



Fábio André Antunes Carmo

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores

Utilização de Micro FV com Armazenamento para Compensação da Intermitência da Energia Eólica

Dissertação para Obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor João Francisco Alves Martins, Prof. Auxiliar,
Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade
Nova de Lisboa

24 de Novembro de 2016



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

[Verso da Capa]

Utilização de Micro FV com Armazenamento para Compensação da Intermitência da Energia Eólica

Copyright © Fábio André Antunes Carmo, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

“You only stop learning when you quit”

Ruud Gullit

Agradecimentos

Gostaria de deixar aqui o meu mais sincero agradecimento a todos aqueles que me ajudaram, de uma forma ou de outra, a concluir esta etapa com sucesso.

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao orientador desta dissertação, o Professor João Martins, por todo o apoio prestado durante o desenrolar da mesma, por todos os conselhos dados e dedicação demonstrada ao longo deste processo. Agradeço também todas as suas revisões e revisões prestadas a este documento.

Agradecer também ao Professor Francisco Reis, pela disponibilidade, pelo esclarecimento de todas as dúvidas e pelo auxílio ocasional dado ao longo de todo o trabalho

Gostaria também de agradecer a todos os amigos que fiz nestes cinco anos de FCT, em especial, ao Duarte, à Daniela, ao Mestre, ao Silva, à Joana, ao Freitas, ao Estevam e ao Prego. Sem o vosso apoio, amizade e companheirismo, estes cinco anos teriam sido muito mais difíceis. Fica também um agradecimento para os meus colegas da 1.5, por todos os momentos lá passados.

Agradeço também a todos os meus amigos, em especial, ao David Cardoso, ao Miguel Almeida, ao Fábio Vieira, ao Tiago Gouveia, ao Ricardo Lourenço e à Daniela Alves, por me terem acompanhado desde sempre e por me terem estado lá nos momentos mais difíceis, o meu mais sincero obrigado.

Gostaria também de agradecer a todos os treinadores que acompanharam o meu percurso até aqui, pela exigência que sempre me colocaram e por terem moldado a minha personalidade, tornando-me sempre mais forte, em especial, ao Bernardo, ao Morais e ao Bruno Duarte.

Por último, um agradecimento enorme à minha família. Aos meus tios, por me terem tornado no Homem que eu sou, por todo o apoio que me deram e por todas as condições que me proporcionaram e que me permitiram chegar até aqui. À Paula, ao Daniel, à Elsa, ao Tiago, ao Diogo, à Margarida e ao Gonçalo, por todo o apoio e por estarem sempre lá para mim, muito obrigado, por tudo o que sempre me proporcionaram e pelo apoio que sempre me deram.

A realização desta dissertação marca o fim de uma etapa na minha vida que, sem todos vós, não seria possível alcançar. Por isso, deixo aqui o meu mais sincero agradecimento a todos.

Resumo

Com as evoluções tecnológicas registadas nas últimas décadas, existe uma necessidade cada vez maior de utilizar esses mesmos avanços para melhorar o meio ambiente. Assim sendo, um dos maiores desafios do século XXI passa pela diminuição do consumo dos combustíveis fósseis e consequente substituição da utilização deste tipo de energia por outras mais limpas e amigas do ambiente.

Como tal, um dos planos de ação mais adotados no sentido de um obtermos um planeta ambientalmente mais sustentável, passa pela integração das energias renováveis como forma de produção de energia principal, diminuindo desta forma o consumo de combustíveis fósseis, bem como das emissões de gases com efeito de estufa para a atmosfera.

Portugal possui em elevado potencial, não só fotovoltaico, mas também eólico, que permite que estas duas fontes de energia sejam exploradas com alguma incidência neste país. No entanto, a energia eólica possui um elevado grau de variabilidade, que faz com que os valores relativos à sua produção não sejam sempre concordantes com os valores que se encontram previstos.

Desta forma, existe uma necessidade de mitigar os erros de previsão de energia eólica existentes. Assim sendo, nesta dissertação propõe-se desenvolver uma metodologia que permita efetuar um estudo onde se possa avaliar de que forma é que o potencial fotovoltaico existente em Portugal pode ser utilizado para mitigar os erros de previsão de energia eólica, causados pela variabilidade do vento.

O estudo considera a existência de um sistema fotovoltaico e de um sistema de armazenamento em cada habitação, de acordo com o número das mesmas existentes em território nacional. Desta forma, será possível utilizar a energia fotovoltaica para mitigar os erros de previsão eólica, sendo que o sistema de armazenamento servirá para mitigar os erros de previsão que ocorram durante o período noturno.

Palavras-chave: Energia Eólica, Energia Fotovoltaica, Sistemas de Armazenamento, Micro FV

Abstract

With the technological developments recorded in latest decades, there is an increasingly need to use these developments in order to improve the environment. Thus, one of the biggest challenges of the twenty-first century is to decrease the consumption of fossil fuels and their consequent replacement by other cleaner and more environmentally friendly energy sources.

Therefore, one of the plans of action most adopted towards obtaining a more environmentally sustainable planet, involves the integration of renewable energy as a primary form of energy production, thus reducing consumption of fossil fuels and greenhouse gas emissions to the atmosphere.

Portugal has high potential, not only in Photovoltaics, but also in Eolic production, which allows these two energy sources to be explored with some impact in this country. However, the wind production has a high degree of variability, which makes the values of production not always consistent with the values that are forecasted.

Consequently, there is a need to mitigate the existing wind power forecast errors. Therefore, this thesis proposes to develop a methodology that allows us to study if the existing photovoltaic potential in Portugal can be used to mitigate the wind power forecast errors caused by wind variability.

The study considers the existence of a photovoltaic and storage system in each house, according to the number of dwellings in the country. In this way, you can use the photovoltaic energy, to mitigate the Eolic forecast errors and the storage system will be used to mitigate the forecast errors that occur during the night.

Keywords: Eolic Energy, Photovoltaic Energy, Storage Systems, Micro PV

Índice Geral

Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract	ix
Índice Geral	xi
Índice de Tabelas	xiii
Índice de Figuras	xv
Lista de Acrónimos e Abreviaturas	xvii
1 Introdução	1
1.1 Motivação	1
1.2 Potencial Fotovoltaico em Portugal	1
1.3 Potencial Eólico em Portugal.....	2
1.4 Objetivo da Dissertação	6
1.5 Estrutura da Dissertação	7
2 Enquadramento Técnico Legal	9
2.1 Sistema de Energia Elétrica	9
2.2 Novo Regulamento do Autoconsumo.....	15
2.3 Energia Eólica.....	18
2.4 Energia Fotovoltaica	21
2.5 Tipos de Armazenamento Existentes.....	23
2.6 Demand Response	28
3 Análise de Erro	31
3.1 Técnicas de Previsão de Produção.....	31
3.2 Análises de Erro de Previsão Efetuadas	36
4 Metodologia	43
4.1 Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos.....	48
4.2 Dimensionamento dos Sistemas de Armazenamento	55
5 Resultados	61
5.1 Dimensionamento para o Inverno	62

5.2	Dimensionamento para a Primavera	66
5.3	Dimensionamento para o Verão.....	69
5.4	Dimensionamento para o Outono	72
6	Conclusões e Trabalho Futuro.....	77
6.1	Conclusões	77
6.2	Sugestões de Trabalho Futuro	79
	Referências	81

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 - Valores de referência para os vários níveis de tensão (Cerca Magalhães et al. 2006).....	10
Tabela 2.2 - Síntese dos principais equipamentos da RNT (REN - Rede Eléctrica Nacional 2015).....	11
Tabela 2.3 - Caracterização da Rede Nacional de Distribuição a 31 de Dezembro de 2014 (EDP Distribuição 2014).	12
Tabela 3.1 - Categorias de previsão de energia eólica e intervalos de tempo correspondentes (tabela adaptada de (Chang 2014) (Madureira Rolo 2014)).	32
Tabela 3.2 - Categorias de previsão de energia fotovoltaica e intervalos de tempo correspondentes (tabela adaptada de (Remund et al. 2013)).	35
Tabela 3.3 - Análise do Erro Positivo por estação do ano.....	40
Tabela 4.1 - Características do painel fotovoltaico a ser utilizado.....	49
Tabela 4.2 - Energia média produzida diariamente por mês em Portugal Continental (tabela obtida através de (PVGIS 2016))	51
Tabela 4.3 - Características do sistema utilizado para obter os valores da Tabela 4.2 (tabela obtida através de (PVGIS 2016))	51
Tabela 4.4 - Características das baterias do modelo CLASSIC – Series Opzs Solar.....	57
Tabela 5.1 - Dimensionamento dos painéis FV para Janeiro de 2015.....	64
Tabela 5.2 - Características da bateria selecionada e do sistema	65
Tabela 5.3 - Dimensionamento dos sistemas de armazenamento para Janeiro de 2015	65
Tabela 5.4 - Dimensionamento dos painéis FV para Abril de 2015.....	68
Tabela 5.5 - Dimensionamento dos sistemas de armazenamento para Abril de 2015	68
Tabela 5.6 - Dimensionamento dos painéis FV para Julho de 2015	71
Tabela 5.7 - Dimensionamento dos sistemas de armazenamento para Julho de 2015.....	71
Tabela 5.8 - Dimensionamento dos painéis FV para Outubro de 2015.....	74
Tabela 5.9 - Dimensionamento dos sistemas de armazenamento para Outubro de 2015	74

Índice de Figuras

Figura 1.1 - Velocidade média do vento em Portugal Continental (figura adaptada de (Energia Lateral 2014))	3
Figura 1.2 - Localização dos grandes parques eólicos em Portugal Continental em 2009 (figura adaptada de (ENEOP - Eólicas de Portugal 2009b))	3
Figura 1.3 - Registo de um anemómetro durante um dia, uma semana e um mês, respetivamente (figura adaptada de (Castro 2005))	5
Figura 1.4 - Previsão versus Produção de Energia Eólica (figura adaptada de (REN - Rede Eléctrica Nacional 2014)).....	6
Figura 2.1 - Esquema Geral do Sistema de Energia Elétrica (figura adaptada de (ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos 2013)).....	13
Figura 2.2 - Diagrama de Fluxo das Relações do Sistema de Energia Elétrica português (figura adaptada de (Murta Pina 2014)).....	14
Figura 2.3 – Aerogerador de Eixo Horizontal - Funcionamento e Constituição (figura adaptada de (Eólica 2013))	19
Figura 2.4 - Aerogerador de Eixo Vertical - Constituição (figura adaptada de (Aero-Mini 2009))	19
Figura 2.5 – Evolução Anual da Potência Eólica e Distribuição dos Parques Eólicos por Escalões de Potência em 2012 (figura adaptada de (REN - Rede Eléctrica Nacional 2013)).....	21
Figura 2.6 - Funcionamento geral da Energia Fotovoltaica (figura adaptada de (Sousas Energia Renovável n.d.))	22
Figura 2.7 – Constituintes de um sistema de armazenamento Flywheel (figura adaptada de (PennEnergy 2013))	25
Figura 2.8 - Classificação dos tipos de programas de Demand Response (Miranda 2015)	30
Figura 3.1 – Gráfico relativo aos dois tipos de erros de previsão em 2015.....	37
Figura 3.2 – Valor de erro positivo e negativo por escalão de potência de produção de energia eólica no ano de 2015	38
Figura 4.1 - Diagrama global elucidativo da ferramenta implementada na dissertação.....	44
Figura 4.2 – Fluxograma da metodologia implementada.....	47
Figura 4.3 - Diagrama de Carga de uma Habitação em Janeiro segundo o modelo de Richardson.....	53
Figura 5.1 - Erro Positivo e Valor Médio do Erro Positivo em cada hora de Janeiro.....	62
Figura 5.2 - Ocorrência de Erro Positivo acima do valor médio em Janeiro	63

Figura 5.3 - Ocorrências desfavoráveis para a rede em Janeiro	63
Figura 5.4 - Erro Positivo e Valor Médio do Erro Positivo em cada hora de Abril	66
Figura 5.5 - Ocorrência de Erro Positivo acima do valor médio em Abril	67
Figura 5.6 - Ocorrências desfavoráveis para a rede em Abril	67
Figura 5.7 - Erro Positivo e Valor Médio do Erro Positivo em cada hora de Julho	69
Figura 5.8 - Ocorrência de Erro Positivo acima do valor médio em Julho.....	70
Figura 5.9 - Ocorrências desfavoráveis para a rede em Julho	70
Figura 5.10 - Erro Positivo e Valor Médio do Erro Positivo em cada hora de Outubro	72
Figura 5.11 - Ocorrência de Erro Positivo acima do valor médio em Outubro	73
Figura 5.12 - Ocorrências desfavoráveis para a rede em Outubro.....	73

Lista de Acrónimos e Abreviaturas

ANFIS *Adaptative-Neuro-Fuzzy Inference System*

ANN *Artificial Neural Network*

AT Alta Tensão

BASE *Beta-Alumina Solid Electrolyte*

BT Baixa Tensão

CA Corrente Alternada

CC Corrente Contínua

CUR Comercializador de Último Recurso

DGEG Direção-Geral de Energia e Geologia

DR *Demand Response*

DSM *Demand Side Management*

EDP Energias de Portugal

EPIA *European Photovoltaic Industry Association*

FV Fotovoltaico

GEE Gases com Efeito de Estufa

MAT Muito Alta Tensão

MFC *Microbial Fuel Cell*

MT Média Tensão

NFN *Neuro-Fuzzy Network*

NWP *Numerical Weather Prediction*

OMIE Operador Mercado Ibérico de Energia

PRI Prazo de Retorno do Investimento

RBF *Radial Basis-Function*

REN Rede Elétrica Nacional

RESP Rede Elétrica de Serviço Público

RND Rede Nacional de Distribuição

RNT Rede Nacional de Transporte

SEE Sistema de Energia Elétrica

SEN Sistema Elétrico Nacional

SMES *Superconducting Magnetic Energy Storage*

UE União Europeia

UP Unidade de Produção

UPAC Unidade de Produção para Autoconsumo

UPP Unidades de Pequena Produção

UPS *Uninterruptible Power Supply*

VPP *Virtual Power Plant*

WECS *Wind Energy Conversion Systems*

1 Introdução

1.1 Motivação

Com as alterações climáticas registadas nas últimas décadas, o maior desafio que surgiu à população em geral e às empresas do sector elétrico em particular, foi o de encontrar uma forma de reduzir o consumo de combustíveis fósseis e aumentar a contribuição das energias renováveis. Para que tal fosse possível, em Março de 2007, a União Europeia (UE) propôs as “Metas 20-20-20”, na vertente relativa à energia e às alterações climáticas da Estratégia Europa 2020 (EU2020). As metas em questão terão de ser cumpridas até 2020 e são colocadas do seguinte modo:

1. Redução das emissões dos Gases com Efeito de Estufa (GEE) em 20% quando comparados com os valores emitidos em 1990;
2. 20% de redução do consumo de energia primária, devido ao aumento da eficiência energética;
3. 20% de porção de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final (RECS n.d.);

Estes objetivos a que a UE se propõem apenas serão exequíveis com a total disponibilidade de todos os países envolvidos. Sendo Portugal um país com um potencial fotovoltaico bastante interessante e com um potencial eólico também de grande valia, estas duas fontes de energia poderão ser um enorme impulso para que o último ponto das “Metas 20-20-20” seja alcançado com maior facilidade.

1.2 Potencial Fotovoltaico em Portugal

Segundo o relatório “*Connecting the Sun*”, realizado pela *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA), estima-se que em 2020, Portugal tenha mais de 3 GW ligados à rede e que,

em 2030, este valor ascenda aos 8 GW (Económico 2013). Através da análise deste relatório, verifica-se que o potencial fotovoltaico em Portugal tem uma grande dimensão e que poderá, de facto, ser uma mais-valia futura para a implementação de um sistema elétrico cada vez mais “limpo” e independente de combustíveis fósseis e da importação.

Todavia, a energia fotovoltaica possui algumas condicionantes que terão de ser acauteladas aquando da implementação deste tipo de sistema, como por exemplo, o baixo rendimento dos painéis fotovoltaicos ou o facto de apenas existir produção fotovoltaica diurna.

Para colmatar alguns dos problemas da integração da energia fotovoltaica à rede foi proposto o armazenamento da energia produzida, sendo esta apenas injetada na rede posteriormente ou consumida localmente. Tendo em consideração que apenas 1% das instalações fotovoltaicas em Portugal são *off-grid* e que a percentagem de instalações particulares que possuem, em simultâneo, armazenamento e geração fotovoltaica é residual, será interessante perceber como irá decorrer o crescimento deste tipo de instalações, uma vez que a nova lei do autoconsumo promove esse mesmo crescimento e que esse crescimento poderá ser importante para implementar a solução que será proposta nesta dissertação.

