18	0,01	0,19	309	26,73
8.0	4,43	7,37	10,30	0,16	0,00	0,16	310	25,09
9.0	4,34	7,34	10,34	0,18	0,00	0,18	310	24,00
10.0	4,52	7,57	10,61	0,16	0,00	0,16	310	22,36
11.0	4,78	7,79	10,80	0,15	0,00	0,15	310	25,09
12.0	5,02	8,03	11,05	0,14	0,00	0,14	309	23,45
13.0	5,11	8,12	11,12	0,12	0,00	0,12	309	25,09
14.0	5,02	7,97	10,93	0,11	0,00	0,12	309	25,09
15.0	4,85	7,90	10,96	0,14	0,00	0,15	310	25,63
16.0	4,52	7,52	10,52	0,19	0,00	0,19	310	24,54
17.0	4,37	7,36	10,36	0,22	0,00	0,22	310	28,36
18.0	4,41	7,46	10,52	0,18	0,01	0,18	310	27,82
19.0	4,44	7,46	10,48	0,18	0,00	0,18	310	28,36
20.0	4,50	7,53	10,55	0,17	0,01	0,18	310	30,00
21.0	4,50	7,39	10,29	0,15	0,00	0,16	310	27,82
22.0	4,43	7,32	10,20	0,18	0,00	0,18	310	28,91
23.0	4,45	7,36	10,28	0,16	0,00	0,16	310	28,36

Anexo 7 – Dados de vento Gorleston -Dudgeon

h ref = 4 m $\alpha_{Hell} = 0,1$

h cubo = 110 m

Horário	IS (-)	Vwi,h	IS (+)	% sem operar Vmín	% sem operar Vmáx	%total sem operar	Dados total (n)	Rajada Máx (m/s)
---------	--------	-------	--------	----------------------	----------------------	----------------------	--------------------	---------------------

Janeiro

0.0	7,53	11,26	14,99	0,13	0,07	0,20	269	26,47
1.0	7,46	11,15	14,84	0,12	0,06	0,17	269	22,29
2.0	7,34	10,85	14,36	0,13	0,04	0,17	269	15,32
3.0	7,16	10,60	14,04	0,14	0,03	0,17	269	12,54
4.0	7,30	10,69	14,08	0,13	0,04	0,17	269	15,32
5.0	7,39	10,89	14,38	0,12	0,03	0,16	269	12,54
6.0	7,40	10,94	14,49	0,14	0,05	0,19	269	18,11
7.0	7,43	11,02	14,61	0,11	0,05	0,16	269	18,11
8.0	7,47	11,12	14,76	0,11	0,05	0,16	268	19,50
9.0	7,56	11,20	14,84	0,09	0,06	0,15	268	23,68
10.0	7,75	11,31	14,88	0,08	0,08	0,16	269	29,25
11.0	7,93	11,50	15,07	0,07	0,07	0,14	269	26,47
12.0	8,15	11,73	15,31	0,07	0,08	0,15	269	29,25
13.0	8,25	11,55	14,84	0,06	0,08	0,14	269	29,25
14.0	8,05	11,35	14,65	0,06	0,06	0,12	268	23,68

15.0	7,99	11,36	14,73	0,07	0,07	0,14	269	26,47
16.0	7,67	11,14	14,61	0,09	0,06	0,14	269	20,89
17.0	7,33	10,93	14,54	0,10	0,05	0,16	269	19,50
18.0	7,31	10,91	14,50	0,13	0,04	0,17	269	16,72
19.0	7,37	11,04	14,71	0,12	0,04	0,16	269	16,72
20.0	7,43	11,10	14,78	0,09	0,05	0,14	269	19,50
21.0	7,50	11,19	14,89	0,10	0,06	0,16	269	22,29
22.0	7,56	11,32	15,07	0,12	0,05	0,17	269	19,50
23.0	7,61	11,33	15,05	0,12	0,06	0,18	269	23,68

Fevereiro

0.0	6,97	10,77	14,56	0,14	0,04	0,18	242	13,93
1.0	6,86	10,53	14,20	0,17	0,04	0,21	242	12,54
2.0	6,83	10,45	14,07	0,15	0,05	0,20	242	15,32
3.0	6,88	10,47	14,07	0,14	0,05	0,19	243	16,72
4.0	6,86	10,60	14,34	0,14	0,04	0,19	242	13,93
5.0	6,96	10,72	14,48	0,15	0,05	0,20	239	16,72
6.0	6,91	10,52	14,14	0,15	0,05	0,20	241	15,32
7.0	6,81	10,42	14,04	0,16	0,04	0,20	243	13,93
8.0	6,82	10,25	13,68	0,15	0,03	0,18	245	9,75
9.0	6,84	10,13	13,43	0,12	0,04	0,16	243	13,93
10.0	7,10	10,43	13,76	0,13	0,03	0,16	244	11,14
11.0	7,49	10,73	13,97	0,10	0,04	0,14	243	12,54
12.0	7,76	11,11	14,46	0,10	0,06	0,15	241	19,50
13.0	7,92	11,32	14,73	0,08	0,07	0,15	242	22,29
14.0	8,07	11,50	14,94	0,07	0,07	0,14	242	23,68
15.0	7,94	11,44	14,95	0,07	0,08	0,14	240	25,07
16.0	7,70	11,25	14,80	0,08	0,07	0,15	240	23,68
17.0	7,35	11,15	14,96	0,10	0,09	0,20	241	30,64
18.0	7,03	10,93	14,83	0,19	0,08	0,27	243	27,86
19.0	6,91	10,77	14,63	0,16	0,07	0,23	242	23,68
20.0	6,99	10,90	14,81	0,18	0,06	0,24	241	19,50
21.0	6,93	10,68	14,43	0,16	0,06	0,21	244	19,50
22.0	6,94	10,70	14,46	0,14	0,07	0,21	243	23,68
23.0	6,88	10,62	14,36	0,15	0,07	0,22	243	23,68

Março

0.0	6,20	9,60	13,01	0,21	0,03	0,24	258	11,14
1.0	6,14	9,45	12,77	0,18	0,04	0,22	259	13,93
2.0	6,07	9,44	12,82	0,19	0,04	0,23	258	15,32
3.0	6,19	9,65	13,11	0,17	0,04	0,20	257	12,54
4.0	6,28	9,74	13,19	0,15	0,04	0,19	259	13,93
5.0	6,32	9,92	13,53	0,17	0,05	0,22	261	16,72
6.0	6,38	9,98	13,59	0,17	0,05	0,21	261	16,72
7.0	6,52	10,29	14,06	0,15	0,04	0,19	260	15,32
8.0	6,67	10,43	14,18	0,15	0,05	0,20	261	19,50

9.0	7,06	10,77	14,49	0,13	0,06	0,20	261	22,29
10.0	7,24	11,02	14,79	0,15	0,07	0,22	262	26,47
11.0	7,44	11,11	14,78	0,10	0,06	0,17	259	22,29
12.0	7,64	11,21	14,78	0,11	0,08	0,19	257	29,25
13.0	7,66	10,98	14,31	0,10	0,07	0,17	257	25,07
14.0	7,69	11,04	14,39	0,10	0,07	0,18	258	26,47
15.0	7,76	11,22	14,67	0,08	0,08	0,17	259	30,64
16.0	7,57	10,83	14,09	0,10	0,07	0,17	261	25,07
17.0	7,32	10,72	14,12	0,09	0,06	0,15	261	22,29
18.0	6,82	10,27	13,73	0,14	0,06	0,20	261	22,29
19.0	6,41	9,90	13,39	0,20	0,04	0,24	262	15,32
20.0	6,23	9,86	13,48	0,21	0,05	0,26	261	18,11
21.0	6,32	9,87	13,42	0,23	0,03	0,26	261	11,14
22.0	6,21	9,59	12,97	0,24	0,03	0,27	260	9,75
23.0	6,20	9,62	13,03	0,21	0,03	0,24	261	11,14

Abril

0.0	5,49	8,35	11,20	0,23	0,00	0,24	270	1,39
1.0	5,35	8,14	10,93	0,24	0,01	0,25	270	2,79
2.0	5,37	8,14	10,90	0,26	0,00	0,26	270	1,39
3.0	5,41	8,19	10,97	0,21	0,00	0,22	270	1,39
4.0	5,57	8,35	11,12	0,23	0,00	0,23	270	1,39
5.0	5,55	8,36	11,17	0,23	0,01	0,24	270	2,79
6.0	5,66	8,56	11,46	0,22	0,01	0,23	270	4,18
7.0	5,88	8,97	12,06	0,21	0,01	0,23	270	5,57
8.0	6,29	9,39	12,50	0,17	0,01	0,18	270	5,57
9.0	6,63	9,73	12,83	0,16	0,01	0,17	270	2,79
10.0	6,96	10,05	13,14	0,15	0,01	0,16	270	5,57
11.0	7,36	10,37	13,38	0,11	0,02	0,13	270	8,36
12.0	7,59	10,44	13,29	0,08	0,02	0,10	270	6,96
13.0	7,77	10,59	13,40	0,07	0,01	0,08	270	2,79
14.0	7,88	10,70	13,53	0,06	0,03	0,10	270	12,54
15.0	7,81	10,67	13,53	0,07	0,03	0,10	270	12,54
16.0	7,60	10,37	13,15	0,09	0,03	0,11	270	9,75
17.0	7,13	9,88	12,64	0,10	0,01	0,11	270	4,18
18.0	6,63	9,33	12,03	0,16	0,00	0,16	270	1,39
19.0	6,20	8,93	11,67	0,16	0,01	0,17	269	2,79
20.0	5,84	8,82	11,79	0,22	0,01	0,23	270	2,79
21.0	5,77	8,71	11,65	0,21	0,00	0,22	270	1,39
22.0	5,78	8,82	11,85	0,23	0,00	0,24	270	1,39
23.0	5,58	8,52	11,46	0,21	0,01	0,21	270	2,79

Mai

0.0	5,96	8,86	11,76	0,19	0,01	0,20	270	4,18
1.0	5,93	8,77	11,61	0,18	0,00	0,18	270	1,39
2.0	5,92	8,81	11,70	0,19	0,01	0,19	270	2,79

3.0	5,84	8,71	11,58	0,17	0,01	0,19	270	5,57
4.0	5,81	8,69	11,57	0,18	0,01	0,19	269	5,57
5.0	5,78	8,60	11,43	0,18	0,01	0,19	270	2,79
6.0	5,93	8,71	11,48	0,16	0,01	0,17	270	4,18
7.0	6,16	8,98	11,81	0,16	0,02	0,18	269	6,96
8.0	6,42	9,20	11,97	0,16	0,01	0,17	269	4,18
9.0	6,85	9,54	12,23	0,12	0,01	0,13	269	4,18
10.0	7,19	9,87	12,55	0,10	0,01	0,12	269	5,57
11.0	7,59	10,21	12,82	0,06	0,02	0,09	269	8,36
12.0	7,90	10,65	13,41	0,06	0,04	0,09	269	13,93
13.0	8,15	10,94	13,73	0,05	0,03	0,08	269	11,14
14.0	8,21	10,98	13,75	0,04	0,03	0,07	269	12,54
15.0	8,18	10,89	13,60	0,04	0,01	0,06	270	5,57
16.0	7,90	10,63	13,35	0,07	0,02	0,09	270	8,36
17.0	7,59	10,29	13,00	0,06	0,02	0,09	270	8,36
18.0	7,34	9,99	12,65	0,08	0,01	0,10	270	5,57
19.0	6,90	9,56	12,22	0,10	0,02	0,12	270	6,96
20.0	6,34	9,14	11,95	0,15	0,02	0,17	270	8,36
21.0	6,08	8,95	11,83	0,15	0,01	0,17	270	5,57
22.0	5,98	8,93	11,89	0,20	0,01	0,22	270	5,57
23.0	6,01	8,83	11,65	0,17	0,01	0,18	270	2,79

Junho

0.0	5,44	8,13	10,83	0,21	0,00	0,22	246	1,39
1.0	5,38	8,10	10,81	0,24	0,00	0,24	246	1,39
2.0	5,30	7,85	10,41	0,23	0,00	0,23	246	1,39
3.0	5,26	7,84	10,42	0,23	0,01	0,24	246	2,79
4.0	5,16	7,72	10,27	0,25	0,00	0,26	246	1,39
5.0	5,18	7,62	10,06	0,24	0,00	0,24	246	1,39
6.0	5,38	7,87	10,36	0,19	0,00	0,20	246	1,39
7.0	5,64	8,09	10,53	0,20	0,00	0,20	246	1,39
8.0	5,89	8,38	10,86	0,19	0,00	0,19	246	1,39
9.0	6,26	8,70	11,14	0,15	0,01	0,15	246	2,79
10.0	6,67	9,08	11,49	0,11	0,01	0,12	246	4,18
11.0	6,99	9,37	11,76	0,06	0,02	0,07	246	5,57
12.0	7,28	9,80	12,32	0,06	0,02	0,08	246	6,96
13.0	7,52	10,17	12,83	0,07	0,02	0,09	246	8,36
14.0	7,50	10,19	12,88	0,05	0,02	0,08	246	8,36
15.0	7,42	10,23	13,04	0,07	0,03	0,10	247	9,75
16.0	7,28	10,11	12,93	0,10	0,03	0,13	247	9,75
17.0	6,98	9,64	12,29	0,10	0,02	0,12	247	8,36
18.0	6,75	9,34	11,94	0,12	0,01	0,13	247	4,18
19.0	6,27	8,96	11,65	0,17	0,01	0,17	247	2,79
20.0	5,99	8,65	11,30	0,17	0,01	0,18	247	2,79
21.0	5,71	8,38	11,05	0,19	0,01	0,20	247	2,79

22.0	5,55	8,36	11,17	0,24	0,01	0,26	247	4,18
23.0	5,45	8,21	10,97	0,24	0,01	0,25	247	2,79

Julho

0.0	4,87	6,94	9,02	0,20	0,00	0,20	247	0,00
1.0	4,95	7,05	9,15	0,19	0,01	0,20	248	2,79
2.0	4,93	7,05	9,16	0,20	0,01	0,21	248	2,79
3.0	4,97	7,04	9,12	0,20	0,00	0,20	248	0,00
4.0	4,81	6,77	8,72	0,22	0,00	0,22	248	1,39
5.0	4,81	6,79	8,77	0,23	0,00	0,23	248	0,00
6.0	4,96	6,95	8,94	0,21	0,00	0,22	248	1,39
7.0	5,43	7,51	9,59	0,18	0,00	0,18	248	1,39
8.0	5,63	7,83	10,02	0,15	0,01	0,15	248	2,79
9.0	5,95	8,23	10,50	0,14	0,00	0,14	248	1,39
10.0	6,37	8,60	10,83	0,10	0,01	0,10	248	2,79
11.0	6,84	9,16	11,47	0,08	0,01	0,09	248	4,18
12.0	7,21	9,57	11,92	0,04	0,02	0,06	248	5,57
13.0	7,49	10,02	12,54	0,04	0,02	0,06	248	5,57
14.0	7,63	10,20	12,78	0,04	0,01	0,05	248	4,18
15.0	7,48	10,19	12,91	0,05	0,01	0,06	247	4,18
16.0	7,33	10,06	12,79	0,06	0,02	0,08	248	5,57
17.0	7,15	9,76	12,37	0,07	0,02	0,08	248	5,57
18.0	6,59	9,20	11,81	0,12	0,01	0,13	248	4,18
19.0	6,03	8,46	10,88	0,15	0,01	0,16	248	2,79
20.0	5,47	7,70	9,93	0,19	0,00	0,19	248	1,39
21.0	5,04	7,31	9,59	0,25	0,00	0,25	248	0,00
22.0	4,92	7,23	9,53	0,27	0,00	0,27	248	1,39
23.0	4,91	7,06	9,21	0,23	0,01	0,23	248	2,79

Agosto

0.0	5,18	7,28	9,37	0,15	0,00	0,15	247	0,00
1.0	5,21	7,18	9,15	0,13	0,00	0,13	247	0,00
2.0	5,23	7,16	9,10	0,11	0,00	0,12	247	1,39
3.0	5,27	7,27	9,28	0,13	0,00	0,13	246	0,00
4.0	5,26	7,29	9,32	0,15	0,00	0,15	246	0,00
5.0	5,30	7,42	9,54	0,15	0,00	0,15	246	0,00
6.0	5,43	7,65	9,87	0,14	0,00	0,14	246	0,00
7.0	5,72	8,02	10,33	0,13	0,00	0,13	246	0,00
8.0	6,05	8,49	10,92	0,15	0,01	0,15	246	2,79
9.0	6,44	8,91	11,39	0,11	0,01	0,11	246	2,79
10.0	6,98	9,28	11,58	0,05	0,01	0,06	245	2,79
11.0	7,40	9,67	11,94	0,04	0,00	0,04	246	1,39
12.0	7,72	10,03	12,34	0,01	0,01	0,02	246	2,79
13.0	7,98	10,43	12,87	0,02	0,02	0,03	245	5,57
14.0	8,09	10,68	13,26	0,04	0,01	0,05	246	4,18
15.0	8,05	10,57	13,09	0,04	0,01	0,05	246	2,79