1.3 Potencial Eólico em Portugal

Apesar de Portugal não ser um dos países mais ventosos da Europa, possui ainda assim uma quantidade considerável de dias onde o fator vento é bastante acentuado e, como tal, poderá ser aproveitado para as mais variadas atividades, desde a prática de desportos náuticos à produção de energia elétrica. Basta atentar que, em certas zonas da Alemanha, não existe um potencial eólico tão elevado como na maior parte do território português mas que, ainda assim, as empresas alemãs continuam a implementar projetos visando a produção de energia eólica a um ritmo muito elevado (AGENEAL n.d.).

Analisando a Figura 1.1 verifica-se que a velocidade média do vento é mais elevada nas zonas costeiras, bem como nas zonas montanhosas pelo que, teoricamente, será mais proveitoso instalar um parque eólico nestas zonas do que no interior ou em zonas menos montanhosas.

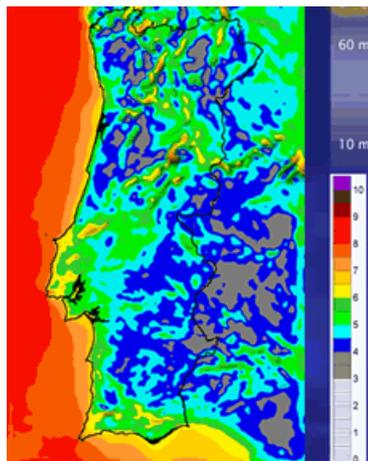


Figura 1.1 - Velocidade média do vento em Portugal Continental (figura adaptada de (Energia Lateral 2014))

Tendo em conta o que foi dito relativamente à Figura 1.1, e atendendo aos dados presentes na Figura 1.2 é possível verificar que a localização da generalidade dos maiores parques eólicos não é distribuída como seria de esperar.

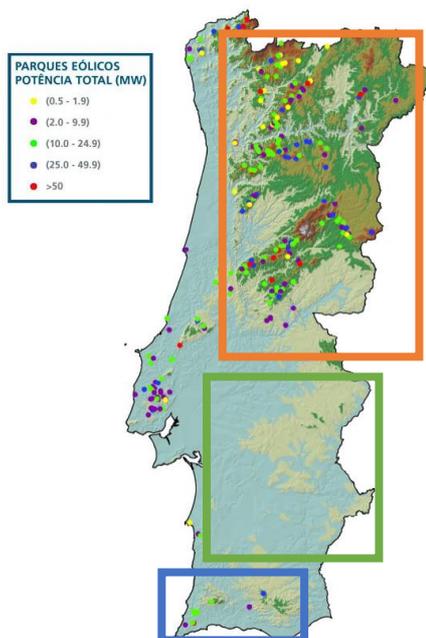


Figura 1.2 - Localização dos grandes parques eólicos em Portugal Continental em 2009 (figura adaptada de (ENEOP - Eólicas de Portugal 2009b))

Uma vez que grande parte da costa portuguesa é bastante povoada, os parques eólicos têm vindo a ser instalados nas zonas interiores montanhosas, de forma a maximizar o recurso eólico (a laranja na Figura 1.2). Ainda assim, verifica-se que nas zonas costeiras menos povoadas também existem alguns parques eólicos instalados (a azul na Figura 1.2). Por outro lado, a

zona interior do Alentejo não possui qualquer tipo de instalação eólica, sendo esta zona mais propícia para instalações fotovoltaicas (a verde na Figura 1.2).

Os parques eólicos são estruturas que representam um elevado investimento financeiro pelo que, torna-se fulcral que existam estudos aprofundados sobre o potencial eólico da zona onde o parque irá ser instalado, bem como que existam algoritmos de previsão cada vez mais fiáveis e desenvolvidos que permitam saber qual a quantidade de energia eólica que se espera produzir numa certa hora do dia. Ainda assim, o vento é uma variável aleatória que, por melhor que seja o algoritmo de previsão desenvolvido, nunca será 100% fiável para os produtores de energia eólica.

1.3.1 Intermitência da Produção de Energia Eólica

A intermitência do vento representa, como foi mencionado anteriormente, um dos maiores desafios à produção de energia eólica. Como é do conhecimento geral, o vento existe devido às diferenças de pressão de duas massas de ar, sendo estas diferenças de pressão resultantes do facto da radiação solar recebida na terra ser superior nas zonas equatoriais do que nas zonas polares, podendo assim afirmar-se que a origem do vento é a radiação solar (Castro 2005). Assim sendo, não é de fácil previsão a ocorrência de vento em todos os locais do planeta, nem de qual será a sua intensidade pois é dependente de várias variáveis. Na Figura 1.3 é possível verificar a aleatoriedade do vento, registada por um anemómetro.

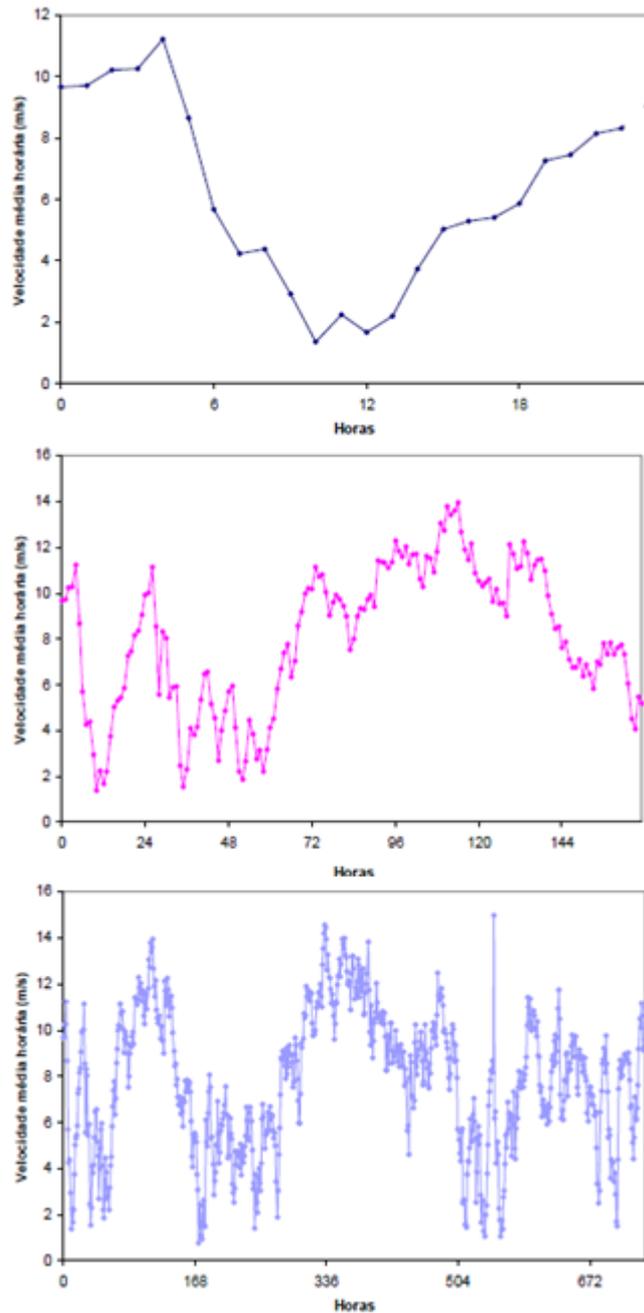


Figura 1.3 - Registo de um anemómetro durante um dia, uma semana e um mês, respetivamente (figura adaptada de (Castro 2005))

Pela análise da Figura 1.3 é possível confirmar que o vento é muito aleatório e imprevisível, sofrendo bruscas alterações na sua velocidade em pequenos intervalos de tempo.

Como a previsão de produção de energia eólica depende diretamente da previsão do vento num dado local (neste caso, no local onde se encontra instalado um dado parque eólico), esta previsão encontra-se de igual forma suscetível a uma grande componente de erro. Assim

sendo, poderão existir grandes diferenças entre o que é previsto produzir e aquilo que é verdadeiramente produzido, o que pode ser prejudicial para a rede, podendo inclusive existirem zonas do país sem energia elétrica (se estas forem estritamente dependentes da energia eólica), obrigando assim à importação de energia de outros países, nomeadamente de Espanha.

Na Figura 1.4 é possível verificar uma grande discrepância entre o que a Rede Elétrica Nacional (REN) previa transportar e aquilo que foi na realidade transportado desde os seus parques eólicos espalhados pelo país, num dia de 2014.

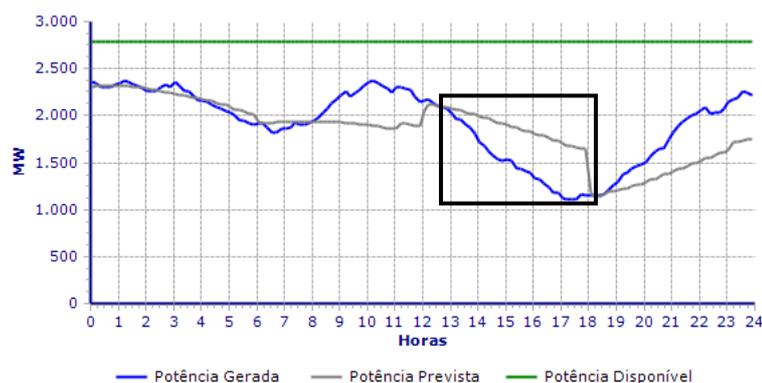


Figura 1.4 - Previsão versus Produção de Energia Eólica (figura adaptada de (REN - Rede Elétrica Nacional 2014))

Na Figura 1.4 é possível verificar os efeitos da variabilidade do vento, verificando-se que num dado intervalo de tempo do dia chega a existir uma diferença de cerca de 1700 MWh.

1.4 Objetivo da Dissertação

Tendo em consideração tudo o que foi mencionado anteriormente, nomeadamente o elevado potencial eólico e fotovoltaico existente em Portugal, bem como o facto de a produção de energia eólica ser bastante variável, devido à imprevisibilidade da direção e intensidade do vento, esta dissertação tem como objetivo perceber de que forma a energia fotovoltaica poderá ser utilizada para anular os efeitos negativos que os erros de previsão introduzem na rede elétrica. No fundo, pretende-se responder à seguinte questão: será possível que o potencial fotovoltaico possa ser utilizado para mitigar as diferenças existentes entre a previsão e a produção eólica?

No sentido de melhorar a rede elétrica portuguesa e explorar ao máximo as potencialidades das energias renováveis existentes em Portugal, esta dissertação tem como objetivo efetuar uma análise sobre como poderá o sistema produtor de energia nacional, baseado em energia fotovoltaica, amenizar a variabilidade da produção de energia eólica, compensando a diferença entre o que era previsto produzir e o que foi efetivamente produzido. No fundo, e recorrendo ao armazenamento de energia fotovoltaica, existiriam várias *Virtual Power Plants* (VPP) que, de acordo com a necessidade da rede e do consumo naquele instante, permitiriam que a diferença existente entre a previsão e a produção de energia eólica fosse mitigada.

Na elaboração desta dissertação, serão também tidas em conta as instalações que já existem em Portugal, de forma a tentar perceber qual seria a necessidade de instalação de painéis fotovoltaicos para que estes sistemas de mitigação pudessem ser implementados num futuro próximo.

É também necessário ter em conta neste estudo a existência de um novo enquadramento legal, onde a produção de energia fotovoltaica é pouco remunerada, com tempos de amortização iguais ou superiores a 7 anos (Futursolutions 2016), o que pode tornar interessante o armazenamento local que poderá ser utilizado posteriormente.

1.5 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação encontra-se dividida em 6 capítulos, sendo o primeiro dos capítulos referente à introdução.

No Capítulo 2 é efetuado o enquadramento técnico legal, onde é apresentado um resumo do sistema elétrico nacional, bem como das tecnologias e técnicas que serão utilizadas para colocar em prática esta dissertação.

No Capítulo 3 é efetuada uma análise do erro de previsão através dos dados obtidos junto da REN, de forma a perceber a utilidade desta dissertação, bem como outros pontos importantes à sua elaboração e compreensão.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia utilizada para efetuar o estudo em questão, bem como de quais foram os cálculos efetuados nos dimensionamentos dos painéis fotovoltaicos e dos sistemas de armazenamento.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados experimentais resultantes da aplicação da metodologia antes delineada a um caso específico em território nacional, para as várias estações do ano.

Por último, no Capítulo 6, são retiradas conclusões acerca do trabalho desenvolvido e são feitas algumas considerações sobre possíveis desenvolvimentos futuros.

2 Enquadramento Técnico Legal

Na secção Enquadramento Técnico Legal serão apresentados os assuntos teóricos que serviram de suporte para o estudo efetuado nesta dissertação. Esta repartir-se-á em várias subsecções que serão apresentadas de seguida.

2.1 Sistema de Energia Elétrica

O Sistema de Energia Elétrica (SEE) desempenha um papel fulcral no dia-a-dia dos milhões de habitantes de Portugal. O seu funcionamento contínuo é vital uma vez que a sociedade moderna é seriamente dependente desta forma de energia, nomeadamente para a satisfação das suas necessidades nos domínios económico e social. Assim sendo, um SEE bem concebido deve ser capaz de satisfazer as seguintes exigências (Barradas Silva 2006):

1. A energia elétrica deve ser fornecida em qualquer local onde seja solicitada.
2. A produção deve em cada instante igualar exatamente o consumo (mais as perdas).
3. A energia elétrica deve obedecer a critérios de qualidade bem definidos:
 - a. Frequência Constante;
 - b. Tensão dentro de Limites Estreitos;
 - c. Forma de Onda Sinusoidal;
 - d. Fiabilidade Elevada;
4. Os custos de produção de energia devem ser minimizados.
5. O impacto ambiental da produção de energia elétrica deve ser contido, tendo em atenção certos critérios de sustentabilidade (Barradas Silva 2006).

A energia elétrica é produzida em grandes centrais elétricas (tipicamente, hídricas ou térmicas). Estas centrais encontram-se, normalmente, afastadas dos grandes centros de consumo, localizando-se assim em zonas urbanas ou industriais, geralmente devido a razões técnicas e económicas, tais como a disponibilidade do recurso energético primário ou condicionamentos de natureza infraestrutural e ambiental, uma vez que apenas é possível colocar uma central hídrica junto a um rio/barragem e estes não se encontram sempre perto dos grandes centros de consumo.

Assim sendo, a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) pode ser decomposta em redes de menor dimensão:

- Rede Nacional de Transporte (RNT);
- Rede Nacional de Distribuição em Média e Alta Tensão (RND);
- Redes de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão;

Na Tabela 2.1, é possível verificar os valores de referência que delimitam os vários níveis de tensão, sendo assim possível constatar para que valores de tensão é que existe uma variação de nível.

Tabela 2.1 - Valores de referência para os vários níveis de tensão (Cerca Magalhães et al. 2006).

	Valores de Referência
Baixa Tensão (BT)	Até 1 kV (Redes de 400/230 V)
Média Tensão (MT)	1 kV a 45 kV (Redes de 5 (Norte), 6 (Sul), 6,6 (Madeira), 10, 15 e 30 kV.)
Alta Tensão (AT)	45 a 110 kV (Redes de 60 kV)

2.1.1 Rede Nacional de Transporte (RNT)

Após a sua produção, a energia é entregue à Rede Nacional de Transporte (RNT). A atividade de transporte de eletricidade, em muito alta tensão (150, 220 e 400 kV), é efetuada através da RNT, mediante uma concessão atribuída pelo Estado Português, em regime de serviço público e de exclusividade à REN - Redes Energéticas Nacionais. A concessão inclui o planeamento, a construção, a operação e a manutenção da RNT, abrangendo ainda o planeamento e a gestão técnica global do Sistema Elétrico Nacional (SEN) para assegurar o funcionamento harmonizado das infraestruturas que o integram, assim como a continuidade de serviço e a segurança do abastecimento de eletricidade (REN - Rede Elétrica Nacional 2012).

Para que seja possível ter uma perceção da real dimensão da RNT, será apresentada, na Tabela 2.2, a caracterização da RNT em 2013 e 2014.

Tabela 2.2 - Síntese dos principais equipamentos da RNT (REN - Rede Eléctrica Nacional 2015).

	31-12-2013	31-12-2014
Comprimento de Linhas em Serviço (km)	8 733	8 630
<i>400 kV</i>	2 434	2 467
<i>220 kV</i>	3 565	3 601
<i>150 kV</i>	2 734	2 561
Potência de Transformação em Serviço (MVA)	34 984	35 754
<i>Autotransformação (MAT/MAT)</i>	13 410	14 040
<i>Transformação (MAT/AT)</i>	21 254	21 394
<i>Transformação (MAT/MT)</i>	320	320

Através da análise da Tabela 2.2, constata-se que o comprimento das linhas em serviço da RNT diminuiu em 2014, quando comparado com o ano anterior, ao passo que a potência de transformação em serviço aumentou, em comparação com o ano anterior. Esta diminuição do comprimento das linhas e aumento da potência de transformação em serviço pode dever-se ao “abate” de algumas linhas de 150 kV ou ao upgrade de linhas de 150 kV para 220 kV. É também possível verificar a dimensão da RNT, permitindo ter uma noção da sua real extensão e importância no SEE.