16.0	7,81	10,33	12,85	0,05	0,02	0,07	246	8,36
17.0	7,52	10,03	12,55	0,07	0,01	0,08	246	4,18
18.0	7,01	9,33	11,66	0,08	0,01	0,09	246	2,79
19.0	6,03	8,34	10,65	0,14	0,01	0,15	246	2,79
20.0	5,38	7,64	9,89	0,24	0,00	0,24	246	1,39
21.0	5,16	7,39	9,62	0,24	0,00	0,24	246	0,00
22.0	5,07	7,37	9,67	0,24	0,00	0,24	246	0,00
23.0	5,16	7,32	9,47	0,20	0,00	0,20	246	0,00

Setembro

0.0	5,85	8,59	11,34	0,14	0,02	0,16	211	5,57
1.0	5,79	8,53	11,28	0,16	0,01	0,17	211	2,79
2.0	5,73	8,29	10,85	0,14	0,00	0,15	210	1,39
3.0	5,71	8,17	10,62	0,13	0,00	0,13	211	1,39
4.0	5,65	8,01	10,37	0,11	0,00	0,11	211	0,00
5.0	5,62	7,96	10,30	0,13	0,00	0,13	210	0,00
6.0	5,69	8,13	10,57	0,13	0,01	0,14	210	2,79
7.0	5,80	8,27	10,74	0,13	0,00	0,13	210	0,00
8.0	6,07	8,58	11,08	0,11	0,00	0,12	211	1,39
9.0	6,41	9,06	11,71	0,12	0,00	0,13	211	1,39
10.0	6,72	9,42	12,12	0,12	0,01	0,13	211	2,79
11.0	6,94	9,61	12,28	0,10	0,01	0,11	211	2,79
12.0	7,20	9,81	12,41	0,08	0,02	0,10	211	5,57
13.0	7,50	10,13	12,75	0,05	0,02	0,07	211	6,96
14.0	7,48	10,24	13,00	0,05	0,03	0,08	211	8,36
15.0	7,51	10,19	12,88	0,06	0,03	0,09	211	8,36
16.0	7,42	9,96	12,51	0,05	0,01	0,06	211	4,18
17.0	6,91	9,57	12,23	0,07	0,01	0,09	211	4,18
18.0	6,33	8,95	11,58	0,12	0,01	0,13	211	2,79
19.0	5,86	8,63	11,39	0,19	0,01	0,20	211	2,79
20.0	5,81	8,72	11,63	0,23	0,01	0,24	211	2,79
21.0	5,86	8,79	11,72	0,18	0,01	0,19	211	2,79
22.0	5,92	8,90	11,87	0,18	0,02	0,19	211	5,57
23.0	5,92	8,67	11,42	0,13	0,02	0,15	211	5,57

Outubro

0.0	6,53	9,39	12,25	0,10	0,02	0,12	227	6,96
1.0	6,47	9,29	12,10	0,11	0,01	0,12	227	2,79
2.0	6,46	9,29	12,12	0,11	0,03	0,14	227	8,36
3.0	6,50	9,28	12,06	0,10	0,02	0,11	227	5,57
4.0	6,47	9,34	12,21	0,10	0,02	0,12	227	5,57
5.0	6,62	9,51	12,40	0,09	0,03	0,11	227	8,36
6.0	6,80	9,76	12,71	0,08	0,03	0,11	227	8,36
7.0	6,90	9,90	12,90	0,08	0,02	0,10	227	5,57
8.0	6,97	9,98	12,98	0,09	0,02	0,11	227	5,57
9.0	7,16	10,07	12,97	0,10	0,02	0,12	227	5,57

10.0	7,34	10,23	13,12	0,10	0,02	0,11	227	5,57
11.0	7,46	10,21	12,96	0,06	0,02	0,08	227	5,57
12.0	7,59	10,39	13,20	0,07	0,02	0,09	227	6,96
13.0	7,75	10,59	13,44	0,05	0,04	0,09	227	11,14
14.0	7,67	10,49	13,31	0,06	0,03	0,08	227	8,36
15.0	7,60	10,48	13,37	0,06	0,04	0,09	228	11,14
16.0	7,32	10,33	13,34	0,08	0,02	0,10	228	6,96
17.0	6,91	10,07	13,24	0,15	0,04	0,18	228	11,14
18.0	6,55	9,90	13,25	0,20	0,02	0,22	228	5,57
19.0	6,50	9,84	13,18	0,19	0,02	0,21	228	6,96
20.0	6,58	9,83	13,08	0,17	0,02	0,19	228	6,96
21.0	6,53	9,63	12,73	0,16	0,02	0,18	228	5,57
22.0	6,57	9,54	12,52	0,14	0,01	0,15	228	4,18
23.0	6,54	9,42	12,31	0,13	0,01	0,14	228	4,18

Novembro

0.0	7,13	10,38	13,62	0,08	0,05	0,13	240	15,32
1.0	7,01	10,20	13,39	0,10	0,05	0,14	240	15,32
2.0	6,85	9,97	13,08	0,11	0,04	0,15	240	13,93
3.0	6,79	9,98	13,17	0,11	0,03	0,14	239	11,14
4.0	6,72	9,93	13,15	0,11	0,03	0,14	240	9,75
5.0	6,69	9,84	12,98	0,12	0,03	0,15	240	11,14
6.0	6,76	9,93	13,11	0,12	0,04	0,15	240	12,54
7.0	6,86	10,16	13,46	0,13	0,05	0,18	238	16,72
8.0	7,00	10,27	13,53	0,11	0,05	0,16	239	16,72
9.0	7,27	10,67	14,07	0,10	0,06	0,16	240	20,89
10.0	7,44	10,99	14,53	0,11	0,06	0,17	240	19,50
11.0	7,70	11,29	14,87	0,09	0,06	0,15	240	19,50
12.0	7,70	11,16	14,62	0,10	0,05	0,15	239	16,72
13.0	7,78	11,11	14,44	0,09	0,05	0,15	240	18,11
14.0	7,79	11,06	14,33	0,07	0,04	0,11	239	13,93
15.0	7,54	10,72	13,90	0,08	0,04	0,12	240	13,93
16.0	7,16	10,50	13,84	0,12	0,03	0,15	239	11,14
17.0	6,89	10,37	13,84	0,16	0,05	0,21	240	16,72
18.0	6,90	10,36	13,81	0,14	0,05	0,19	240	15,32
19.0	7,19	10,51	13,83	0,11	0,05	0,16	239	18,11
20.0	7,24	10,47	13,71	0,09	0,04	0,13	240	12,54
21.0	7,26	10,51	13,75	0,08	0,05	0,13	239	15,32
22.0	7,21	10,46	13,72	0,09	0,05	0,14	240	18,11
23.0	7,22	10,51	13,80	0,09	0,05	0,14	240	16,72

Dezembro

0.0	7,69	11,46	15,24	0,08	0,06	0,14	235	20,89
1.0	7,61	11,35	15,09	0,07	0,08	0,14	235	25,07
2.0	7,54	11,16	14,79	0,08	0,06	0,14	235	19,50
3.0	7,54	11,16	14,78	0,06	0,05	0,11	235	15,32

4.0	7,65	11,19	14,72	0,06	0,05	0,11	235	15,32
5.0	7,58	10,97	14,37	0,06	0,06	0,11	235	18,11
6.0	7,52	10,86	14,20	0,06	0,06	0,12	235	19,50
7.0	7,55	10,78	14,01	0,06	0,05	0,10	234	15,32
8.0	7,52	10,74	13,97	0,06	0,06	0,13	235	20,89
9.0	7,57	10,86	14,14	0,05	0,06	0,11	235	20,89
10.0	7,82	11,21	14,60	0,04	0,06	0,10	235	19,50
11.0	8,07	11,49	14,91	0,05	0,09	0,14	235	29,25
12.0	8,22	11,62	15,02	0,04	0,09	0,13	235	27,86
13.0	8,29	11,71	15,13	0,06	0,08	0,14	235	26,47
14.0	8,16	11,62	15,07	0,04	0,08	0,11	235	25,07
15.0	7,88	11,40	14,92	0,06	0,07	0,14	235	23,68
16.0	7,59	11,38	15,18	0,11	0,08	0,19	234	26,47
17.0	7,51	11,17	14,82	0,10	0,07	0,17	234	22,29
18.0	7,58	11,10	14,62	0,09	0,06	0,16	234	20,89
19.0	7,74	11,35	14,96	0,07	0,06	0,14	233	20,89
20.0	7,74	11,27	14,80	0,06	0,07	0,14	234	23,68
21.0	7,67	11,18	14,68	0,06	0,08	0,14	234	25,07
22.0	7,71	11,29	14,87	0,08	0,07	0,15	234	23,68
23.0	7,63	11,31	14,98	0,09	0,06	0,15	233	19,50