2.1.2 Rede Nacional de Distribuição

Como foi mencionado anteriormente, a RNT garante o escoamento da energia elétrica produzida nas grandes centrais até às redes de distribuição, denominadas RND. A RND é exercida por concessão de exercício público, em regime de exclusividade, mediante a exploração da rede nacional de distribuição em MT e AT (RND) e das redes de distribuição em BT, sendo a RND concessionada pelo Estado, ao passo que a exploração das redes BT é contratualizada pelos municípios (EDP Distribuição 2009).

A RND é constituída pela rede de alta tensão, que inclui as linhas aéreas e os cabos subterrâneos AT e os postos de corte/seccionamento AT, bem como pela rede de média tensão, que inclui as linhas aéreas e os cabos subterrâneos MT, as subestações de distribuição (AT/MT e MT/MT) e os postos de corte/seccionamento MT.

A alimentação da rede em Alta Tensão (AT) é assegurada pelas subestações da RNT, designadas de pontos injetores. A rede de Média Tensão (MT) é alimentada a partir das linhas de alta tensão ou postes de corte/seccionamento AT (EDP Distribuição 2014).

De notar ainda que existe uma rede de distribuição em MAT, de 132 kV (Lindoso-Conchas), para que exista interligação com Espanha (EDP Distribuição 2014). Para que seja possível uma melhor perceção da dimensão da RND será apresentada, na Tabela 2.3, uma caracterização da rede.

Tabela 2.3 - Caracterização da Rede Nacional de Distribuição a 31 de Dezembro de 2014 (EDP Distribuição 2014).

Subestações AT/MT	<i>Nº. Subestações</i>	385
	<i>Nº. TP AT/MT</i>	666
	<i>Potência Instalada [MVA]</i>	16 782
Subestações MT/MT e TP MT/MT (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)	<i>Nº. Subestações</i>	28
	<i>Nº. TP AT/MT</i>	53
	<i>Potência Instalada [MVA]</i>	382
Rede AT	<i>Aérea [km]</i>	8 679
	<i>Subterrânea [km]</i>	494
Rede MT	<i>Aérea [km]</i>	58 353
	<i>Subterrânea [km]</i>	16 087

Através da análise detalhada da Tabela 2.3, é possível verificar que a RND é uma rede bastante complexa e de grandes dimensões, com mais de 400 subestações e com uma potência instalada superior a 17.000 MVA, representado assim um papel fulcral no SEE.

2.1.3 Esquema Geral e Diagrama de Fluxo das Relações do SEE

Tal como foi referido anteriormente, o SEE encontra-se dividido em várias áreas de trabalho. Para que seja possível uma melhor compreensão de qual o trajeto que a energia toma, desde a sua produção até ao momento que é consumida pelos consumidores, será apresentado, na Figura 2.1, o esquema geral do SEE, onde é possível aferir com clareza qual o percurso tomado pela energia, desde a produção até ao seu consumo.

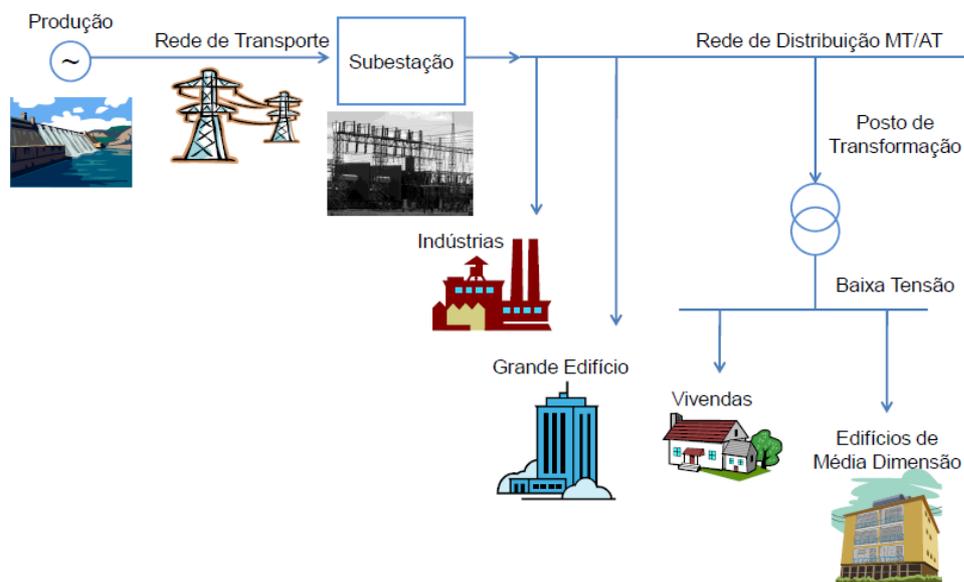


Figura 2.1 - Esquema Geral do Sistema de Energia Elétrica (figura adaptada de (ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos 2013))

Como se pode aferir pela observação da Figura 2.1, a energia elétrica é, maioritariamente, produzida nas grandes centrais de produção, sendo posteriormente encaminhada para uma subestação através da RNT. Após chegar à subestação pretendida, a energia elétrica é então distribuída pela RND, podendo ser encaminhada diretamente para os grandes edifícios ou indústrias (com o propósito de ser prontamente consumida) ou para postos de transformação (PT). Após chegar a um posto de transformação, a energia é transformada de MT/AT para BT e, de seguida, encaminhada para as residências ou edifícios de média dimensão através de redes de distribuição de BT, garantidas por pequenas empresas do setor elétrico, usualmente denominadas de Comercializadores de Último Recurso (CUR).

Tal como qualquer estrutura com um elevado grau de complexidade, o SEE possui um diagrama de fluxo com as relações existentes entre os seus constituintes. Assim sendo, será apresentado na Figura 2.2 o diagrama correspondente ao SEE, onde é possível verificar todos os tipos de ligações existentes entre os vários tipos de serviços fornecidos pelo SEE.

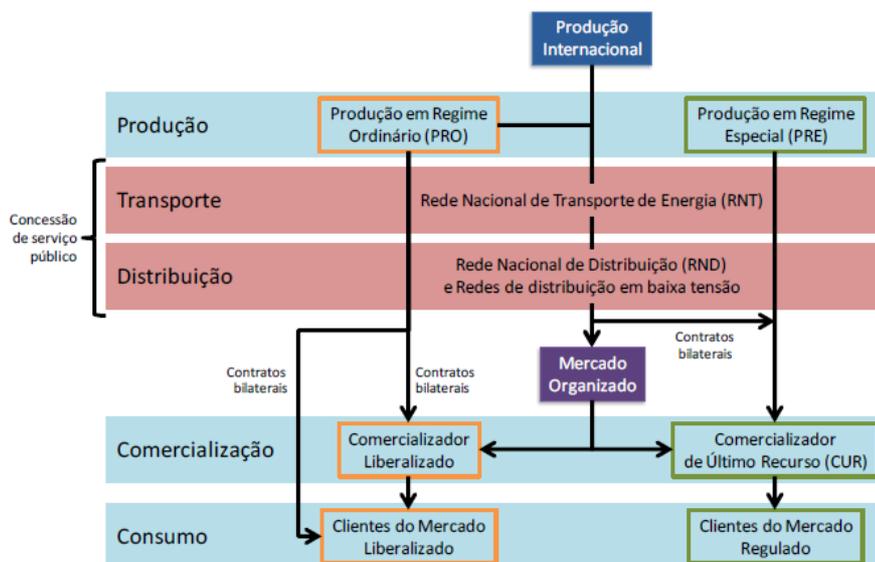


Figura 2.2 - Diagrama de Fluxo das Relações do Sistema de Energia Elétrica português (figura adaptada de (Murta Pina 2014))

Como é possível apurar pela análise da Figura 2.2, as relações do SEE encontram-se divididas em cinco grupos diferentes: Produção, Transporte, Distribuição, Comercialização e Consumo. Cada um possui os seus próprios meios para ser gerido da melhor forma possível e de acordo com o pretendido por cada um dos intervenientes em cada área.

A comercialização de energia elétrica é livre, ficando apenas sujeita a licenças da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), ou seja, os comercializadores possuem o direito de acesso às redes de transporte e distribuição mediante o pagamento de tarifas reguladas (ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos 2009a). Como é facilmente verificável na Figura 2.2, a comercialização de energia elétrica pode ser efetuada de dois modos: ou através de um comercializador liberalizado ou através de um comercializador de último recurso.

Os comercializadores liberalizados são os comercializadores que atuam no mercado liberalizado, isto é, no mercado onde vários operadores podem concorrer livremente em preços e condições comerciais. Neste mercado, o transporte e a distribuição de energia permanecem atividades exercidas em regime de serviço público e em exclusivo. Os clientes celebram contratos de fornecimento de eletricidade de acordo com as regras acordadas entre eles e os comercializadores, permitindo assim que a energia elétrica seja facultada ao consumidor final (EDP 2009).

Os CUR são as empresas responsáveis por garantir o fornecimento de eletricidade aos consumidores, nomeadamente os consumidores mais frágeis em condições de qualidade e continuidade do serviço, encontrando-se sujeito a regime de tarifas e preços regulados. Alguns exemplos de CUR são a Cooperativa Elétrica do Loureiro ou a Eletricidade dos Açores (ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos 2009b).

2.2 Novo Regulamento do Autoconsumo

Nesta secção da dissertação, apresenta-se a nova lei do autoconsumo, publicada através do Decreto de Lei nº 153/2014 (DL 153/2014).

Este Decreto de Lei estabelece, segundo o Artigo 1º, o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à Rede Elétrica de Serviço Pública (RESP), baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, adiante designadas por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), bem como o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à RESP, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, adiante designadas por Unidades de Pequena Produção (UPP) (Ambiente et al. 2014).

Antes da entrada em vigor deste Decreto de Lei, a energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos tinha que ser, forçosamente, injetada e vendida à rede, não podendo por isso ser utilizada nos consumos da sua habitação. Com a entrada em vigor do DL 153/2014, este paradigma irá mudar uma vez que os consumidores passam a ter a possibilidade de consumir a energia produzida pelos seus sistemas fotovoltaicos. Desta forma, existe uma redução da fatura de energia elétrica, bem como um aumento do controlo sobre os consumos da sua habitação e uma maior eficiência energética da mesma.

Assim sendo, passam a existir dois tipos de instalações: as UPAC e as UPP. Estes dois tipos de unidade de produção de energia serão detalhados de seguida, sendo apresentados as diferenças e semelhanças entre ambas.

2.2.1 UPAC *versus* UPP

Como foi mencionado anteriormente, a produção de energia elétrica foi dividida em duas grandes unidades. Consequentemente, é necessária a compreensão do funcionamento e objetivo principal de cada tipo de unidade, sendo assim essencial efetuar-se uma comparação entre ambas. Deste modo, é de seguida apresentada essa mesma comparação, sendo assim possível visualizar com clareza quais as principais dissimilaridades entre os dois tipos de unidade de produção em questão (Solar 2014).

1. Atividade e Fonte de Produção

- *UPAC* - Produção de energia da fonte renovável ou não renovável pela unidade de produção, com ou sem ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), com injeção da energia preferencialmente na instalação de consumo. Eventuais excedentes de produção instantânea, podem ser injetados na RESP quando aplicável.
- *UPP* - Produção de energia da fonte renovável, baseada em uma só tecnologia de produção, e injeção da totalidade da energia elétrica à Rede

Elétrica de Serviço Público (RESP). A Pequena Produção, mantendo os traços gerais estabelecidos pelos antigos diplomas de mini- e microprodução passa num enquadramento legal único.

2. Limites de Potência

- *UPAC* - Potência de ligação será menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de consumo. A potência instalada não deve ser superior a duas vezes a potência de ligação.
- *UPP* - Potência de ligação será menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de consumo, até uma potência de ligação máxima de 250kW.

3. Requisitos da Produção

- *UPAC* – Dimensionamento da UPAC por forma a aproximar a eletricidade produzida com a energia consumida. Venda do excedente instantâneo ao Comercializador de Último Recurso (CUR).
- *UPP* – Energia consumida na instalação de consumo deve ser igual ou superior a 50% da energia produzida. Venda da totalidade da energia ao Comercializador de Último Recurso (CUR).

4. Produtor e Local de Produção

- *UPAC* - O consumidor pode instalar uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização e consumir a eletricidade gerada nesta, bem como exportar eventuais excedentes para a RESP. A Unidade de Produção (UP) é instalada no mesmo local servido pela instalação de utilização. É permitida a pluralidade de registos de UP em nome do mesmo produtor, desde que cada instalação de utilização só esteja associada a uma única UP.
- *UPP* – Consumidor, condomínio ou entidade terceira devidamente autorizada pelo titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização. A Unidade de Produção (UP) é instalada no mesmo local servido pela instalação de utilização. É permitida a pluralidade de registos de UP em nome do mesmo produtor, desde que cada instalação de utilização só esteja associada a uma única UP.

5. Quota

- *UPAC* - Não existe quota.
- *UPP* - Quota anual de 20MW.

6. Tarifas

- *UPAC* – A remuneração das UPAC é feita de acordo com a seguinte expressão: $R_{UPAC,m} = E_{Fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9$. O contrato de venda a celebrar com o CUR tem prazo máximo de 10 anos, renováveis por períodos de 5 anos. Nota para o facto de as UPAC com potência instalada superior de 1,5kW e ligadas à RESP se encontrarem sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa nos primeiros 10 anos após a obtenção do certificado de exploração.
- *UPP* - Tarifa atribuída com base num modelo de licitação no qual os concorrentes oferecem desconto à tarifa de referência, estabelecida mediante portaria e apurado para cada uma das seguintes categorias:
 - i. **Categoria I:** Instalação de apenas uma Unidade de Pequena Produção (UPP)
 - ii. **Categoria II:** UPP associada no local de consumo com tomada para carregamento de veículos elétricos, ou seja, proprietário ou locatário de veículo elétrico.
 - iii. **Categoria III:** UPP associada no local de consumo com coletor solar térmico de área mínima útil de 2 m².

A tarifa a atribuir correspondente ao valor mais alto que resulte das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência. A tarifa varia consoante o tipo de energia primária utilizada e vigora por um período de 15 anos desde a data de início de fornecimento de energia elétrica.

7. Contagem

- *UPAC* - Contagem obrigatória da eletricidade produzida e da eletricidade injetada na RESP para uma UPAC ligada à RESP com potência instalada superior de 1,5kW.
- *UPP* - Contagem obrigatória da eletricidade injetada na RESP.

Como é possível verificar por todos os argumentos que foram acima apresentados, este novo Decreto de Lei altera por completo o paradigma da produção e consumo de energia elétrica. Com estas modificações, existe um maior incentivo à produção de energia elétrica para consumo local próprio, esperando-se desta forma que existam cada vez mais habitações residenciais a possuir a sua própria unidade de produção. Com isto em mente, existem cada vez mais empresas do setor energético a apresentarem para venda *kits* de painéis fotovoltaicos para que todos possam ter a sua própria unidade de produção.

No entanto, e apesar de incentivar a produção local de energia, esta lei possui um problema: sendo a produção local financeiramente pouco recompensada, como é que os microprodutores de energia vão recuperar o seu investimento?

Tendo em conta que, com as taxas em vigor, os tempos de amortização da compra e instalação dos *kits* acima mencionados chegam a ser superiores a 5 anos, será interessante descobrir uma forma de contornar este problema e reduzir este mesmo tempo. Uma das soluções poderá passar pela implementação de sistemas de armazenamento, como já foi mencionado anteriormente, permitindo um ganho não só na energia que é vendida à rede, mas também na energia que não é consumida, poupando assim na fatura mensal.

2.3 Energia Eólica

A energia eólica é a transformação da energia cinética do vento em energia mecânica, sendo esta conversão feita através da rotação das pás de um aerogerador. Esta energia mecânica é, posteriormente, transformada em energia elétrica por um gerador elétrico.

Como já foi mencionado no ponto 1.3 desta dissertação, a energia eólica é uma forma de energia solar, isto é, a energia eólica tem origem no aquecimento da atmosfera por parte do Sol que, seguidamente, coloca em movimento massas de ar com diferentes pressões e temperaturas. A velocidade, direção e variabilidade do vento num certo lugar depende de várias variáveis, tais como, a rotação do planeta, os planos de água ou a forma e a cobertura da superfície terrestre (Manwell et al. 2009).

Os aerogeradores, também conhecidos por turbinas eólicas, podem ser classificados em dois grupos: aerogeradores de eixo horizontal e aerogeradores de eixo vertical. A diferença entre estes dois tipos de aerogeradores é, como o nome indica, o tipo de eixo que utilizam para gerar energia.