Anexo 8 - Dados de vento Gorleston – Scroby Sands

$h_{ref} = 4 \text{ m}$

$\alpha_{Hell} = 0,16$

$h_{cubo} = 60 \text{ m}$

Horário	IS (-)	Vwi,h	IS (+)	% sem operar Vmín	% sem operar Vmáx	%total sem operar	Dados total (n)	Rajada Máx (m/s)
---------	--------	-------	--------	-------------------	-------------------	-------------------	-----------------	------------------

Janeiro

0.0	8,74	12,47	16,20	0,13	0,10	0,23	269	38,08
1.0	8,65	12,34	16,03	0,12	0,10	0,21	269	38,08
2.0	8,50	12,01	15,52	0,13	0,07	0,20	269	40,46
3.0	8,30	11,74	15,17	0,14	0,06	0,20	269	38,88
4.0	8,44	11,84	15,23	0,13	0,07	0,21	269	38,88
5.0	8,56	12,05	15,55	0,12	0,08	0,20	269	36,50
6.0	8,57	12,12	15,67	0,14	0,10	0,24	269	38,08
7.0	8,61	12,20	15,79	0,11	0,09	0,20	269	36,50
8.0	8,66	12,31	15,96	0,11	0,09	0,21	268	40,46
9.0	8,76	12,40	16,05	0,09	0,10	0,19	268	35,70
10.0	8,96	12,53	16,09	0,08	0,11	0,19	269	40,46
11.0	9,16	12,73	16,30	0,07	0,12	0,19	269	38,08
12.0	9,41	12,99	16,57	0,07	0,13	0,20	269	38,88

13.0	9,49	12,78	16,08	0,06	0,14	0,20	269	38,88
14.0	9,27	12,57	15,87	0,06	0,10	0,16	268	38,08
15.0	9,21	12,58	15,95	0,07	0,12	0,19	269	38,08
16.0	8,86	12,33	15,80	0,09	0,10	0,18	269	37,29
17.0	8,50	12,11	15,71	0,10	0,09	0,20	269	35,70
18.0	8,48	12,07	15,67	0,13	0,10	0,23	269	37,29
19.0	8,56	12,23	15,89	0,12	0,09	0,20	269	37,29
20.0	8,62	12,30	15,97	0,09	0,10	0,19	269	35,70
21.0	8,70	12,39	16,09	0,10	0,10	0,20	269	38,08
22.0	8,77	12,53	16,28	0,12	0,09	0,20	269	40,46
23.0	8,82	12,54	16,26	0,12	0,10	0,22	269	37,29

Fevereiro

0.0	8,13	11,92	15,72	0,14	0,08	0,22	242	40,46
1.0	7,99	11,66	15,33	0,17	0,09	0,26	242	44,43
2.0	7,96	11,57	15,19	0,15	0,08	0,23	242	41,26
3.0	8,00	11,60	15,19	0,14	0,07	0,21	243	41,26
4.0	7,99	11,74	15,48	0,14	0,07	0,21	242	42,84
5.0	8,11	11,87	15,63	0,15	0,08	0,23	239	38,88
6.0	8,04	11,65	15,27	0,15	0,07	0,22	241	36,50
7.0	7,93	11,54	15,15	0,16	0,07	0,22	243	35,70
8.0	7,92	11,35	14,78	0,15	0,06	0,20	245	34,91
9.0	7,93	11,22	14,51	0,12	0,06	0,19	243	36,50
10.0	8,22	11,55	14,88	0,13	0,06	0,18	244	38,08
11.0	8,64	11,88	15,12	0,10	0,08	0,19	243	38,88
12.0	8,95	12,30	15,65	0,10	0,12	0,21	241	36,50
13.0	9,13	12,54	15,95	0,08	0,11	0,19	242	39,67
14.0	9,30	12,74	16,17	0,07	0,10	0,18	242	41,26
15.0	9,17	12,67	16,17	0,07	0,13	0,19	240	41,26
16.0	8,90	12,46	16,01	0,08	0,10	0,18	240	47,60
17.0	8,54	12,35	16,16	0,10	0,10	0,21	241	44,43
18.0	8,20	12,10	16,01	0,19	0,11	0,30	243	45,22
19.0	8,06	11,92	15,78	0,16	0,10	0,26	242	37,29
20.0	8,16	12,07	15,98	0,18	0,09	0,27	241	37,29
21.0	8,08	11,83	15,58	0,16	0,10	0,26	244	38,08
22.0	8,09	11,85	15,61	0,14	0,09	0,23	243	34,91
23.0	8,02	11,76	15,50	0,15	0,08	0,23	243	37,29

Março

0.0	7,23	10,63	14,04	0,21	0,06	0,27	258	35,70
1.0	7,15	10,47	13,78	0,18	0,05	0,23	259	34,11
2.0	7,08	10,46	13,83	0,19	0,05	0,24	258	48,40
3.0	7,22	10,68	14,14	0,17	0,06	0,23	257	41,26
4.0	7,32	10,78	14,24	0,15	0,06	0,21	259	41,26
5.0	7,38	10,99	14,59	0,17	0,06	0,23	261	39,67
6.0	7,45	11,05	14,66	0,17	0,06	0,23	261	41,26

7.0	7,63	11,40	15,17	0,15	0,07	0,22	260	43,64
8.0	7,79	11,55	15,30	0,15	0,08	0,23	261	47,60
9.0	8,22	11,93	15,64	0,13	0,09	0,22	261	45,22
10.0	8,43	12,20	15,98	0,15	0,10	0,24	262	46,81
11.0	8,63	12,30	15,97	0,10	0,10	0,20	259	43,64
12.0	8,84	12,41	15,98	0,11	0,11	0,22	257	41,26
13.0	8,83	12,16	15,48	0,10	0,11	0,21	257	35,70
14.0	8,88	12,23	15,58	0,10	0,12	0,22	258	35,70
15.0	8,97	12,42	15,88	0,08	0,12	0,20	259	40,46
16.0	8,73	11,99	15,25	0,10	0,10	0,20	261	40,46
17.0	8,46	11,86	15,26	0,09	0,09	0,18	261	42,05
18.0	7,92	11,37	14,83	0,14	0,08	0,22	261	38,88
19.0	7,47	10,96	14,45	0,20	0,07	0,27	262	34,11
20.0	7,29	10,91	14,54	0,21	0,07	0,27	261	32,53
21.0	7,37	10,93	14,48	0,23	0,05	0,28	261	38,88
22.0	7,23	10,62	14,00	0,24	0,05	0,29	260	35,70
23.0	7,23	10,65	14,06	0,21	0,05	0,26	261	34,11

Abril

0.0	6,39	9,24	12,10	0,23	0,02	0,25	270	31,73
1.0	6,22	9,01	11,80	0,24	0,01	0,25	270	32,53
2.0	6,25	9,01	11,77	0,26	0,01	0,26	270	32,53
3.0	6,29	9,07	11,85	0,21	0,01	0,22	270	31,73
4.0	6,46	9,24	12,02	0,23	0,01	0,24	270	32,53
5.0	6,45	9,26	12,06	0,23	0,01	0,24	270	34,11
6.0	6,58	9,48	12,38	0,22	0,02	0,24	270	34,11
7.0	6,84	9,93	13,02	0,21	0,03	0,24	270	32,53
8.0	7,30	10,40	13,50	0,17	0,02	0,19	270	34,11
9.0	7,67	10,77	13,88	0,16	0,03	0,19	270	32,53
10.0	8,04	11,13	14,21	0,15	0,04	0,19	270	33,32
11.0	8,48	11,48	14,49	0,11	0,04	0,15	270	32,53
12.0	8,71	11,56	14,41	0,08	0,05	0,13	270	29,35
13.0	8,91	11,72	14,54	0,07	0,04	0,12	270	29,35
14.0	9,02	11,85	14,68	0,06	0,05	0,11	270	33,32
15.0	8,95	11,81	14,68	0,07	0,05	0,12	270	31,73
16.0	8,71	11,48	14,26	0,09	0,05	0,14	270	31,73
17.0	8,18	10,94	13,70	0,10	0,04	0,13	270	30,94
18.0	7,63	10,33	13,03	0,16	0,02	0,18	270	30,94
19.0	7,16	9,89	12,63	0,16	0,01	0,17	269	32,53
20.0	6,79	9,76	12,73	0,22	0,02	0,24	270	30,94
21.0	6,70	9,65	12,59	0,21	0,01	0,23	270	32,53
22.0	6,73	9,76	12,80	0,23	0,02	0,26	270	33,32
23.0	6,50	9,44	12,38	0,21	0,01	0,22	270	30,94

Mai

0.0	6,91	9,81	12,71	0,19	0,02	0,20	270	29,35
------------	------	------	-------	------	------	------	-----	-------