Para além do que foi dito anteriormente, os aerogeradores de eixo horizontal usam tipicamente rotores com três pás, uma vez que constituem uma melhor relação entre coeficiente de potência, estabilidade, custo e velocidade de rotação. Na Figura 2.3 é possível ver os princípios básicos do funcionamento de um aerogerador de eixo horizontal, bem como quais os seus constituintes (Manwell et al. 2009).

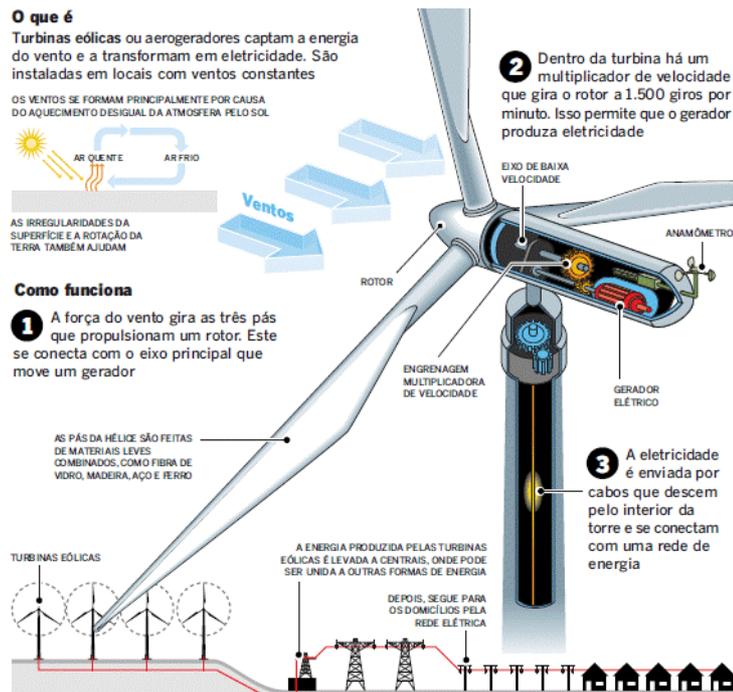


Figura 2.3 – Aerogerador de Eixo Horizontal - Funcionamento e Constituição (figura adaptada de (Eólica 2013))

Por outro lado, os aerogeradores de eixo vertical são mais seguros que os de eixo horizontal, são montados mais próximos do solo e possuem uma estabilidade superior aos de eixo horizontal. Porém, estes aerogeradores são menos eficientes que os de eixo horizontal uma vez que o vento junto ao solo é mais fraco resultando, desta forma, num menor rendimento e obrigando o aerogerador a esforços mecânicos bastante elevados (Manwell et al. 2009). Na Figura 2.4 encontra-se representado um aerogerador de eixo vertical.

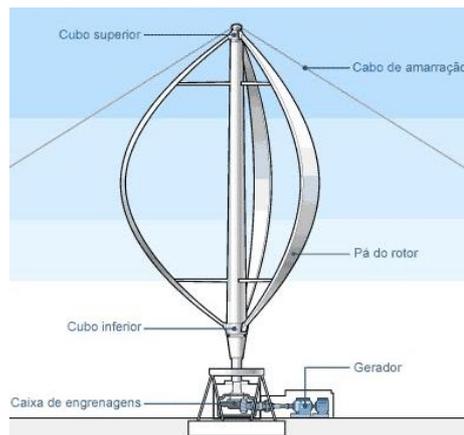


Figura 2.4 - Aerogerador de Eixo Vertical - Constituição (figura adaptada de (Aero-Mini 2009))

A energia eólica possui vantagens e inconvenientes, como qualquer outro tipo de fonte de energia, quer sejam renováveis ou não renováveis. Desta forma, serão apresentadas de seguida algumas vantagens e desvantagens deste tipo de produção de energia.

1. Vantagens:

- Eficientes modos de produção de eletricidade, com elevados graus de eficácia;
- O funcionamento de um aerogerador eólico não origina nem emissões tóxicas ou poluentes nem lixo, permitindo ainda a continuação de atividades (por exemplo, agrícolas) nos terrenos envolventes;
- A energia eólica é uma fonte de energia descentralizada que cria atividade económica e empregos em zonas rurais e em maior quantidade por MW, do que as formas mais centralizadas de produção de eletricidade (ENEOP - Eólicas de Portugal 2009c);

2. Desvantagens:

- Intermitência. Como foi referido previamente, o vento não sopra sempre com a mesma intensidade, nem com a mesma direção, não permitindo desta forma que existam uma produção de energia constante ao nível pretendido, isto é, de acordo com o consumo de eletricidade naquele instante de tempo;
- Impacto Visual. Depois de construída, uma turbina eólica representa um elemento estranho à paisagem, podendo desta forma causar grandes danos paisagísticos. Ainda assim, a instalação de uma turbina eólica é reversível, podendo esta ser retirada a qualquer instante, ao contrário das centrais nucleares ou térmicas (ENEOP - Eólicas de Portugal 2009a);

Tendo em conta as vantagens e inconvenientes referidos anteriormente, serão apresentados de seguida alguns dados relativos à utilização de energia eólica em Portugal. Na Figura 2.5 será apresentada a evolução da potência instalada de parques eólicos, bem como o número de parques eólicos existentes por escalão de potência, no ano de 2012.

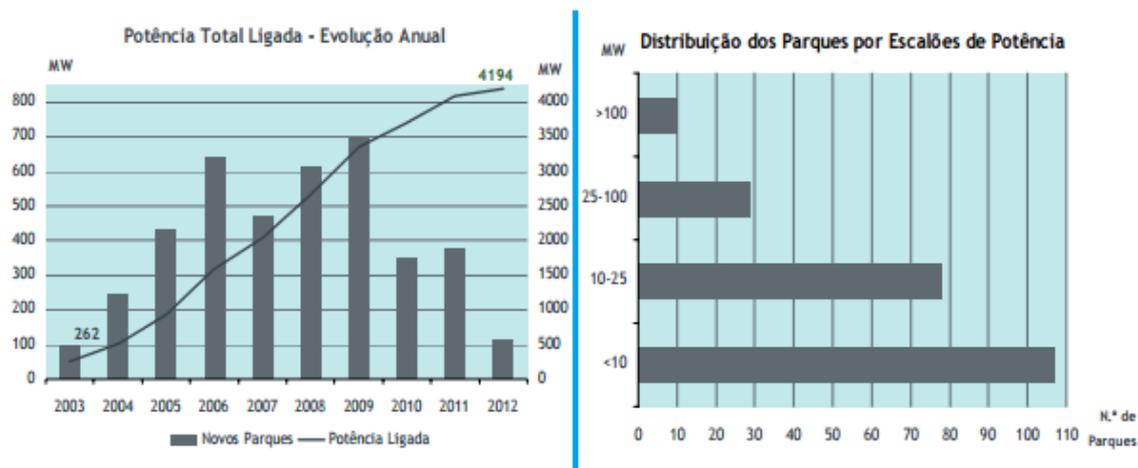


Figura 2.5 – Evolução Anual da Potência Eólica e Distribuição dos Parques Eólicos por Escalões de Potência em 2012 (figura adaptada de (REN - Rede Eléctrica Nacional 2013))

Através da análise da Figura 2.5, constata-se que a potência eólica instalada e ligada à rede tem vindo a aumentar desde 2003, atingindo o seu pico no ano de 2012, possuindo uma potência total ligada de 4194 MW, o que corresponde a 23% da potência total instalada no SEN. É também possível verificar que mais de 80% dos parques eólicos instalados correspondem a uma potência inferior a 25 MW, correspondendo a apenas 36% da potência total ligada (REN - Rede Eléctrica Nacional 2013).

2.4 Energia Fotovoltaica

A energia fotovoltaica é uma fonte de energia renovável, adquirida a partir da transformação da radiação solar em eletricidade, através de um semicondutor. Quando o semicondutor é atingido pela radiação solar com um certo nível de intensidade, os eletrões presentes no semicondutor libertam-se e atuam como transportadores de uma corrente elétrica. Este efeito é chamado de efeito fotovoltaico e é o princípio fundamental da energia fotovoltaica (Wenham et al. 2012).

O semicondutor mais utilizado na constituição das células fotovoltaicas é o silício uma vez que é o que apresenta uma melhor relação entre estabilidade a baixas temperaturas e boa condução para altas temperaturas. O seu rendimento em laboratório é de, aproximadamente, 25 %, contudo as células fotovoltaicas constituídas por silício possuem um rendimento um pouco inferior, na ordem dos 13 a 19%. Por ser considerado um valor de rendimento baixo, existem diversos estudos e experiências para que exista não só um melhoramento ao nível do rendimento, tempo de vida e custo, mas também para que se descubram novos semicondutores, que poderão representar o futuro de energia fotovoltaica (Wenham et al. 2012). Na Figura 2.6, é possível verificar o funcionamento básico da energia fotovoltaica, desde que é produzida até ser injetada na rede ou consumida localmente.

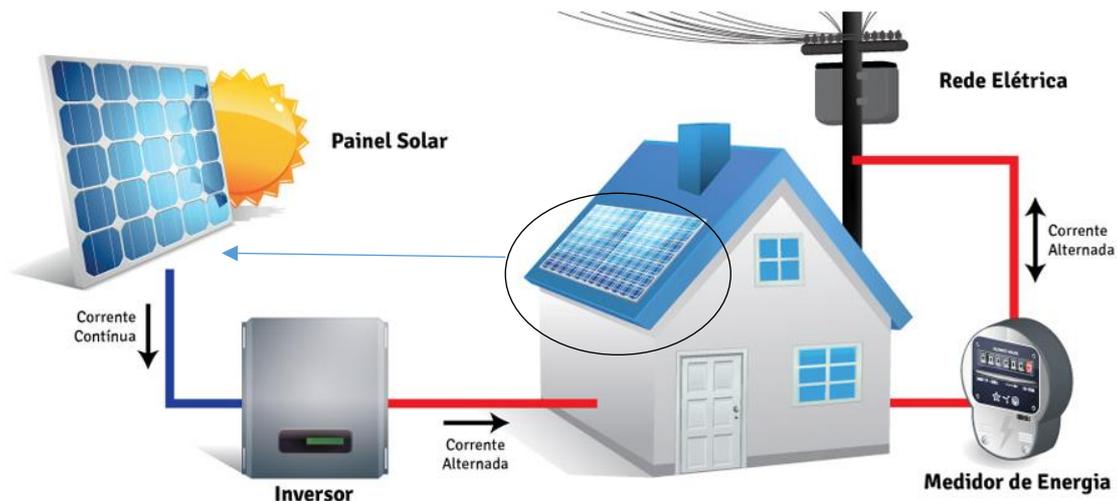


Figura 2.6 - Funcionamento geral da Energia Fotovoltaica (figura adaptada de (Sousas Energia Renovável n.d.))

Na Figura 2.6 é apresentado o funcionamento geral de um sistema doméstico de produção de energia fotovoltaica. Este sistema é composto por um painel solar (onde é “produzida” a energia fotovoltaica), um inversor (dispositivo que permite a conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), permitindo assim que a energia produzida no painel possa ser injetada na rede ou consumida localmente) e um medidor de energia (que fará as medições relativas ao consumo e produção de energia, permitindo ao comercializador energético saber qual o “balanço de energia” naquela habitação).

Esta tecnologia possui várias vantagens, o que faz com que esta tecnologia seja uma das mais implementadas a nível mundial. Algumas destas vantagens são, por exemplo, o elevado tempo de vida útil das instalações fotovoltaicas, a reduzida necessidade de efetuar manutenção das instalações fotovoltaicas, o facto de ser possível adaptar os painéis necessários de acordo com o consumo pretendido e o facto de ser uma energia “limpa” e que, com a sua utilização, permite a diminuição do consumo de tecnologias não-renováveis e que são nocivas para o meio ambiente (International Energy Agency; Organisation for Economic Co-operation and Development 2010).

No entanto, a tecnologia fotovoltaica também possui alguns problemas. O maior é a dependência da luz solar que incide sobre o painel fotovoltaico, que só se encontra disponível em intervalos de tempo limitados e que pode também ser afetada pelas condições climáticas. Devido à existência dos “Ciclos de *Milankovitch*” (fazem com que a radiação chegue de forma diferente em cada hemisfério), existe também uma variação da potência produzida por um painel fotovoltaico de acordo com a estação do ano uma vez que a produção é muito superior no Verão do que no Inverno (Wenham et al. 2012).

De forma a ser possível obter o melhor rendimento possível de um painel fotovoltaico fixo, este deve cumprir certas especificações aquando da sua instalação, tais como, perfazer um ângulo com a horizontal de $90^\circ - \alpha$ (onde α é a latitude do local da instalação, em graus) e um azimute (distância angular do Sul) de 0° . No caso de o painel fotovoltaico não se encontrar fixo, e de forma a maximizar o recurso disponível poderá, por exemplo, durante o Verão adotar-se um

ângulo mais horizontal ou, adaptar-se o azimute do painel de acordo com a hora do dia, podendo desta forma o painel estar sempre a maximizar a receção de energia solar (Wenham et al. 2012).

2.5 Tipos de Armazenamento Existentes

Os sistemas de armazenamento de energia permitem armazenar energia no seu interior, sob determinada forma (elétrica, mecânica, entre outras), com o objetivo de que essa mesma energia possa ser empregue posteriormente, numa situação em que a sua utilização será extremamente necessária (Silva 2015).

Estes sistemas possuem diversas aplicações, tais como, as baterias dos telemóveis, dos carros elétricos ou até mesmo ajudar à integração da energia fotovoltaica na rede elétrica sem correr o risco de existirem grandes variações de potência injetada.

Uma das vantagens dos sistemas de armazenamento de energia é o facto de serem capazes de absorver e oferecer potência ativa e reativa com tempos de resposta inferiores a um segundo, estes sistemas podem mitigar muitos dos problemas associados à integração da energia fotovoltaica na rede elétrica (Hill et al. 2012).

Os diferentes tipos de armazenamento costumam ser divididos de acordo com o tipo de tecnologia que utilizam para armazenar energia. Assim sendo, a divisão habitualmente efetuada é a seguinte (International Electrotechnical Commission 2011):

1. Armazenamento Elétrico
2. Armazenamento Mecânico
3. Armazenamento Químico
4. Armazenamento Eletroquímico
5. Armazenamento Térmico

No entanto, e tendo em conta que o armazenamento térmico é excluído logo à partida (devido ao seu baixo rendimento e elevado custo de aquisição e implementação (Silva 2015)), as tecnologias de armazenamento que serão estudadas são as referentes aos pontos 1, 2, 3 e 4.

2.5.1 Armazenamento Elétrico

O armazenamento elétrico pode ser decomposto em dois grandes blocos: o armazenamento elétrico que utiliza a componente electrostática, ou seja, condensadores e super-condensadores ou o armazenamento magnético onde são utilizados SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) para conservar energia.

O armazenamento de energia através de condensadores é efetuado através do acumular de cargas positivas e negativas em duas placas que se encontram paralelas e separadas por um

dielétrico, o que faz com que exista um campo elétrico entre as placas. O seu tempo médio de vida é de 5 anos e possuem uma eficiência de 60 a 70%. São carregados muito mais rapidamente que as baterias convencionais mas possuem uma densidade de energia bastante baixa (Beaudin et al. 2010).

Relativamente aos super-condensadores (também denominados de condensadores de dupla-camada), estes são constituídos por elétrodos de carbono de dupla camada eletroquímica e de elevada área de superfície, que permitem obter um muito elevado valor de capacitância, separados por um dielétrico não condutor (Pires et al. 2014). Apesar de possuírem muitas semelhanças com os condensadores normais, têm também algumas diferenças, tais como, um tempo de vida útil entre 8 e 10 anos e uma eficiência de cerca de 95%. Outra das grandes diferenças é que os super-condensadores possuem uma densidade de energia bastante elevada. Como desvantagem surgem problemas relacionados com o processo de auto-descarga (na ordem dos 5 a 40% por dia) e o elevado custo (Beaudin et al. 2010).

Por outro lado, o armazenamento de energia utilizando SMES é obtido através três componentes uma bobine supercondutora, um subsistema de refrigeração isolado a vácuo e um subsistema de controlo de potência (Silva 2015). Esta bobine necessita de ter grandes dimensões (de forma a ter um campo magnético na ordem dos 12 T (Chahar & Kumar 2015)) e encontrar-se a uma temperatura muito reduzida (de forma a apresentar uma resistência elétrica muito reduzida, sendo esta temperatura, habitualmente, cerca de -270°C), representado desta forma um elevado investimento (Beaudin et al. 2010).

Apesar de ser uma tecnologia recente, possui já uma eficiência bastante elevada (entre 85 e 90%), bem como um grande tempo de vida útil e rápidos tempos de resposta (Silva 2015). Ainda assim, e tal como já foi mencionado anteriormente, necessita de ter um sistema de refrigeração criogénico, uma vez que o processo apenas decorre a temperaturas muito reduzidas (Abelho 2011).

2.5.2 Armazenamento Mecânico

Os sistemas de armazenamento mecânico podem utilizar dois tipos de armazenamento: cinético (por exemplo, *Flywheels*) ou potencial (por exemplo, *pumped hydroelectric* ou ar comprimido). No entanto, como para o sector residencial apenas o armazenamento utilizando *Flywheels* poderá ser utilizado, será apenas considerado este tipo de armazenamento.

Flywheel

O armazenamento utilizando a técnica de *Flywheel* (também chamado de “Volante de Inércia”) permite converter energia elétrica e armazená-la como energia cinética, que pode posteriormente ser convertida novamente em eletricidade. A energia cinética é armazenada numa massa inercial que se encontra a uma elevada velocidade, sendo operada em vácuo para evitar ao máximo as perdas por fricção, sendo que a energia que é armazenada depende da velocidade de rotação da massa girante e do seu momento de inércia (Silva 2015). A energia cinética encontra-se guardada dentro de um cilindro em rotação que é suportado por levitação magnética

(Beaudin et al. 2010). Na Figura 2.7 é possível ver a composição geral de um sistema de armazenamento *Flywheel*.

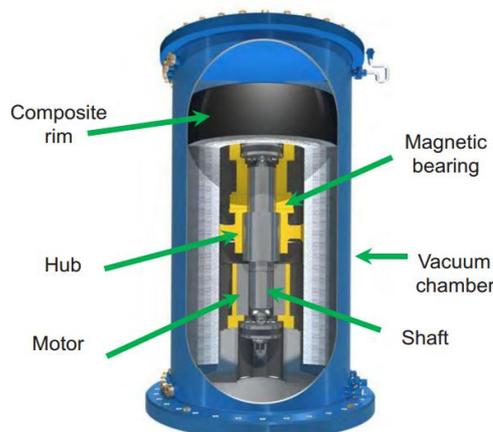


Figura 2.7 – Constituintes de um sistema de armazenamento *Flywheel* (figura adaptada de (PennEnergy 2013))

As vantagens do sistema de armazenamento *Flywheel* são o facto de possuir um tempo útil de vida de 15 a 20 anos, uma alta eficiência (entre 90 e 95%) e por permitirem descargas de potência média/alta em curtos períodos de tempo (menos de um segundo). Ainda assim, o elevado investimento que necessita de ser feito para instalação e manutenção pode ser considerada uma grande desvantagem, bem como as grandes perdas por fricção, que vão aumentando ao longo dos anos (Beaudin et al. 2010).

2.5.3 Armazenamento Químico

O armazenamento químico utiliza, essencialmente, dois elementos químicos: o metano e o hidrogénio. No entanto, como foi mencionado anteriormente, uma das condições base que o sistema de armazenamento utilizado terá de possuir é o de armazenar e entregar energia elétrica, o que não é possível fazer por si só com o armazenamento químico. Para tal efeito, seria necessário combinar este tipo de armazenamento com outras tecnologias, tais como, as pilhas de combustível.

2.5.4 Armazenamento Eletroquímico

Os sistemas de armazenamento eletroquímico, mais conhecidos por baterias, armazenam energia elétrica sob a forma de energia química e o seu princípio base é a existência de uma ou mais células eletroquímicas, cada uma constituída por um eletrólito, um eléctrodo positivo (ânodo) e um eléctrodo negativo (cátodo). Aquando da descarga, e devido a reações químicas nos eléctrodos, estabelece-se uma corrente de eletrões do terminal negativo para o terminal positivo da célula. Tendo em conta que este processo pode ser revertido quando existe uma fonte de tensão externa ligada entre os eléctrodos, a bateria pode ser recarregada, podendo ser desta forma utilizada como sistema de armazenamento (Chen et al. 2009).

Apesar de existirem inúmeros tipos de baterias, nesta dissertação serão apenas estudadas as baterias que poderão ser adequadas para o armazenamento de energia em sistemas domésticos, que é o foco da dissertação.

Baterias de Chumbo Ácido

A origem das baterias de chumbo ácido remontam ao ano de 1859, representando desta forma o mais antigo e utilizado tipo de baterias. Este tipo de baterias consiste num elétrodo negativo composto por dióxido de chumbo em pó e um elétrodo positivo constituído por chumbo esponjoso, ambos mergulhados numa solução diluída de ácido sulfúrico (Chen et al. 2009).

Durante a descarga, e após completar-se a reação química que permite o estabelecimento da corrente elétrica, existe produção de sulfato de chumbo. Um dos pontos negativos deste tipo de baterias é o facto de se estas se encontrarem totalmente descarregadas durante um largo período de tempo, a recarga da bateria até à potência máxima torna-se mais difícil.

Apesar de possuírem um rendimento de 80% e serem economicamente mais acessíveis que outro tipo de sistemas de armazenamento, estas baterias possuem um tempo de vida útil bastante reduzido, baixa densidade de energia e o facto de serem compostas por chumbo representa um inconveniente ambiental. Algumas das suas utilizações atuais são nos automóveis ou nas fontes de alimentação ininterruptas (UPS) (Chen et al. 2009) (Abelho 2011).

Atualmente, continuam a ser estudadas novas formas de melhorar o desempenho deste tipo de baterias, bem como de diminuir o seu impacto ambiental. Outro dos estudos em desenvolvimento refere-se às baterias bipolares, isto é, às baterias que possuem uma maior tolerância para a variabilidade da “direção” da tensão e que possuem um ciclo de vida superior às baterias normais. Este é um desenvolvimento que pode ser bastante útil nas redes energéticas dependentes de armazenamento, uma vez que a tensão está constantemente a mudar de “direção” (devido à constante mudança entre produção e procura de energia) (Advanced Lead Acid Battery Consortium (ALABC) 2011).

Baterias de Iões de Lítio

A tecnologia por detrás das baterias de iões de lítio foi desenvolvida nos anos 60 pelos laboratórios Bell. As baterias de iões de lítio são constituídas por um cátodo de óxido de lítio e um ânodo composto por camadas de carbono grafite, bem como por um eletrólito formado por um líquido orgânico não-aquoso, que contém sais de lítio dissolvidos (Silva 2015) (Chen et al. 2009).

As baterias de iões de lítio são utilizadas com maior incidência em sistemas onde é necessário existir tempos de resposta rápidos e onde a dimensão do sistema de armazenamento se encontre restrito a pequenas dimensões (Silva 2015).

As vantagens deste tipo de baterias são o facto de possuírem um rendimento de quase 100% (na ordem dos 97%) e uma elevada densidade de energia. No entanto, as baterias de grandes dimensões representam um investimento bastante elevado que nem todas as entidades estão dispostas a pagar. Este tipo de baterias encontram-se em mais de 50% dos dispositivos portáteis, tais como, computadores portáteis e telemóveis (Chen et al. 2009).

Baterias de Sulfureto de Sódio (NaS)

As baterias de sulfureto de sódio (NaS) possuem elétrodo positivo constituído por enxofre fundido e um elétrodo negativo constituído por sódio fundido, encontrando-se separados por um eletrólito do tipo BASE (*Beta-Alumina Solid Electrolyte*). Este eletrólito apenas permite a passagem de iões positivos de sódio sobre o eletrólito BASE, passando os eletrões por um circuito externo da bateria, produzindo uma tensão de, aproximadamente, 2V. Para estes processos decorrem, a bateria precisa de operar a temperaturas muito elevadas (entre 300°C e 350°C), necessitando de uma fonte de aquecimento externo para que se possam obter os requisitos ótimos para o seu funcionamento (Chen et al. 2009).

Este tipo de baterias possui as vantagens de ter uma densidade de energia elevada, uma eficiência na ordem dos 75% a 90%, uma boa estabilidade na temperatura e uma potência bastante grande, bem como um ciclo de vida útil aceitável. Contudo, os elevados custos de operação e de instalação, aliados à necessidade de uma fonte de aquecimento externa e alguns problemas de segurança fazem com que esta tecnologia não possua apenas vantagens (Chen et al. 2009).

Células de Combustível

As células de combustível, também conhecidas por pilhas de combustível, são um dispositivo de conversão de energia eletroquímica, desenvolvido no ano de 1838. O cátodo é formado por um agente oxidante (comburente) e o ânodo por um agente redutor (combustível) que, após reagirem com um eletrólito, produzem eletricidade (Chen et al. 2009).

Para que seja possível fornecer e armazenar energia da rede, as células de combustível necessitam de ser reversíveis ou de ser combinadas com outras tecnologias. Um exemplo é a combinação de células de combustível com o fenómeno da eletrólise, que converte eletricidade em hidrogénio, podendo ser considerado um sistema de armazenamento que produz e armazena eletricidade (Chen et al. 2009).

As vantagens das células de combustível são o facto de possuírem um elevado intervalo de potência que pode ser armazenada, entre 0 e 50 MW. Todavia, esta tecnologia é bastante dispendiosa e possui uma eficiência reduzida (tipicamente, situa-se abaixo dos 50%) (Silva 2015) (Chen et al. 2009). De seguida, será apresentada um tipo de célula de combustível mais conhecida e utilizada.

Células de Combustível de Hidrogénio

As células de combustível de hidrogénio são dispositivos eletroquímicos que utilizam como combustível o hidrogénio. Nesta reação, é consumido hidrogénio (H) e oxigénio (O), sendo produzida água (H₂O) e eletricidade, resultando desta forma numa fonte de produção de energia com emissão de gases poluentes quase nula (Chen et al. 2009). No entanto, o problema desta tecnologia é o baixo rendimento deste processo, cujos valores se encontram abaixo dos 50%, fazendo com que a implementação da mesma não seja viável em sistemas onde se pretende que exista elevado rendimento (Silva 2015).

O hidrogénio é um elemento químico leve e cujo sistema de armazenamento baseado nele representa um reduzido impacto ambiental. No entanto, necessita de ser produzido por fontes de energia primárias e apresenta uma difícil capacidade de transporte, devido à sua natureza explosiva, representando também um elevado investimento na sua aquisição (devido às infraestruturas que são necessárias existirem para o bom funcionamento desta tecnologia) (Chen et al. 2009) (Abelho 2011).

Ainda assim, os sistemas de armazenamento baseados em tecnologias que utilizam hidrogénio tem chamado a atenção dos investigadores, uma vez que são considerados uma das tecnologias para integração de energias renováveis (nomeadamente, fotovoltaicas e eólicas) mais promissoras (Chen et al. 2009). Um exemplo de uma tecnologia que despertou a curiosidade dos investigadores nos últimos anos são as células de combustível microbianas (MFC – *Microbial Fuel Cell*), que convertem, através de reações catalíticas operadas por micro-organismos, a energia química armazenada nos compostos orgânicos em energia elétrica (Pires et al. 2014).

Baterias de Fluxo

Por último, serão apresentadas as baterias de fluxo. Ao contrário das baterias convencionais, as baterias de fluxo armazenam a energia na solução do eletrólito (que contém um ou mais elementos electro-ativos). A energia química é transformada em energia elétrica quando o eletrólito passa por uma célula eletroquímica, que possui também a possibilidade de receber energia elétrica e transformar em energia química, sendo assim o processo reversível. Os eletrólitos adicionais são armazenados num reservatório externo para serem, posteriormente, bombeados para a célula eletroquímica (Chen et al. 2009).

Existem três tipos de eletrólitos que são normalmente utilizados em sistemas de armazenamento de grande escala que utilizem baterias de fluxo: *zinc bromine* (ZnBr), *polysulphide bromide* (PSB) e *vanadium redox* (VRB) (Chen et al. 2009).

As vantagens destas baterias são os seus elevados ciclos de vida útil, tempo de resposta e tolerância a sobrecargas, bem como a sua elevada capacidade de armazenamento. As baterias de fluxo VRB possuem a vantagem adicional de não representarem qualquer tipo de ameaça ambiental, sendo assim uma tecnologia limpa. As desvantagens destas baterias são o facto de possuírem uma densidade de energia bastante reduzida e de o seu desenvolvimento sido nulo durante os últimos anos (Chen et al. 2009).

2.6 Demand Response

A potência que é pedida à rede elétrica muda drasticamente em poucos segundos, podendo estas bruscas alterações trazer efeitos muito negativos para a estabilidade do SEE. Estas alterações são compensadas através das reservas de energia cinética existentes nas grandes massas girantes, presentes nos grandes grupos geradores. Como se pretende que o SEN seja, cada vez mais, dependente das energias renováveis, estas reservas vão deixar de existir em grande quantidade, aumentando assim o risco da rede não ser capaz de fazer face a bruscas alterações

de pedido de potência. Assim sendo, necessitam de ser adotadas outras estratégias para fazer face a esta mudança de paradigma que se pretende implementar no SEN, sendo que as técnicas de *Demand Response* (DR) são uma das principais medidas a ser adotada.

A técnica de *Demand Response* é responsável por balancear, em tempo real, a procura e o consumo de energia elétrica da rede. Porém, em vez de existir um aumento de produção por parte das centrais elétricas, incentiva-se os consumidores a diminuírem o consumo de energia num dado intervalo de tempo, através de o pagamento de uma dada taxa ao consumidor ou à redução do preço de energia num intervalo de tempo posterior àquele em que se encontram. No fundo, é disponibilizada energia a um preço mais baixo quando o consumo total de energia é mais reduzido, resultando esta ação numa redução da potência consumida durante os períodos de pico, onde a procura de energia é mais elevada (EnerNOC 2015).

Esta técnica permite que exista uma redução voluntária de procura de energia por parte dos consumidores durante os períodos críticos para a rede. Esta redução de procura de energia pode ser obtida através de simples ações, tais como, desligar as luzes quando não se encontram a ser utilizadas ou o ar condicionado quando a sua utilização não se justifica, bem como outros equipamentos não essenciais, sendo estas ações aplicadas, por exemplo, em fábricas ou em grandes empresas, resultando assim numa redução brutal do consumo da mesma (EnerNOC 2015).

Existem também outro tipo de técnicas de DR, tais como, a utilização de microgeração local para diminuir o consumo de energia da rede (já explicado anteriormente nesta dissertação) ou utilizar temporizadores, de forma a atrasar/adiantar a hora em que, por exemplo, um eletrodoméstico de elevado consumo, é ligado, fugindo assim aos períodos de pico de potência e diminuindo a procura de energia (Albadi & El-Saadany 2007).

Na Figura 2.8 é possível aferir os dois grupos pelos quais as técnicas de DR podem ser classificadas.

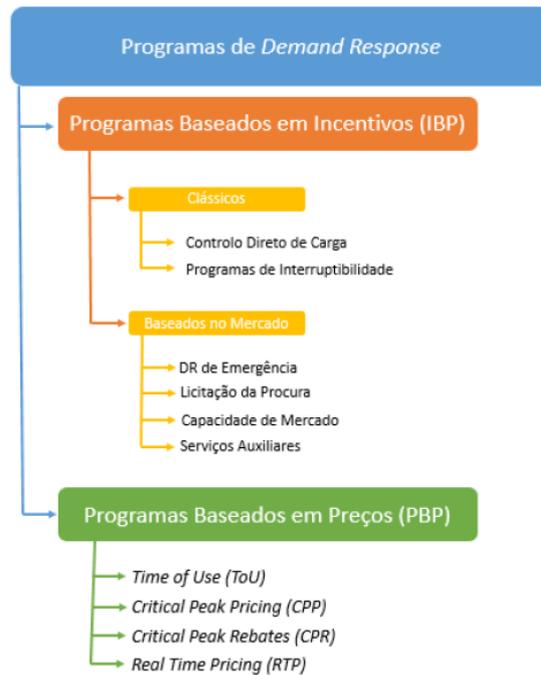


Figura 2.8 - Classificação dos tipos de programas de *Demand Response* (Miranda 2015)

Existem dois tipos de programas no que às técnicas de DR diz respeito: programas baseados nos preços e programas baseados em incentivos. Os programas baseados nos preços têm em conta os fatores presentes na figura acima apresentada e, de acordo com os valores obtidos em cada um deles, são calculadas diferentes tarifas para a venda de energia, levando a que exista uma redução do consumo nos períodos mais críticos.

Por outro lado, os programas baseados em incentivos podem ser divididos em dois tipos de sub-programas: programas clássicos e programas baseados no mercado. No primeiro caso, os clientes que aderem e participam nesse programa são recompensados através da atribuição de prémios de participação, tais como, contas de crédito ou em taxas de desconto. Quanto aos programas baseados no mercado, os participantes são remunerados com dinheiro pela sua *performance*, sendo que o valor a atribuir a cada um depende da quantidade total de carga reduzida durante as condições críticas (Miranda 2015).