1.0	6,87	9,71	12,55	0,18	0,01	0,19	270	30,15
2.0	6,87	9,75	12,64	0,19	0,01	0,20	270	30,94
3.0	6,77	9,64	12,51	0,17	0,02	0,19	270	31,73
4.0	6,74	9,62	12,50	0,18	0,03	0,20	269	30,94
5.0	6,70	9,53	12,35	0,18	0,01	0,19	270	31,73
6.0	6,86	9,64	12,41	0,16	0,02	0,18	270	30,94
7.0	7,12	9,95	12,77	0,16	0,02	0,18	269	32,53
8.0	7,41	10,18	12,96	0,16	0,02	0,17	269	34,91
9.0	7,88	10,57	13,25	0,12	0,02	0,14	269	31,73
10.0	8,25	10,92	13,60	0,10	0,04	0,14	269	30,94
11.0	8,69	11,30	13,92	0,06	0,04	0,10	269	30,94
12.0	9,04	11,80	14,55	0,06	0,05	0,11	269	34,11
13.0	9,32	12,11	14,90	0,05	0,05	0,10	269	34,11
14.0	9,39	12,16	14,92	0,04	0,05	0,09	269	33,32
15.0	9,35	12,06	14,76	0,04	0,06	0,11	270	31,73
16.0	9,04	11,77	14,49	0,07	0,05	0,12	270	32,53
17.0	8,69	11,40	14,10	0,06	0,04	0,10	270	30,94
18.0	8,41	11,07	13,72	0,08	0,04	0,12	270	30,15
19.0	7,92	10,58	13,25	0,10	0,03	0,13	270	32,53
20.0	7,32	10,12	12,93	0,15	0,02	0,17	270	32,53
21.0	7,04	9,92	12,79	0,15	0,02	0,17	270	30,15
22.0	6,94	9,89	12,84	0,20	0,03	0,23	270	30,94
23.0	6,96	9,78	12,60	0,17	0,02	0,19	270	28,56

Junho

0.0	6,31	9,01	11,70	0,21	0,01	0,22	246	32,53
1.0	6,25	8,96	11,68	0,24	0,01	0,24	246	36,50
2.0	6,14	8,69	11,25	0,23	0,01	0,24	246	32,53
3.0	6,10	8,68	11,26	0,23	0,01	0,24	246	31,73
4.0	5,99	8,54	11,10	0,25	0,01	0,26	246	27,77
5.0	6,00	8,44	10,88	0,24	0,01	0,25	246	28,56
6.0	6,23	8,72	11,21	0,19	0,01	0,20	246	28,56
7.0	6,50	8,95	11,40	0,20	0,01	0,21	246	28,56
8.0	6,79	9,27	11,76	0,19	0,01	0,20	246	29,35
9.0	7,19	9,63	12,07	0,15	0,02	0,17	246	30,15
10.0	7,64	10,05	12,47	0,11	0,04	0,14	246	28,56
11.0	7,99	10,38	12,76	0,06	0,04	0,09	246	30,15
12.0	8,33	10,85	13,37	0,06	0,04	0,09	246	33,32
13.0	8,61	11,26	13,92	0,07	0,04	0,11	246	34,11
14.0	8,59	11,28	13,97	0,05	0,04	0,10	246	33,32
15.0	8,52	11,33	14,14	0,07	0,05	0,12	247	33,32
16.0	8,36	11,19	14,02	0,10	0,06	0,16	247	33,32
17.0	8,02	10,67	13,33	0,10	0,04	0,14	247	30,94
18.0	7,75	10,35	12,94	0,12	0,03	0,15	247	30,15
19.0	7,23	9,92	12,61	0,17	0,03	0,20	247	32,53

20.0	6,92	9,58	12,23	0,17	0,01	0,19	247	32,53
21.0	6,61	9,28	11,94	0,19	0,02	0,21	247	32,53
22.0	6,45	9,26	12,07	0,24	0,01	0,26	247	32,53
23.0	6,33	9,09	11,85	0,24	0,02	0,26	247	29,35

Julho

0.0	5,61	7,69	9,76	0,20	0,01	0,21	247	26,97
1.0	5,70	7,80	9,90	0,19	0,01	0,20	248	30,15
2.0	5,69	7,80	9,92	0,20	0,01	0,21	248	27,77
3.0	5,73	7,80	9,87	0,20	0,02	0,21	248	26,97
4.0	5,54	7,49	9,44	0,22	0,01	0,23	248	28,56
5.0	5,53	7,52	9,50	0,23	0,00	0,23	248	24,59
6.0	5,71	7,70	9,69	0,21	0,01	0,22	248	28,56
7.0	6,23	8,32	10,40	0,18	0,00	0,18	248	29,35
8.0	6,47	8,67	10,86	0,15	0,01	0,16	248	30,94
9.0	6,84	9,11	11,38	0,14	0,02	0,15	248	33,32
10.0	7,30	9,52	11,75	0,10	0,02	0,11	248	32,53
11.0	7,82	10,14	12,46	0,08	0,02	0,10	248	34,11
12.0	8,24	10,59	12,94	0,04	0,02	0,06	248	33,32
13.0	8,56	11,09	13,62	0,04	0,03	0,07	248	34,11
14.0	8,72	11,30	13,88	0,04	0,04	0,08	248	32,53
15.0	8,57	11,29	14,00	0,05	0,04	0,09	247	31,73
16.0	8,41	11,14	13,87	0,06	0,03	0,09	248	30,15
17.0	8,20	10,80	13,41	0,07	0,02	0,09	248	32,53
18.0	7,58	10,19	12,80	0,12	0,02	0,14	248	30,94
19.0	6,94	9,36	11,79	0,15	0,02	0,17	248	28,56
20.0	6,30	8,53	10,75	0,19	0,00	0,19	248	30,15
21.0	5,82	8,10	10,38	0,25	0,00	0,25	248	26,97
22.0	5,70	8,00	10,31	0,27	0,00	0,27	248	27,77
23.0	5,67	7,82	9,97	0,23	0,01	0,23	248	37,29

Agosto

0.0	5,96	8,06	10,15	0,15	0,00	0,16	247	26,18
1.0	5,98	7,95	9,92	0,13	0,00	0,13	247	24,59
2.0	5,99	7,93	9,86	0,11	0,01	0,12	247	27,77
3.0	6,05	8,05	10,06	0,13	0,00	0,13	246	23,80
4.0	6,05	8,07	10,10	0,15	0,00	0,16	246	25,39
5.0	6,09	8,21	10,34	0,15	0,01	0,17	246	26,97
6.0	6,25	8,47	10,69	0,14	0,01	0,15	246	26,97
7.0	6,58	8,88	11,19	0,13	0,01	0,13	246	26,18
8.0	6,96	9,40	11,83	0,15	0,01	0,15	246	29,35
9.0	7,39	9,87	12,35	0,11	0,02	0,13	246	31,73
10.0	7,97	10,28	12,58	0,05	0,02	0,07	245	31,73
11.0	8,44	10,71	12,97	0,04	0,01	0,05	246	30,15
12.0	8,80	11,11	13,42	0,01	0,02	0,03	246	30,15
13.0	9,10	11,55	13,99	0,02	0,02	0,04	245	31,73

14.0	9,24	11,82	14,40	0,04	0,04	0,07	246	30,15
15.0	9,18	11,70	14,22	0,04	0,02	0,07	246	29,35
16.0	8,92	11,44	13,96	0,05	0,04	0,09	246	30,94
17.0	8,59	11,11	13,63	0,07	0,03	0,10	246	34,91
18.0	8,01	10,33	12,66	0,08	0,02	0,10	246	35,70
19.0	6,92	9,23	11,54	0,14	0,01	0,15	246	28,56
20.0	6,20	8,46	10,71	0,24	0,01	0,24	246	29,35
21.0	5,95	8,18	10,41	0,24	0,01	0,26	246	26,18
22.0	5,86	8,16	10,46	0,24	0,00	0,25	246	25,39
23.0	5,95	8,10	10,26	0,20	0,00	0,20	246	24,59

Setembro

0.0	6,77	9,52	12,26	0,14	0,03	0,17	211	30,94
1.0	6,70	9,45	12,19	0,16	0,01	0,18	211	32,53
2.0	6,62	9,18	11,74	0,14	0,01	0,15	210	30,94
3.0	6,59	9,04	11,49	0,13	0,01	0,14	211	29,35
4.0	6,50	8,87	11,23	0,11	0,00	0,12	211	25,39
5.0	6,47	8,82	11,16	0,13	0,01	0,14	210	26,18
6.0	6,56	9,00	11,44	0,13	0,01	0,14	210	28,56
7.0	6,69	9,16	11,62	0,13	0,00	0,14	210	26,97
8.0	6,99	9,50	12,00	0,11	0,01	0,13	211	27,77
9.0	7,38	10,03	12,69	0,12	0,02	0,15	211	29,35
10.0	7,73	10,43	13,13	0,12	0,02	0,14	211	32,53
11.0	7,97	10,64	13,31	0,10	0,02	0,12	211	30,94
12.0	8,25	10,86	13,46	0,08	0,03	0,11	211	30,94
13.0	8,58	11,21	13,84	0,05	0,04	0,09	211	33,32
14.0	8,58	11,33	14,09	0,05	0,05	0,10	211	30,94
15.0	8,61	11,29	13,97	0,06	0,06	0,11	211	32,53
16.0	8,49	11,03	13,57	0,05	0,05	0,09	211	30,94
17.0	7,93	10,59	13,25	0,07	0,05	0,12	211	29,35
18.0	7,29	9,91	12,54	0,12	0,02	0,14	211	27,77
19.0	6,79	9,55	12,32	0,19	0,02	0,21	211	27,77
20.0	6,74	9,65	12,56	0,23	0,03	0,26	211	28,56
21.0	6,80	9,73	12,66	0,18	0,03	0,21	211	31,73
22.0	6,87	9,85	12,83	0,18	0,02	0,20	211	31,73
23.0	6,85	9,60	12,35	0,13	0,02	0,15	211	32,53

Outubro

0.0	7,53	10,40	13,26	0,10	0,04	0,14	227	31,73
1.0	7,47	10,28	13,10	0,11	0,03	0,14	227	33,32
2.0	7,46	10,28	13,11	0,11	0,04	0,15	227	30,94
3.0	7,49	10,28	13,06	0,10	0,04	0,13	227	30,15
4.0	7,47	10,34	13,21	0,10	0,04	0,14	227	30,94
5.0	7,64	10,53	13,42	0,09	0,03	0,12	227	38,88
6.0	7,85	10,80	13,76	0,08	0,03	0,11	227	34,11
7.0	7,96	10,96	13,96	0,08	0,03	0,11	227	34,11

8.0	8,04	11,05	14,05	0,09	0,04	0,14	227	37,29
9.0	8,24	11,15	14,05	0,10	0,05	0,15	227	39,67
10.0	8,43	11,33	14,22	0,10	0,05	0,15	227	42,05
11.0	8,56	11,31	14,05	0,06	0,05	0,11	227	31,73
12.0	8,71	11,51	14,31	0,07	0,05	0,11	227	31,73
13.0	8,88	11,73	14,58	0,05	0,07	0,12	227	32,53
14.0	8,80	11,62	14,43	0,06	0,07	0,12	227	33,32
15.0	8,72	11,61	14,50	0,06	0,08	0,14	228	30,94
16.0	8,43	11,44	14,45	0,08	0,07	0,14	228	32,53
17.0	7,99	11,15	14,32	0,15	0,06	0,21	228	34,11
18.0	7,61	10,96	14,32	0,20	0,05	0,25	228	34,11
19.0	7,55	10,90	14,24	0,19	0,04	0,23	228	34,91
20.0	7,64	10,88	14,13	0,17	0,04	0,21	228	34,91
21.0	7,56	10,66	13,76	0,16	0,04	0,19	228	32,53
22.0	7,59	10,57	13,54	0,14	0,04	0,18	228	29,35
23.0	7,55	10,43	13,32	0,13	0,03	0,16	228	31,73

Novembro

0.0	8,25	11,49	14,73	0,08	0,08	0,16	240	38,88
1.0	8,11	11,30	14,48	0,10	0,06	0,16	240	36,50
2.0	7,92	11,04	14,15	0,11	0,09	0,20	240	37,29
3.0	7,86	11,05	14,24	0,11	0,06	0,17	239	34,91
4.0	7,78	11,00	14,21	0,11	0,06	0,17	240	33,32
5.0	7,75	10,89	14,04	0,12	0,07	0,18	240	32,53
6.0	7,82	11,00	14,17	0,12	0,06	0,18	240	35,70
7.0	7,95	11,25	14,55	0,13	0,07	0,20	238	37,29
8.0	8,10	11,37	14,63	0,11	0,08	0,18	239	34,91
9.0	8,41	11,81	15,21	0,10	0,08	0,18	240	40,46
10.0	8,62	12,17	15,71	0,11	0,09	0,20	240	40,46
11.0	8,91	12,50	16,08	0,09	0,10	0,20	240	41,26
12.0	8,90	12,36	15,81	0,10	0,10	0,20	239	37,29
13.0	8,97	12,30	15,63	0,09	0,10	0,19	240	34,91
14.0	8,98	12,25	15,52	0,07	0,11	0,18	239	34,11
15.0	8,69	11,87	15,04	0,08	0,09	0,17	240	38,88
16.0	8,29	11,63	14,97	0,12	0,08	0,20	239	34,91
17.0	8,00	11,48	14,95	0,16	0,08	0,24	240	36,50
18.0	8,01	11,47	14,92	0,14	0,08	0,23	240	37,29
19.0	8,32	11,64	14,96	0,11	0,08	0,18	239	34,91
20.0	8,36	11,60	14,83	0,09	0,06	0,15	240	34,91
21.0	8,39	11,63	14,88	0,08	0,09	0,17	239	39,67
22.0	8,33	11,59	14,84	0,09	0,08	0,17	240	36,50
23.0	8,34	11,64	14,93	0,09	0,08	0,17	240	38,88

Dezembro

0.0	8,92	12,69	16,47	0,08	0,10	0,18	235	45,22
1.0	8,83	12,57	16,31	0,07	0,11	0,18	235	44,43

2.0	8,73	12,36	15,99	0,08	0,09	0,17	235	42,84
3.0	8,74	12,36	15,98	0,06	0,09	0,16	235	46,81
4.0	8,85	12,39	15,92	0,06	0,08	0,14	235	51,57
5.0	8,76	12,15	15,54	0,06	0,08	0,14	235	48,40
6.0	8,69	12,02	15,36	0,06	0,08	0,14	235	42,05
7.0	8,70	11,93	15,16	0,06	0,08	0,14	234	39,67
8.0	8,67	11,90	15,12	0,06	0,10	0,16	235	38,08
9.0	8,74	12,02	15,31	0,05	0,11	0,15	235	36,50
10.0	9,02	12,41	15,81	0,04	0,11	0,15	235	36,50
11.0	9,30	12,72	16,14	0,05	0,12	0,17	235	36,50
12.0	9,46	12,86	16,27	0,04	0,10	0,14	235	38,08
13.0	9,54	12,96	16,38	0,06	0,10	0,16	235	40,46
14.0	9,40	12,86	16,32	0,04	0,12	0,16	235	39,67
15.0	9,10	12,62	16,15	0,06	0,10	0,17	235	39,67
16.0	8,81	12,60	16,40	0,11	0,12	0,23	234	41,26
17.0	8,71	12,36	16,01	0,10	0,10	0,21	234	41,26
18.0	8,77	12,29	15,81	0,09	0,11	0,20	234	45,22
19.0	8,96	12,57	16,18	0,07	0,12	0,20	233	44,43
20.0	8,95	12,48	16,01	0,06	0,11	0,18	234	44,43
21.0	8,87	12,37	15,88	0,06	0,10	0,17	234	41,26
22.0	8,92	12,50	16,08	0,08	0,12	0,19	234	39,67
23.0	8,85	12,52	16,19	0,09	0,09	0,18	233	40,46

Anexo 9 – Dados de produção teórica para o parque Scroby Sands no período de inverno no ano de 2015

h ref = 4m $\alpha_{Hell} =$ At 5027 m² Dens. 397,9 W/m²
h cubo = 60m 0,16 n turbinas 30 carga

Hora	Produção máx (MWh)	Fmáx	Produção média (MWh)	F méd	Produção Mín (MWh)	Fmín	Total de dados	Média ponderada (MWh)
Dezembro								
0	60,0	12	34,6	16	0	3	31	41,1
1	60,0	11	33,1	14	0	3	31	36,3
2	60,0	11	33,3	15	0	4	31	37,4
3	60,0	10	32,5	16	0	4	31	36,1
4	60,0	9	33,4	17	0	3	31	35,8
5	60,0	9	33,6	16	0	4	31	34,8
6	60,0	11	33,5	15	0	4	31	37,5
7	60,0	11	35,9	16	0	2	31	39,8
8	60,0	11	36,2	16	0	2	31	40,0
9	60,0	9	33,4	15	0	3	31	33,6
10	60,0	10	33,3	17	0	2	31	37,6
11	60,0	12	35,2	15	0	2	31	40,3
12	60,0	13	38,6	14	0	2	31	42,6

13	60,0	14	42,8	19	0	2	31	53,3
14	60,0	14	44,7	17	0	1	31	51,6
15	60,0	12	42,5	18	0	1	31	47,9
16	60,0	12	40,2	16	0	1	31	44,0
17	60,0	11	40,6	19	0	1	31	46,2
18	60,0	13	42,9	19	0	1	31	51,5
19	60,0	14	40,5	16	4,5	2	31	48,3
20	60,0	14	40,8	19	4,5	2	31	52,4
21	60,0	12	40,3	18	0	1	31	46,6
22	60,0	13	40,3	18	0	1	31	48,5
23	60,0	13	37,3	15	0	1	31	43,2