Assim sendo, e através da utilização dos programas acima apresentados, é possível controlar o consumo de energia durante os períodos mais críticos para a rede, o que leva a que estes programas sejam cada vez mais utilizados.

3 **Análise de Erro**

A análise do erro de previsão de produção de energia eólica é uma questão muito importante a estudar antes de implementar a metodologia que se pretende utilizar nesta dissertação. Com esta análise pretende-se perceber, por exemplo, em que escalões de potência ocorrem a maior parte dos erros ou em que período diário (diurno ou noturno) a previsão apresenta mais falhas.

Antes de se efetuar a análise do erro, é necessário defini-lo. O erro é a diferença registada entre o valor real e o valor calculado. Neste caso em concreto, o erro será a diferença registada entre o valor que se previu produzir e o valor que foi, efetivamente, produzido.

Assim sendo, serão apresentadas de seguida as técnicas de previsão de produção de energia, quer eólica, quer fotovoltaica, utilizadas.

3.1 **Técnicas de Previsão de Produção**

Com o avançar das tecnologias de produção de energia elétrica através de fontes de energia renováveis e a crescente dependência das mesmas, torna-se fulcral tentar perceber qual será a produção de um dado parque eólico/fotovoltaico num dado dia, com o menor erro possível. Foi com esse propósito que se começaram a desenvolver algumas técnicas de previsão, nomeadamente, de energia eólica e de energia fotovoltaica, que serão apresentadas nesta secção.

3.1.1 **Energia Eólica**

Os métodos de previsão de energia eólica podem ser classificados de duas formas: através da metodologia que utilizam ou através dos intervalos de tempo para os quais a previsão é feita. Neste último tipo de classificação, é possível dividir os métodos em 4 categorias, apresentadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Categorias de previsão de energia eólica e intervalos de tempo correspondentes (tabela adaptada de (Chang 2014) (Madureira Rolo 2014)).

Categoria	Intervalo de Tempo
Curtíssimo Prazo	Poucos minutos até uma hora
Curto Prazo	Uma hora até algumas horas
Médio Prazo	Algumas horas até uma semana
Longo Prazo	Uma semana até um ano (ou mais)

No entanto, como foi mencionado anteriormente, a previsão de produção de energia eólica pode também ser classificado através da metodologia utilizada. Assim sendo, serão apresentados de seguida os métodos de previsão de acordo com a metodologia utilizada para o fazer.

Método de Persistência

O método de persistência utiliza um pressuposto de que a velocidade/potência do vento num certo momento no futuro será igual à previsão feita naquele momento. No caso de a velocidade/potência do vento num dado momento t for dado por $v(t)$ e $P(t)$ respetivamente, a previsão da velocidade e potência do vento, no instante de tempo $t + \Delta t$, é dada por $v(t + \Delta t) = v(t)$ e $P(t + \Delta t) = P(t)$ (Chang 2014).

Para curtíssimos intervalos de tempo, este método é bastante preciso quando comparado com outros. No entanto, quanto maior for o intervalo de tempo de previsão, menor será a exatidão do mesmo. É o método mais barato e mais simples de previsão de energia eólica e é utilizado como padrão para testar novos métodos de previsão (Chang 2014).

Métodos Físicos

Os métodos físicos baseiam-se na constituição física da camada inferior da atmosfera (troposfera) e utilizam o algoritmo de *Numerical Weather Prediction* (NWP), desenvolvido pelos meteorologistas para prever as condições climáticas em larga escala em 1950. Através da análise da previsão de, por exemplo, temperatura, pressão ou rigidez da superfície terrestre, os métodos físicos permitem melhorar a previsão de produção de energia eólica num dado local (Monteiro et al. 2009).

Estes métodos são processados por “supercomputadores” (uma vez que necessitam de imensos recursos) e, através da descrição detalhada da atmosfera (obtida através do NWP), parametrizam esses dados e obtêm uma previsão com grande precisão. Tipicamente, a velocidade do vento dada por um serviço de meteorologia é transformado de acordo com o local onde se encontra instalada o aerogerador eólico (Chang 2014).

Métodos Estatísticos

Os métodos estatísticos fundamentam-se na procura de relações entre os dados medidos e os dados previstos, isto é, tentam formar um modelo estatístico tendo em conta os dados já obtidos em sistemas de conversão de energia eólica (WECS). Estes modelos estatísticos são, normalmente, utilizados em previsões de curto prazo, são fáceis de modelar e representam um baixo investimento para o seu desenvolvimento, quando comparado com outros métodos. Contudo, possui a desvantagem de, à medida que o período de tempo de previsão aumenta, o erro associado a essa mesma previsão também aumenta, sendo assim o intervalo de tempo de previsão e o erro associado ao mesmo diretamente proporcionais (Madureira Rolo 2014) (Chang 2014).

Existem vários métodos estatísticos que são utilizados para a previsão de produção de energia eólica, sendo os métodos mais conhecidos denominados de:

- Auto Regressivo (AR);
- Auto Regressivo de Média Móvel (ARMA);
- Auto Regressivo Integrado de Média Móvel (ARIMA);
- Aproximação *Bayseana*;
- *Gray Predictions* ;

Os métodos estatísticos possuem a peculiaridade de poderem analisar dados antigos para tirarem conclusões sobre observações que são independentes, ou seja, através da análise de dados independentes permitem prever o que se irá passar *a posteriori*, ainda que não exista uma relação direta entre os dados em questão (Chang 2014).

Como o vento possui uma grande variabilidade e aleatoriedade, foram testados vários modelos apresentados anteriormente, chegando-se à conclusão de que os modelos mais apropriado para prever a velocidade e direção do vento são o ARMA, ARIMA e a aproximação *bayseana*, sendo utilizados para diferentes intervalos de tempo de previsão (Chang 2014).

Modelos de Correlação Espacial

Os modelos de correlação espacial tiram partido da velocidade do vento num dado ponto e em pontos próximos do ponto onde pretendem prever a velocidade do vento, de forma a perceber qual será a velocidade esperada do vento num dado intervalo de tempo, posterior à obtenção dos dados. No fundo, utiliza medições de vários locais próximos ao local onde se encontram os parques eólicos para determinar qual é o comportamento expectável do vento, nomeadamente a intensidade do mesmo (Chang 2014).

Para que seja possível obter resultados com o grau de satisfação elevado, o vento num dado local é analisado durante mais de 7 anos, permitindo assim ter um resultado mais preciso. Existem já vários estudos efetuados que comprovam que este modelo possui efetivamente um elevado grau de eficiência, podendo ser considerado uma importante ferramenta para previsão da produção de energia eólica (Chang 2014).

Métodos utilizando Inteligência Artificial

Este método revolucionário para a previsão de energia eólica surge numa altura em que a evolução da tecnologia de inteligência artificial se encontra em grande expansão. São vários os métodos associados a esta tecnologia, sendo os mais conhecidos e utilizados, a *Artificial Neural Network* (ANN), a *Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System* (ANFIS) ou a *Neuro-Fuzzy Network* (Monteiro et al. 2009) (Chang 2014).

O método ANN é capaz de trabalhar com problemas complexos e não lineares, permitindo ainda estabelecer dependências entre variáveis usando para isso processos e conjuntos de treino. Utilizam, para alcançar os objetivos pretendidos, métodos de redes neuronais com *back propagation*, *Radial Basis Function* (RBF), entre outros. Este método é mais utilizado para obter a previsão de potência produzida pelo vento, bem como a sua velocidade (Monteiro et al. 2009) (Chang 2014).

Métodos Híbridos

Por fim existem os métodos híbridos, onde é feita a junção de dois ou mais métodos apresentados anteriormente, permitindo assim juntar as vantagens de dois métodos diferentes e mitigar alguns inconvenientes que esses mesmos métodos possam apresentar, obtendo-se assim um modelo com uma *performance* mais elevada e mais eficiente. No fundo, através da maximização da informação obtida a partir de cada método, obtêm-se métodos mais precisos e uma previsão cada vez mais próxima da realidade (Chang 2014).

Estes métodos híbridos podem combinar abordagens completamente antagónicas, tais como, juntar modelos de previsão de curto prazo com modelos de previsão de médio prazo ou misturar métodos físicos com métodos estatísticos. A maioria dos métodos híbridos incide sobre as três combinações apresentadas de seguida (Chang 2014):

- Combinação entre métodos físicos e de inteligência artificial;
- Combinação entre métodos estatísticos e de inteligência artificial;
- Combinação entre diferentes métodos de inteligência artificial;

Através destas combinações, a tecnologia por detrás da previsão de produção de energia eólica tem vindo a desenvolver-se e a evoluir a um ritmo elevado, permitindo desta forma ter algoritmos cada vez mais capazes e mais eficazes, contribuindo para uma melhor manutenção da rede elétrica, entre outros benefícios.

3.1.2 Energia Fotovoltaica

Tal como os métodos aplicados à energia eólica, a metodologia de previsão de produção de energia fotovoltaica também se encontra dividida em categorias, de acordo com o horizonte temporal de previsão ou de acordo com os métodos que utilizam para efetuar a previsão.

Apesar de o número de categorias de acordo com o intervalo de tempo de previsão não ser consensual, serão apresentadas na Tabela 3.2 as categorias, bem como o intervalo de tempo que contemplam.

Tabela 3.2 - Categorias de previsão de energia fotovoltaica e intervalos de tempo correspondentes (tabela adaptada de (Remund et al. 2013)).

Categoria	Intervalo de Tempo
Curto Prazo	Uma hora até seis horas
Médio Prazo	Seis horas até alguns dias

Relativamente aos tipos de previsão, esta pode dividir-se em previsão determinística, previsão probabilística ou previsão de ponto central (*point forecasting*). Os métodos de previsão determinísticos dedicam-se à previsão de um valor de produção fotovoltaica em cada instante de tempo t . Estes métodos podem ainda ser divididos em dois: métodos diretos e métodos indiretos (Lima 2014).

Os métodos diretos, também denominados métodos com introdução de variáveis endógenas, utilizam no seu modelo as variáveis obtidas através daquilo que os painéis solares são capazes de colher. Geralmente, os dados utilizados apenas dizem respeito aos valores de produção em intervalos de tempo anteriores (horas ou dias) e adicionam metodologias semelhantes à usada para o modelo do céu limpo (onde se assume que, durante todo o dia, não existirão sombreamentos por parte de nuvens) (Remund et al. 2013) (Lima 2014).

Os métodos indiretos, também denominados de métodos com introdução de variáveis exógenas, utilizam no seu modelo informações de fontes exteriores aos painéis solares. Geralmente, as fontes de informação são os sistemas de previsão meteorológica (como o NWP) que permitem utilizar os dados da previsão meteorológica de um dado local para prever qual será a previsão de produção de energia fotovoltaica. Existem ainda alguns métodos indiretos onde as informações relativas à produção fotovoltaica num instante anterior também são tidas em conta, servindo para melhorar a precisão destes métodos indiretos (Lima 2014).

Por outro lado, os métodos de previsão probabilísticos são tipicamente utilizados para prever as incertezas associadas à previsão, gerando uma gama de valores probabilística que, de acordo com o valor correspondente, irá associar esse valor à probabilidade de o mesmo acontecer (Lima 2014).

Existem alguns modelos mais recentes e inovadores onde a previsão de curto prazo é feita através da análise de imagens de satélite, permitindo desta forma perceber se um certo parque fotovoltaico vai ou não ficar sombreado por uma grande nuvem, por exemplo. Com o desenvolvimento e avançar da tecnologia, é esperado que surjam mais técnicas de previsão que permitam obter uma previsão cada vez mais assertiva e fiável, mesmo sabendo que existe sempre uma grande dependência dos fatores climáticos, algo que não é possível controlar (Remund et al. 2013) (Espinar et al. 2010).

3.2 Análises de Erro de Previsão Efetuadas

Neste subcapítulo, são apresentadas todas as análises de erro efetuadas e que foram tidas em conta no desenrolar da dissertação. Para efetuar estas análises de erro, é necessário utilizar dados concretos relativos à previsão e produção de energia eólica, bem como diagramas de carga de uma habitação típica e da produção fotovoltaica.

Os primeiros dados, relativos à energia eólica, foram obtidos junto da REN e são relativos ao ano de 2015, sendo que a amostragem de valores se encontra efetuada hora a hora. Os valores da previsão de produção de energia eólica são os obtidos 12 horas antes do instante de tempo em questão, ou seja, o valor previsto para as 21h de um dado dia é obtido às 9h desse mesmo dia.

No que concerne à produção fotovoltaica expectável, esta é obtida através da ferramenta disponível no *site* do PVGIS (PVGIS 2016), de acordo com o pretendido para a análise em questão. Desta forma, é possível utilizar as diferentes abordagens que a ferramenta PVGIS proporciona, quer seja esta abordagem do posto de vista da produção diária ou da produção mensal de energia fotovoltaica.

Por último, os dados relativos aos diagramas de carga de uma habitação foram obtidos através do modelo de Richardson, onde foi efetuada uma recolha de dados relativo aos consumos verificados numa habitação do Reino Unido, através de um inquérito a nível nacional, durante um ano completo. Esta recolha de dados permitiu, através de uma análise estatística dos mesmos, obter uma noção mais verdadeira das cargas que a habitação se encontrava a consumir diariamente (Richardson et al. 2010).

Uma vez que todas as outras grandezas se encontram amostradas hora a hora, e de forma a facilitar os cálculos inerentes ao estudo que se pretende realizar, os diagramas de carga foram adaptados, de forma a mostrar os valores médios consumidos durante cada hora do ano.

Inicialmente, terá de ser tido em conta que existem dois tipos de erros de previsão: erros por excesso (denominados de erros positivos) e erros por defeito (denominados de erros negativos). Na Figura 3.1 é possível observar o gráfico relativo aos erros de previsão durante o ano de 2015.

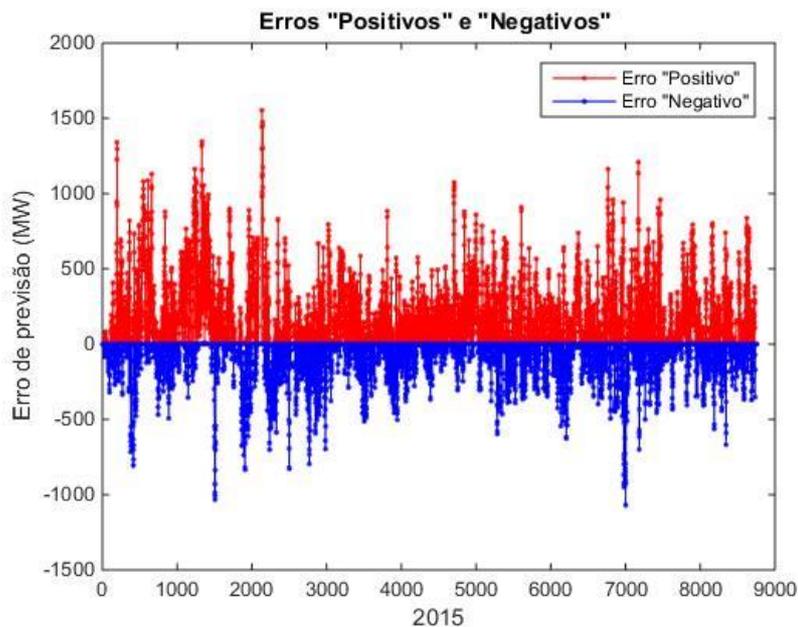


Figura 3.1 – Gráfico relativo aos dois tipos de erros de previsão em 2015

Na Figura 3.1 distinguem-se os dois tipos de erro de previsão. Consideram-se como erros por excesso (erros “positivos”) aqueles em que o valor de previsão de produção de energia eólica foi superior ao valor registado. Por outro lado, os erros por defeito (erros “negativos”) são aqueles que ocorrem quando existe uma produção de energia eólica superior ao valor previsto. No ponto de vista da rede, o erro positivo é o mais preocupante uma vez que será necessário utilizar outras fontes de energia para colmatar essa a diferença causada pelo desencontro dos valores de previsão e de produção. No fundo, a rede possui um grau de liberdade mais reduzido para colmatar este erro, uma vez que é mais difícil aumentar a produção de energia do que reduzir, sendo, por vezes, necessário recorrer-se às interligações para mitigar estes erros, uma vez que a produção de energia registada em Portugal não é suficiente para colmatá-lo.

O erro negativo também é preocupante, no entanto, possui um maior grau de liberdade para ser colmatado, uma vez que para o colmatar bastará reduzir a produção registada nas centrais térmicas, existindo assim um decréscimo de produção de forma a igualar os valores previstos.

Durante o ano de 2015, representado na Figura 3.1, é possível verificar que existe um erro positivo médio de, aproximadamente, 230 MW e um erro negativo médio de, aproximadamente, -158 MW. Assim sendo, é possível confirmar aquilo que é verificável através de uma rápida análise do gráfico, isto é, que existe uma maior incidência de erro positivo do que de erro negativo.