Janeiro

0	60,0	7	26,5	12	0	1	31	23,8
1	60,0	8	27,7	13	0	2	31	27,1
2	60,0	10	28,0	15	0	2	31	32,9
3	60,0	7	27,6	14	0	2	31	26,0
4	60,0	7	28,1	14	0	2	31	26,3
5	60,0	8	27,5	14	0	5	31	27,9
6	60,0	10	26,5	12	0	5	31	29,6
7	60,0	7	25,9	11	0	6	31	22,7
8	60,0	5	24,4	13	0	4	31	19,9
9	60,0	4	23,4	11	0	3	31	16,0
10	60,0	4	24,4	13	0	3	31	18,0
11	60,0	6	27,9	15	0	1	31	25,1
12	60,0	9	29,6	14	0	2	31	30,8
13	60,0	9	31,4	16	0	3	31	33,6
14	60,0	7	28,9	14	0	3	31	26,6
15	60,0	7	28,0	15	0	3	31	27,1
16	60,0	7	27,4	14	0	3	31	25,9
17	60,0	7	23,8	11	0	4	31	22,0
18	60,0	5	23,3	10	0	1	31	17,2
19	60,0	7	22,9	11	0	3	31	21,7
20	60,0	6	21,5	10	0	3	31	18,5
21	60,0	6	20,6	10	0	2	31	18,3
22	60,0	6	23,9	10	0	3	31	19,3
23	60,0	8	24,9	11	0	2	31	24,3

Fevereiro

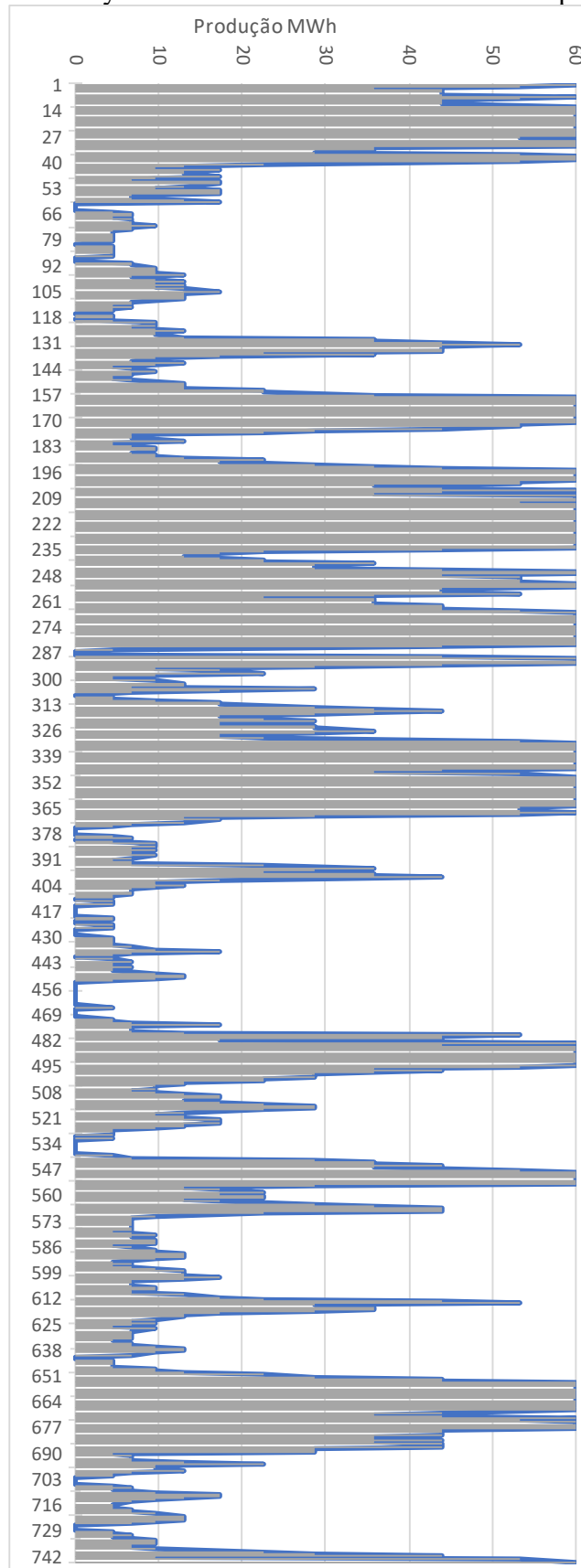
0	60,0	4	16,7	9	0	7	28	13,9
1	60,0	4	18,0	9	0	7	28	14,4
2	60,0	2	15,6	9	0	8	28	9,3
3	60,0	1	16,1	11	0	5	28	8,5
4	60,0	1	17,1	12	0	7	28	9,5
5	60,0	4	21,9	13	0	6	28	18,7
6	60,0	5	22,1	12	0	5	28	20,2
7	60,0	5	19,2	10	0	5	28	17,6
8	60,0	4	19,4	10	0	4	28	15,5
9	60,0	4	23,3	10	0	4	28	16,9
10	60,0	5	25,6	12	0	4	28	21,7
11	60,0	6	28,4	15	0	4	28	28,1
12	60,0	8	30,7	14	0	4	28	32,5
13	60,0	8	29,8	13	0	3	28	31,0
14	60,0	7	29,7	13	0	2	28	28,8

15	60,0	7	27,1	12	0	3	28	26,6
16	60,0	6	26,5	15	0	3	28	27,0
17	60,0	8	25,3	13	0	8	28	28,9
18	60,0	6	20,1	11	0	9	28	20,8
19	60,0	6	20,8	13	0	11	28	22,5
20	60,0	6	21,0	13	0	9	28	22,6
21	60,0	4	21,1	12	0	7	28	17,6
22	60,0	5	19,9	11	0	6	28	18,5
23	60,0	5	17,7	9	0	8	28	16,4

Março

0	60,0	4	21,9	14	0	5	31	17,6
1	60,0	4	21,0	13	0	7	31	16,6
2	60,0	3	20,1	12	0	5	31	13,6
3	60,0	3	21,0	11	0	5	31	13,2
4	60,0	1	19,2	12	0	4	31	9,4
5	60,0	3	19,3	12	0	5	31	13,3
6	60,0	3	20,9	13	0	3	31	14,6
7	60,0	4	26,8	13	0	4	31	19,0
8	60,0	6	28,0	14	0	2	31	24,3
9	60,0	7	31,0	15	0	3	31	28,6
10	60,0	8	34,1	16	0	2	31	33,1
11	60,0	8	31,5	14	0	2	31	29,7
12	60,0	10	35,5	18	0	2	31	39,9
13	60,0	9	34,4	18	0	2	31	37,4
14	60,0	10	34,6	18	0	4	31	39,5
15	60,0	11	36,1	15	0	3	31	38,8
16	60,0	6	36,4	15	0	1	31	29,2
17	60,0	8	34,3	16	0	2	31	33,2
18	60,0	6	29,6	14	0	3	31	25,0
19	60,0	6	27,5	16	0	5	31	25,8
20	60,0	6	26,2	14	0	7	31	23,4
21	60,0	6	25,9	15	0	9	31	24,2
22	60,0	5	24,1	15	0	9	31	21,4
23	60,0	6	25,1	15	0	8	31	23,8

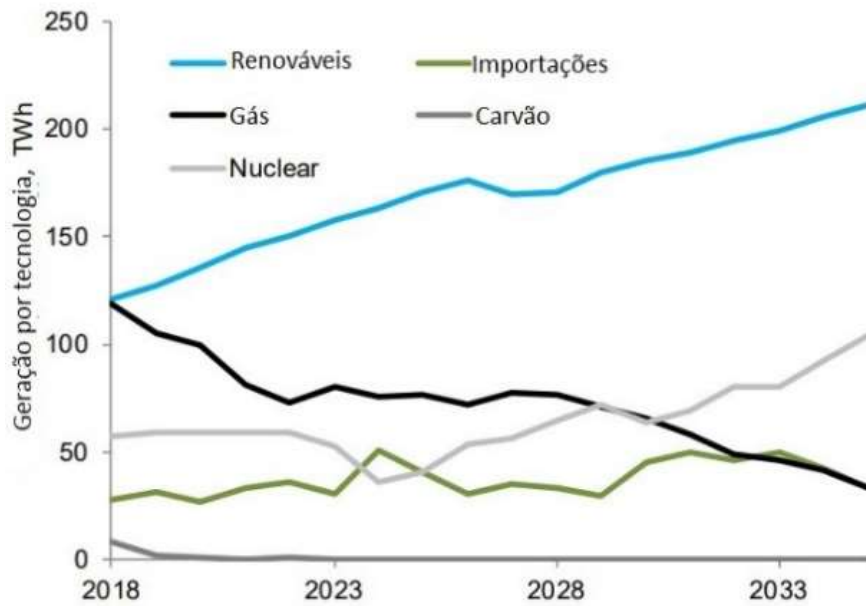
Anexo 10 – Produção para o mês de janeiro de 2015 de acordo com os dados de ventos para o parque Scroby Sands Base em dados do Met Office para Gorleston



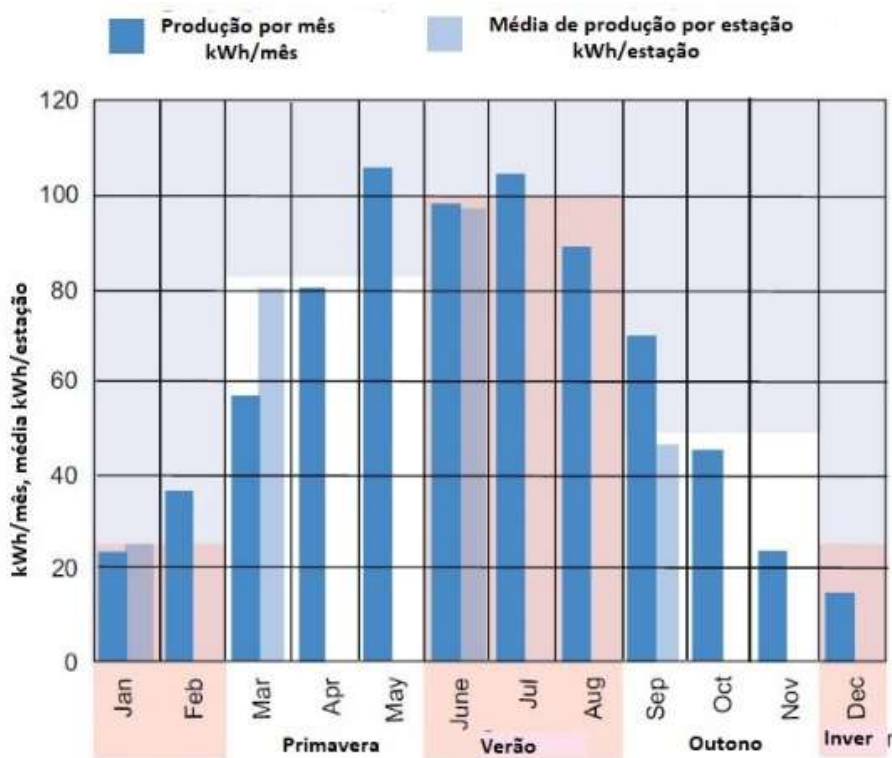
Anexo 11 – Produção teórica horaria consideradas as médias ponderadas para janeiro

	Walney Extension	London Array	Dudgeon	Scroby Sands
Horário	Média ponderada (MWh)	Média ponderada (MWh)	Média ponderada (MWh)	Média ponderada (MWh)
0.0	396,37	356,53	310,11	45,49
1.0	393,59	372,93	319,20	46,82
2.0	411,80	365,05	317,00	47,33
3.0	399,66	361,23	313,70	46,58
4.0	385,75	360,73	315,62	46,73
5.0	406,03	358,74	326,10	47,26
6.0	395,23	356,20	314,41	45,27
7.0	379,48	362,11	325,48	47,48
8.0	386,56	358,97	324,08	47,22
9.0	392,96	370,53	329,76	48,10
10.0	407,82	378,43	331,64	48,36
11.0	416,65	430,43	339,41	47,92
12.0	435,07	480,55	338,82	47,26
13.0	442,20	478,21	343,26	47,48
14.0	455,78	467,80	349,00	49,65
15.0	466,08	455,00	341,78	48,36
16.0	442,03	394,62	335,84	48,59
17.0	420,91	348,02	324,75	47,57
18.0	410,15	355,50	318,35	45,73
19.0	421,50	355,53	324,67	47,26
20.0	410,07	353,35	332,48	48,36
21.0	406,86	370,70	325,73	47,70
22.0	403,43	400,72	321,82	47,26
23.0	398,39	391,33	318,99	46,16

Anexo 12 - Projeções para fontes de geração elétrica até 2035 Fonte: BEIS, 2019



Anexo 13 - Geração solar em cada estação no Reino Unido Fonte: Cambridge Solar



Anexo 14 - Correlação da média ponderada de produção teórica e o consumo máximo, no mês de janeiro

	Walney Extension	London Array	Scroby Sands	Consumo máximo
Walney Extension	1,00			
London Array	0,74	1,00		
Scroby Sands	0,36	0,47	1,00	
Consumo máximo	0,53	0,33	-0,34	1,00

Anexo 15 - Capacidade das centrais elétricas no Reino Unido Fonte: Digest, 2018, p.145

	MW				
	end December				
	2013	2014	2015	2016	2017
Major power producers (1)					
Total transmission entry capacity	77,167	75,694	70,798r	68,203r	70,954
Of which:	-	-	-	-	-
Conventional steam stations:	23,141	21,282	18,714	14,607r	14,311
Coal fired	20,591	18,732	17,534	13,677r	13,341
Oil fired	1,370	1,370	-	-	-
Mixed or dual fired (3)	1,180	1,180	1,180	930r	970
Combined cycle gas turbine station:	32,967	31,994	29,434r	29,805r	31,482
Nuclear stations	9,906	9,937	9,487	9,497	9,361
Gas turbines and oil engines (11)	1,639	1,643	1,287r	1,766r	1,680
Hydro-electric stations:	-	-	-	-	-
Natural flow (4)	1,399	1,400	1,400	1,401	1,404
Pumped storage	2,744	2,744	2,744	2,744	2,744
Wind (4) (5)	3,947	4,528	4,917	5,431r	6,814
Solar (4)	-	-	288	400	574
Renewables other than hydro, wind	1,424	2,166	2,526r	2,552r	2,585
Other generators (1)	-	-	-	-	-
Total capacity of own generating p	7,430	8,718	9,119r	9,985r	10,339
Of which:	-	-	-	-	-
Conventional steam stations (8)	2,045	2,108	2,171	2,097r	2,023
Combined cycle gas turbine station:	1,905	1,813	1,616	1,461r	1,405
Hydro-electric stations (natural flow)	163	169	186	206	219
Wind (4) (9)	905	1,094	1,234r	1,524r	1,716
Solar (4)	499	940	1,344r	1,625r	1,598
Renewables other than hydro, wind	1,914	2,594	2,568r	3,072r	3,379
All generating companies	-	-	-	-	-
Total capacity	84,596	84,412	79,917r	78,188r	81,294
Of which:	-	-	-	-	-
Conventional steam stations (8)	25,186	23,390	20,885	16,704r	16,334
Combined cycle gas turbine station:	34,872	33,807	31,050r	31,266r	32,887
Nuclear stations	9,906	9,937	9,487	9,497	9,361
Gas turbines and oil engines	1,639	1,643	1,287r	1,766r	1,680
Hydro-electric stations:	-	-	-	-	-
Natural flow (4)	1,561	1,569	1,586	1,608r	1,623
Pumped storage	2,744	2,744	2,744	2,744	2,744
Wind (4)	4,851	5,622	6,151r	6,955r	8,529
Solar (4)	499	940	1,632r	2,025r	2,172
Renewables other than hydro, wind	3,338	4,760	5,094r	5,624r	5,964

(1) See paragraphs 5.72 to 5.79 for information on companies covered.

(2) See paragraph 5.86 for definition. Data before 2006 are based on declared net capacity.

(3) Includes gas fired stations that are not Combined Cycle Gas Turbines, or have some CCGT capability but mainly operate as conventional thermal stations.

(4) Small-scale hydro, wind and solar photovoltaics capacity are shown on declared net capability basis, and are de-rated to account for intermittency, by factors of 0.365, 0.43 and 0.17 respectively. See paragraph 5.87.

(5) From 2007, major wind farm companies are included under Major Power Producers, see paragraph 5.74

(6) For Major Power Producers, this includes bioenergy; for other generators, this includes bioenergy, wave and tidal.

(7) "Other generators" capacities are given in declared net capacity terms, see paragraph 5.77.

(8) For other generators, conventional steam stations include combined heat and power plants (electrical capacity only) but exclude combined cycle gas turbine plants, hydro-electric stations and plants using renewable sources.

(9) Falls in capacity in 2007, 2010 and 2012 due to re-classification of capacity to Major Power Producers.

(10) Stations on Supplemental Balancing Reserve, ie. those that are closed but available for times of high demand such as winter, are classed as having zero capacity. SBR ended in 2017.

(11) Significant revision to gas turbine capacity as a plant was converted in 2016 from CCGT and this was not reflected in the previous publication.