Pretende-se desenvolver uma solução (que passará por aproveitar a produção fotovoltaica já existente em território nacional), que em complementaridade com as interligações existentes à Europa, permita a diminuição dos aspetos negativos inerentes à integração de energias renováveis. Assim sendo, tentar-se-á aferir de que forma é que o fotovoltaico existente em Portugal

permitirá ou não reduzir os impactos negativos causados pelas falhas de previsão de produção de energia eólica, resultantes da integração da energia eólica na rede.

Outro dos aspetos importantes a ter em conta quando se faz a análise do erro é perceber em que escalões de potência ocorrem a maioria dos erros de previsão positivos e negativos. Assim sendo, foi feita a análise apresentada na Figura 3.2.

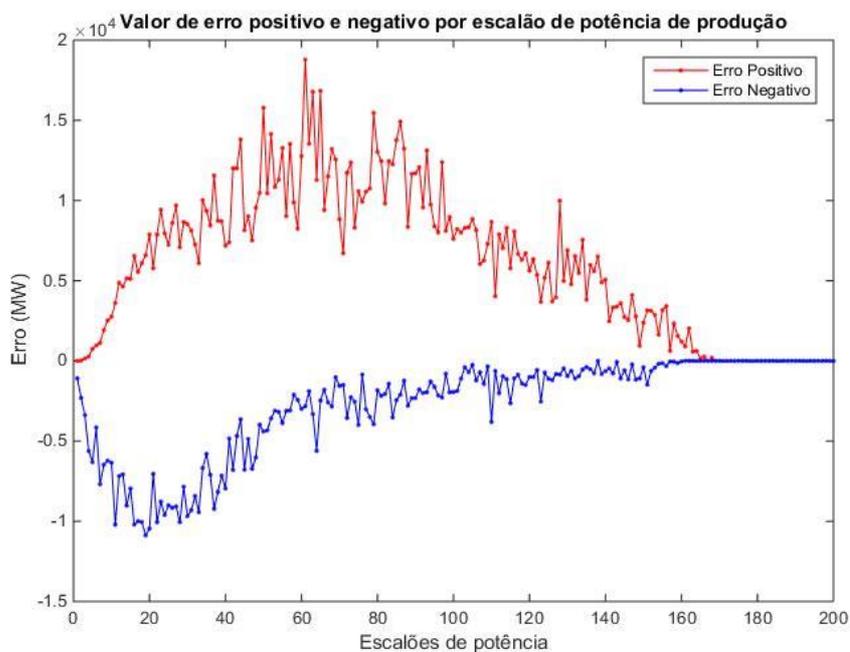


Figura 3.2 – Valor de erro positivo e negativo por escalão de potência de produção de energia eólica no ano de 2015

Na Figura 3.2 é possível observar, como foi mencionado anteriormente, a soma dos erros positivo e negativo (em MW) por escalão de potência de produção (cada ponto do gráfico corresponde à soma dos erros existentes em cada escalão de potência de produção de energia eólica, de 25 MW em 25 MW).

Efetuada uma rápida análise à figura acima apresentada, é possível verificar que, para baixos escalões de potência (isto é, para ventos menos intensos/menores valores de produção de energia), existe maior valor de erro negativo do que erro positivo. Isto significa que, para baixas potências, é mais provável verificar-se uma produção superior ao valor previsto do que o contrário.

Em contrapartida, para escalões de potência mais elevados, é possível apurar que existem erros positivos com valores bastante elevados, sendo possível aderir que, para potências mais elevadas, é mais provável que se preveja produzir mais do que na realidade será produzido. De notar que a análise feita sobre a Figura 3.2 é referente ao ano de 2015 pelo que as conclusões acima tiradas são, apenas e só, relativas a esse mesmo intervalo de tempo.

Analisando mais pormenorizadamente a figura acima apresentada, é possível também verificar que a função discreta relativa ao erro positivo aparenta ter uma distribuição normal. Assim

sendo, poderá ser interessante utilizar este facto para calcular a probabilidade de erro por escalão de potência. Esta informação poderá ser útil para, quando estiver a ser efetuada a previsão de produção eólica num dado dia perceber-se se, tendo em conta a probabilidade de erro para o escalão de potência previsto ser produzido, será necessário ter disponíveis mais ou menos recursos energéticos (provenientes de outras fontes de energia ou da importação de energia de outro país, através das ligações da rede elétrica à Europa) ou colocar em prática técnicas de DR que permitam reduzir o consumo de energia no período em questão.

A título de exemplo, digamos que se prevê uma produção de 30 MW e que, para o escalão de potência correspondente a esta previsão (escalão definido entre 25MW e 50 MW), existe uma probabilidade de erro de 70%. Desta forma, será bastante provável que exista um erro de previsão, pelo que será necessário reequilibrar a rede com energia proveniente de outra fonte energética ou da através da importação da mesma.

Assim sendo, outra solução que pode ser implementada é a de um estudo prévio sobre qual a melhor fonte de energia a ser utilizada para colmatar esta falha na previsão ou até mesmo perceber se será financeiramente mais viável importar energia. Desta forma, a rede poderá ser gerida com alguma antecedência e estar sempre controlada quanto aos erros de previsão de energia eólica.

Ainda que exista a possibilidade de importar energia através das ligações que existem com o resto da Europa, poderá ser mais viável, do ponto de vista económico, a criação de sistemas fotovoltaicos residenciais que permitam mitigar estas falhas de previsão.

No entanto, e para que estes sistemas fotovoltaicos possam ser rentabilizados durante as 24 horas que compõem o dia, será necessário que estes sistemas possuam um sistema de armazenamento de energia, de forma a ser possível utilizar a energia armazenada ao longo do dia para, não só mitigar os erros de previsão que ocorrem durante a noite, mas também para alinhar o consumo doméstico durante a noite.

Assim sendo, será necessário efetuar uma análise à fase do dia em que ocorrem erros de previsão uma vez que, se a maioria dos erros de previsão forem noturnos, ter-se-á de ter em conta que poderá ser necessário utilizar sistemas de armazenamento para compensar a falha já detetada. Desta forma, será efetuada uma análise à ocorrência dos erros, de forma a verificar qual a quantidade de erros diurnos e noturnos.

Uma vez que representam um elevado investimento, os sistemas de armazenamento só farão sentido serem implementados se o valor de erro noturno for acentuado. Caso contrário, ou seja, se o valor de erro noturno foi considerado baixo, poderá ser financeiramente mais vantajoso importar energia da Europa.

Para efetuar a análise acima referida foram, inicialmente, definidos os dois períodos horários: diurno e noturno. O período diurno é o compreendido entre as 8h e as 20h, sendo o período noturno definido pelas restantes horas, ou seja, entre as 21h e as 7h do dia seguinte.

Após serem definidos os dois períodos horários, foi posteriormente efetuada uma análise anual do erro nestes mesmos dois intervalos temporários. Foi possível aferir que o erro de previsão total durante o período diurno, durante o ano de 2015, foi de 651,79 *GWh*. Isto resulta num erro diurno diário médio de 1,7857 *GWh*.

Por outro lado, o erro noturno foi um pouco menor, mas, ainda assim, de elevado valor. Verificou-se que, o erro noturno acumulado durante o ano de 2015, atingiu 565,17 *GWh*. Significa então que existe um erro noturno diário médio na ordem dos 1,5484 *GWh*.

É possível então concluir que a diferença entre o erro diurno e o erro noturno se situa em cerca de 86,62 *GWh*, o que resulta numa diferença média diária de, aproximadamente, 237,3 *MWh* durante o ano de 2015.

Assim sendo, conclui-se, por fim, que existe um maior valor de erro diurno do que noturno durante todo o ano. Desta forma, e tendo em conta que o valor médio de erro noturno se situa acima dos 1,5 *GWh*, este erro terá uma grande contribuição negativa para o objetivo de o erro proveniente da energia eólica não ser “nefasto” para a rede elétrica. Consequentemente, terá de ser tido em conta o armazenamento de energia fotovoltaica durante o dia para, durante o período noturno, a energia previamente armazenada, ser injetada na rede e, desta forma, compensar o erro de previsão eólico noturno.

Outro ponto bastante importante será perceber em que meses/estações do ano existe uma maior incidência de erro positivo, ou seja, perceber se o facto de a velocidade do vento ser superior em algumas estações do ano poderá ou não influenciar o aparecimento de um maior número de erros positivos ou de um maior valor de erro de previsão.

Para tal, e utilizando os dados relativos ao ano de 2015, foi efetuada uma análise a um mês de cada estação do ano (escolheu-se o mês seguinte ao início da estação do ano), que permitiu elaborar a Tabela 3.3. Note-se que a análise efetuada nessa mesma tabela apenas teve em consideração o erro positivo, uma vez que é esse mesmo erro que interessa para a elaboração desta dissertação, como já foi mencionado previamente. O valor total de erro de previsão obtido resulta da soma de todos os erros de previsão existentes ao longo do ano, sendo assim possível justificar os valores elevados apresentados de seguida.

Tabela 3.3 - Análise do Erro Positivo por estação do ano

Estação do Ano	Mês Utilizado	Nº Total de Ocorrências de Erro (horas)	Valor Total de Erro de Previsão Positivo (MWh)	Valor Médio de Erro de Previsão Positivo (MWh)
Inverno	Janeiro	448	133630	298.28
Primavera	Abril	265	44290	167.13
Verão	Julho	566	125100	221.02
Outono	Outubro	410	109010	265.89

Analisando a Tabela 3.3 com atenção é possível retirar, desde logo, algumas considerações:

- No mês que representa o Verão existe um maior número de ocorrências que nas demais estações do ano, no entanto o valor total de erro de previsão é o segundo

mais baixo. Isto significa que existem muitos erros de previsão, mas que estes mesmos erros são menores, ou seja, são cometidos muitos erros de previsão, porém sem grande expressão;

- Nas estações do ano (Inverno e Outono) onde, teoricamente, existe uma maior incidência de vento, existe também um elevado número de ocorrências. No entanto, estes erros são mais graves, uma vez que resultam nos maiores valores de erro de previsão. No fundo, são cometidos bastantes erros nestas estações do ano e os seus valores são algo elevados.
- A Primavera (representada pelo mês Abril), é a estação em que existe menor ocorrência de erro de previsão, bem como menor valor absoluto. Isto resulta no menor valor médio de erro (aproximadamente 170 MW), ao passo que o Inverno é o mês cujo valor médio de erro positivo é mais elevado (cada erro “custa” à rede, em média, cerca de 300 MW).

É assim possível constatar que, apesar de ser no Verão que existe um maior número de ocorrências de erros, é nas estações do ano em que existe ocorrência de vento com maior intensidade (Inverno e Outono) que existe um maior valor de erro de previsão, confirmando-se assim que existe uma relação entre o valor de erro e a intensidade do vento.

4 Metodologia

Neste capítulo da dissertação pretende-se descrever todos os passos empregues na conceção da metodologia utilizada para tentar responder à pergunta colocada no ponto 1.4 desta dissertação, onde se questionava se seria possível utilizar o potencial fotovoltaico existente em Portugal para mitigar as diferenças existentes entre a previsão e a produção eólica.

O objetivo é que, no final deste capítulo, seja compreensível a implementação desta metodologia e que esta ferramenta de estudo possa ser utilizada para qualquer tipo de instalação ou período temporário, efetuando-se apenas pequenas mudanças/ajustes a alguns parâmetros intrínsecos à ferramenta.

A abordagem utilizada para desenvolver esta metodologia foi uma abordagem a nível nacional, uma vez que foram estes os dados que foram obtidos junto da REN. No entanto, e como foi referido anteriormente, através de pequenos ajustes a alguns parâmetros da ferramenta é possível adaptá-la para uma abordagem a nível regional ou local, dependendo do tipo de dados que sejam fornecidos a essa mesma ferramenta.

Para tal, nesta dissertação foi desenvolvida uma ferramenta de estudo, que, tendo em conta vários fatores e tendo um conjunto de parâmetros de entrada, nomeadamente a produção e previsão de energia eólica e a produção fotovoltaica e diagrama de carga de uma habitação típica, permitirá aferir se a resposta à questão colocada no capítulo 1.4 é positiva ou negativa, através dos valores obtidos a partir dessa mesma ferramenta. A ferramenta de estudo mencionada anteriormente foi implementada utilizando o programa *Matlab*, sendo esta implementação realizada através do uso das suas rotinas e das suas capacidades gráficas.

De forma a agilizar o processo de perceção da metodologia implementada, é apresentado, na Figura 4.1, um diagrama resumido da ferramenta implementada na dissertação, pretendendo-se que este diagrama possa facilitar a compreensão da ferramenta desenvolvida.



Figura 4.1 - Diagrama global elucidativo da ferramenta implementada na dissertação

O processo de estruturação da metodologia a colocar em prática baseou-se na análise ao erro efetuada no Capítulo 3. Assim sendo, definiu-se que a ferramenta iria ter como parâmetros de entrada a produção e previsão de energia eólica, bem como a produção fotovoltaica e o diagrama de carga de uma habitação típica, como pode ser constatado na Figura 4.1.

Como saída desta ferramenta de estudo são calculados os valores de painéis fotovoltaicos e de sistemas de armazenamento necessários para mitigar o erro de previsão de produção de energia eólica a nível nacional, sendo que estes valores resultam de vários cálculos inerentes à ferramenta implementada.

Para além das variáveis de entrada anteriormente apresentadas, existem também certos parâmetros que necessitam de ser introduzidos/redefinidos de acordo com o estudo que se pretende efetuar. Como tal, existe um conjunto de variáveis que podem assumir vários valores e que nos permitem obter diferentes resultados, consoante os valores que são introduzidos neles mesmos.

Alguns exemplos desses parâmetros, que serão apresentados ao longo deste capítulo (bem como uma breve descrição do seu propósito e utilização), são o número de horas em que o erro se encontra acima do valor seu valor médio mensal ou parâmetros relacionados com as características das baterias e dos painéis fotovoltaicos que se pretendem utilizar na implementação dos sistemas de armazenamento.

Inicialmente, será necessário obter o valor de erro de previsão de energia eólica. Para tal, e tendo em consideração que a produção e a previsão eólica são fornecidas como variáveis de entrada, será necessário subtrair o valor da previsão ao valor da produção. A fórmula utilizada para obter o erro é a apresentada na Equação (1), onde o i representa cada ponto do vetor, ou seja, representa cada hora do mês em que foi obtido o valor de previsão e de produção de energia eólica.

$$Erro(i) = PrevisãoEólica(i) - ProduçãoEólica(i) \quad (1)$$

Este vetor vai ter valores positivos e negativos, dependendo se existe mais previsão que produção num dado momento, ou o invés noutro certo momento. Como tal, e para que seja

possível distinguir com facilidade os dois tipos de erros existentes (mencionados no Capítulo 3), serão criados igualmente dois vetores de erro, sendo que estes serão denominados de “erro_pos” e “erro_neg”, correspondendo ao erro positivo e ao erro negativo de previsão, respectivamente.

Não foi considerada uma margem de erro para se detetar a existência de uma falha de previsão, ou seja, todos os erros de previsão, por mais pequenos que sejam, foram tidos em conta, uma vez que se pretende aferir se é possível mitigar os erros de previsão de produção de energia eólica e quantos sistemas necessitam de ser implementados para colmatar essas falhas de previsão para o pior caso possível.

Os “erros_neg” são prejudiciais para a rede, uma vez que, ao produzir-se mais do que estava previsto, obriga a que exista uma redução da produção das grandes centrais geradoras, de forma a que exista um balanceamento da rede.

No entanto, como o objetivo é mitigar os erros positivos de previsão, isto é, mitigar os erros causados por se estar a prever produzir mais energia eólica do que aquela que se encontra, efetivamente, a ser produzida, o vetor “erro_pos” será o que terá maior incidência de agora em diante.

Como em qualquer outro sistema, existem certos erros que são conotados com um grau de gravidade superior a outros. Neste contexto desta dissertação, o que define a gravidade de um erro de previsão não é apenas o seu valor efetivo, mas, essencialmente, a sua duração. Desta forma, existiu a necessidade de se definir quando é que um erro seria ou não considerado perigoso ou prejudicial para a rede.

Assim sendo, foi criado um parâmetro que se denomina de “NumHoras”, que define o número de horas a partir do qual um erro passa a ser prejudicial para a rede. Isto é, um erro é considerado grave quando se encontra mais de um dado valor de horas acima do seu valor médio ao longo do período horário em que se encontra a ser efetuado o estudo. O valor de horas acima das quais o erro é considerado nefasto para a rede é, como foi mencionado anteriormente, variável de acordo com o pretendido e pode assumir o valor que o utilizador considerar mais adequado para a situação em questão.

Após efetuada a parametrização do valor do “NumHoras”, é executada uma análise de todos os momentos em que o valor de erro esteve acima da média durante um período igual ou superior ao facultado na variável previamente configurada, sendo essa análise apresentada num gráfico onde é colocado o momento em que se iniciou o erro de previsão e qual a sua duração (em horas).

Um desses dados que é possível adquirir através da análise do gráfico referido anteriormente é o valor de energia não produzida devida ao erro de previsão. Isto é obtido através da conjugação das informações dadas pelo gráfico, nomeadamente, a duração do erro e o momento em que este ocorreu.

Através do cálculo da área do gráfico relativo ao erro de previsão de energia eólica é possível obter a energia não produzida devido a esses mesmos erros, isto é, qual a energia que iria ser produzida pelo sistema eólico em questão e que não foi produzida, tendo por isso de ser compensada através de energia fotovoltaica. No fundo, este valor de energia será aquele que os

sistemas fotovoltaicos a ser implementados terão de produzir para mitigar os erros de previsão da eólica.

Após ser efetuado o cálculo da energia necessária produzir através do fotovoltaico, os vários sistemas micro FV domésticos terão de ser dimensionados de forma a cobrir todas as necessidades, uma vez que se pretende que estes sistemas possam, não só fazer face ao consumo doméstico, mas também ser utilizados para mitigar os erros de previsão de energia eólica.

Posteriormente, é também efetuado o dimensionamento dos sistemas de armazenamento que, em complementaridade com os sistemas FV, irão ser utilizados para mitigar os erros de previsão de energia eólica. De forma a acautelar a falta de produção FV durante a noite, estes sistemas de armazenamento são utilizados para armazenar a energia fotovoltaica produzida durante o dia para, durante o período noturno, mitigar os erros de previsão de energia eólica registados durante a noite.

De forma a facilitar a compreensão da metodologia será apresentada, na Figura 4.2, um fluxograma onde estão ilustrados os passos seguidos.

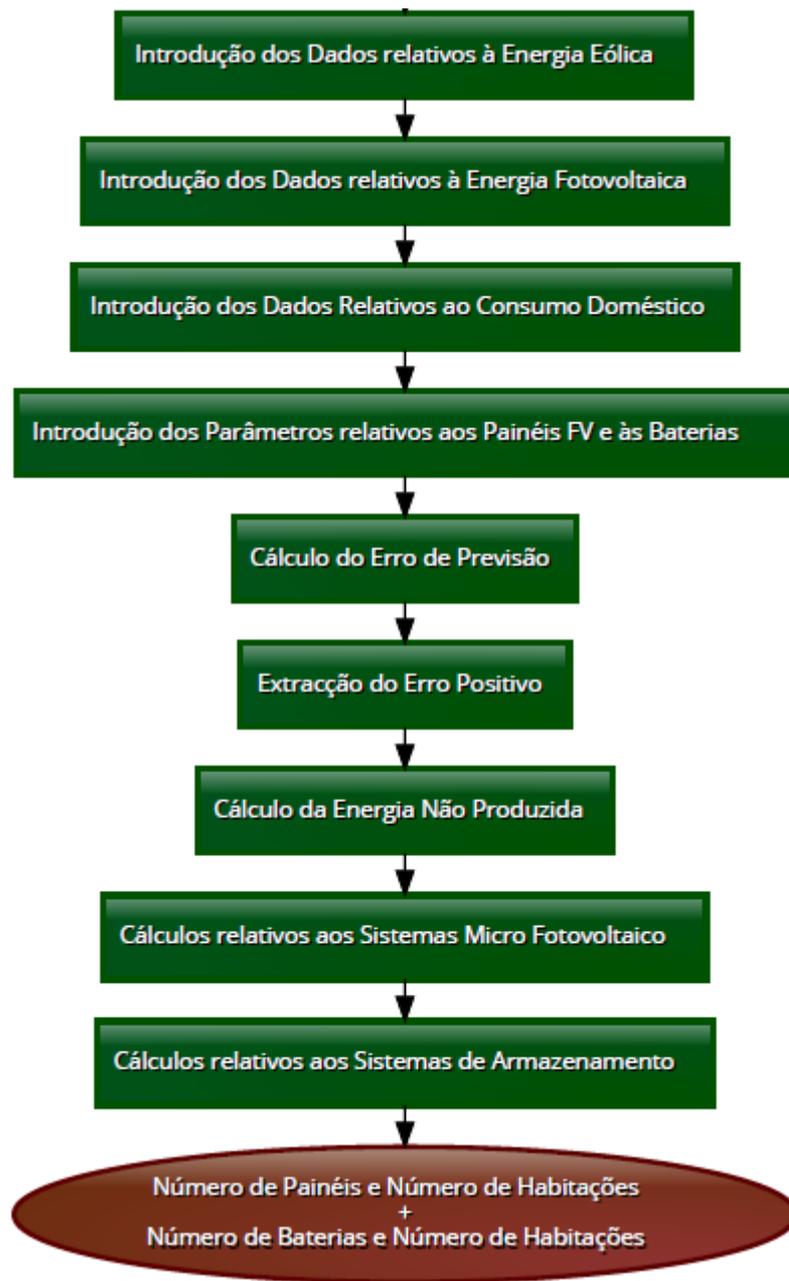


Figura 4.2 – Fluxograma da metodologia implementada

Na Figura 4.2 é possível observar o fluxograma que permite perceber o funcionamento da ferramenta a implementar. Inicialmente são introduzidos os dados relativos à previsão e produção de energia eólica, à produção fotovoltaica e o diagrama de carga, sendo que o período temporal a que os dados se referem depende do estudo pretendido. Posteriormente, são introduzidos os valores dos parâmetros relativos às características dos painéis FV e da bateria utilizada, bem como de outros parâmetros que influenciam o estudo a efetuar e que já foram mencionados anteriormente.

Seguidamente, é efetuado o cálculo do erro de previsão de energia eólica, sendo para isso utilizada a expressão da Equação (1). Desta forma, é possível obter os dois erros de previsão

mencionados previamente, ou seja, o erro positivo e o erro negativo. Uma vez que é com o erro positivo que interessa trabalhar, é efetuada uma “extração” desse mesmo erro para que seja utilizado nos cálculos efetuados de seguida, nomeadamente nos cálculos da energia não produzida (energia eólica que estava previsto ser produzida, mas que não foi, efetivamente, produzida, devido às falhas de previsão). O valor de energia não produzida será utilizado para efetuar os dimensionamentos posteriormente apresentados e que resultam nas saídas da ferramenta implementada, nomeadamente no número de painéis FV e de baterias, bem como do número de habitações necessárias respetivas. Os cálculos relativos aos sistemas FV, mencionados na figura anterior, dependem do tipo de abordagem tomada, sendo que os mesmos são apresentados no Capítulo 4.1. Quanto aos cálculos relativos ao dimensionamento dos sistemas de armazenamento, estes são apresentados no Capítulo 4.2, sendo que apenas existe uma abordagem para efetuar os mesmos.

No fundo, a ideia será conjugar os sistemas micro FV e os sistemas de armazenamento, que se irão encontrar instalados numa habitação e, através das ligações à rede e à habitação destes sistemas, poder utilizá-los para, não só alimentar os consumos domésticos de cada habitação, mas também mitigar os erros de previsão de energia eólica que se verificam diariamente e que podem ser bastante prejudiciais para o SEN.

Assim sendo, serão propostas de seguida três formas distintas de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, sendo que todas as três foram consideradas nesta dissertação. Posteriormente, e ainda neste capítulo, será também apresentada a abordagem tomada para efetuar o dimensionamento dos sistemas de armazenamento.

4.1 Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos

O passo subsequente ao cálculo do erro de previsão eólica e do cálculo da energia não produzida é o do dimensionamento dos painéis fotovoltaicos, mais concretamente, do número de painéis e habitações necessários existir para que os sistemas fotovoltaicos que pretende mitigar os erros de previsão de energia eólica possa ser colocado em prática.

Este dimensionamento é efetuado tendo em conta três abordagens diferentes, com alguns pontos em comum, mas que se refletem em resultados diferentes de acordo com o tipo de abordagem seguida. Desta forma, é possível obter diferentes resultados para o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos e efetuar um estudo para perceber qual das abordagens se revela mais correta ou mais concordante com as limitações existentes em Portugal.

Os painéis fotovoltaicos utilizados para implementar os sistemas em prática possuem as características apresentadas na Tabela 4.1. Estas características são bastante importantes uma vez que servirão para efetuar alguns cálculos relativos à produção fotovoltaica dos sistemas. O painel fotovoltaico escolhido é da marca *Kyoto Solar*, tendo sido escolhido o modelo KPV 250 PE PURE, cujas características se encontram de seguida.

Tabela 4.1 - Características do painel fotovoltaico a ser utilizado

Potência (W)	250
Comprimento (m)	1,661
Largura (m)	0,992
Área (m²)	1,648

Por conseguinte, são apresentadas de seguida as três abordagens utilizadas para efetuar o dimensionamento dos sistemas FV, bem como todos os passos e expressões utilizadas para alcançar o resultado final pretendido.

4.1.1 Produção Fotovoltaica Máxima

A primeira opção de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos é a que apresenta um grau de complexidade inferior. Neste ponto, considera-se que todas as habitações terão uma potência instalada de 3,5 kW e que se encontram a produzir no máximo durante todo o intervalo de tempo selecionado. São também desprezados os rendimentos dos painéis, bem como todo o tipo de perdas de energia associadas a esta tecnologia, como por exemplo as perdas de Joule nos cabos que efetuam a ligação dos painéis fotovoltaicos ao inversor ou até mesmo as perdas intrínsecas ao inversor escolhido.

O dimensionamento dos painéis fotovoltaicos será efetuado tendo em conta o valor máximo de energia não produzida no período temporário considerado (dependendo se o estudo é diário, mensal, anual, etc...), sendo para isso calculado qual o pior caso nesse intervalo de tempo. Desta forma, os sistemas ficarão dimensionados de forma a puder colmatar qualquer tipo de erro, tenha ele um valor elevado ou um valor reduzido.

Antes de encontrar o número de painéis necessários, é indispensável encontrar o número de habitações com este sistema de painéis fotovoltaicos instalado, uma vez que será através deste número que será obtido o número total de painéis a utilizar. Para isso, é utilizada a expressão apresentada na Equação (2).

$$CasasComPaineisNecessarias = \frac{EnergiaPerdida_{Máxima}}{Pot_{SistemaDomestico} \times NumHoras_{Máximo}} \quad (2)$$

Na Equação (2) os valores de Energia Perdida Máxima e do Número de Horas Máximo são obtidos através da análise do vetor de erro, sendo que representam sempre o pior caso no período temporário total a ser considerado. Por outro lado, a potência do sistema depende do pretendido pelo utilizador, ou seja, depende de estudo para estudo e de instalação para instalação. Como esta dissertação pretende utilizar o fotovoltaico residencial para criar vários sistemas de mitigação dos erros de previsão, a potência considerada foi de 3,5 kW (como foi mencionado anteriormente).

Após obtido o número de casas com painéis necessárias, é possível determinar o número efetivo de painéis que serão necessários instalar. Este valor irá depender da potência de cada painel uma vez que existem vários tipos de painéis fotovoltaicos (com diferentes potências e características), permitindo assim que exista uma maior flexibilidade na implementação dos sistemas fotovoltaicos residenciais. Assim sendo, existem duas variáveis que podem ser dimensionadas de acordo com o pretendido pelo utilizador. Estas variáveis denominam-se de “PotênciaDoSistema” e “PotênciaPorPainel”, sendo que a primeira se refere ao valor de potência instalada de fotovoltaico em cada habitação e a segunda se refere à potência de cada painel fotovoltaico.

Desta forma, é possível obter o número de painéis fotovoltaicos necessários por habitação, bastando para isso empregar a Equação (3).

$$NumPaineis_{Casa} = \frac{Potência_{sistema}}{Potência_{painel}} \quad (3)$$

Utilizando o resultado obtido através da Equação (3) é, finalmente, possível encontrar o número de painéis fotovoltaicos total, através da utilização da Equação (4).

$$PaineisNecessários = CasasComPaineisNecessárias \times NumPaineis_{Casa} \quad (4)$$

Este método de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos a implementar é muito geral, na medida em que assume que todas as habitações estão a produzir no máximo da sua capacidade durante todo o período temporário, que não existem perdas, que os sistemas não se encontram a alimentar qualquer carga existente na habitação e que se considera sempre o valor mais elevado erro existente durante o intervalo de tempo em que está a ser efetuado o estudo.

Desta forma, os sistemas que serão implementados poderão encontrar-se sobredimensionado uma vez que, apesar de não se entrar com as perdas intrínsecas aos sistemas fotovoltaicos, o erro que está a ser utilizado para efetuar o cálculo do número de painéis necessários é referente ao valor máximo ocorrido durante o intervalo de tempo em questão, fazendo com que nos outros momentos possa estar a ser produzida energia fotovoltaica em “excesso”.

4.1.2 Produção Fotovoltaica Média e Diagrama de Carga

A segunda técnica utilizada para efetuar o dimensionamento é a que será apresentada de seguida, onde são tidos em conta os valores médios de produção fotovoltaica em Portugal Continental e do diagrama de carga de uma habitação típica.

Os dois valores acima mencionados serão a base deste método de dimensionamento dos sistemas de micro fotovoltaico domésticos, uma vez que será através da combinação desses mesmos valores com o valor de erro de previsão que será possível obter o número de painéis fotovoltaicos necessários instalar para que o erro de previsão possa ser mitigado.

Para obter o valor médio da energia fotovoltaica produzida em Portugal foi utilizada uma ferramenta disponibilizada no PVGIS (PVGIS 2016) que, através da localização, permite obter o valor médio de produção FV nessa localização durante um ano, sendo a informação disponibilizada mês a mês.

O facto de a informação ser disponibilizada mês a mês permite-nos efetuar um estudo um pouco mais aprofundado, uma vez que desta forma é possível utilizar valores de diferentes estações do ano, permitindo assim que o estudo efetuado seja mais completo. Os valores utilizados neste dimensionamento são os apresentados na Tabela 4.2, sendo que os valores obtidos têm em consideração as perdas a que qualquer sistema fotovoltaico se encontra sujeito.

Tabela 4.2 - Energia média produzida diariamente por mês em Portugal Continental (tabela obtida através de (PVGIS 2016))

Mês	Energia Média Produzida Diariamente (kWh)
Janeiro	10,90
Fevereiro	14,00
Março	16,70
Abril	17,30
Maio	18,00
Junho	18,10
Julho	18,70
Agosto	18,60
Setembro	17,40
Outubro	14,80
Novembro	11,80
Dezembro	10,10
Ano	15,50

Analisando a Tabela 4.2 é fácil de verificar que, como seria de esperar, exista uma maior produção fotovoltaica nos meses de maior exposição solar (nomeadamente os meses pertencentes à Primavera e ao Verão). É importante referir que os valores acima apresentados foram obtidos para um sistema fotovoltaico residencial com as características apresentadas na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Características do sistema utilizado para obter os valores da Tabela 4.2 (tabela obtida através de (PVGIS 2016))

Tipo de Sistema	Fixo
Potência do Sistema	3,5 kW (<i>Silício Cristalino</i>)
Inclinação	34°
Perdas devidas à temperatura e baixa irradiância	10,8 %

Perdas devidas a efeitos de refletância angular	2,5 %
Outras perdas (cabos, inversor, etc...)	14,0 %
Perdas combinadas do sistema FV	25,2 %

Após obter os valores de produção fotovoltaica, é necessário obter o valor médio do consumo de uma habitação em cada mês do ano. Para isso, e como já foi mencionado no Capítulo 3, foi utilizado o diagrama típico de uma habitação obtido através do modelo de Richardson, sendo que os dados utilizados possuem uma resolução temporal de um minuto e são referentes a um ano inteiro de consumo. Sublinha-se também o facto de os diagramas obtidos através deste modelo terem como base as rotinas diárias observadas no Reino Unido (Richardson et al. 2010).

Este facto não é muito preocupante pois, apesar de no Reino Unido poderem existir algumas diferenças de consumo quando comparado com o consumo em Portugal, o facto de o fuso horário ser o mesmo que é registado em Portugal, associando-se o facto de serem utilizados os mesmos horários laborais registados em território nacional permitem que este modelo seja adaptado à realidade portuguesa.

No entanto, eventuais diferenças ao nível dos consumos domésticos que possam existir não são preocupantes, uma vez que o mais importante nesta fase é a metodologia que se encontra a ser implementada, podendo os valores que são introduzidos ser, posteriormente, alterados de acordo com a realidade nacional, no que ao consumo doméstico diz respeito.

Como foi mencionado anteriormente, o diagrama de carga de uma habitação típica apresenta-se representado ao minuto. Na Figura 4.3 apresenta-se um exemplo de diagrama de carga utilizado.

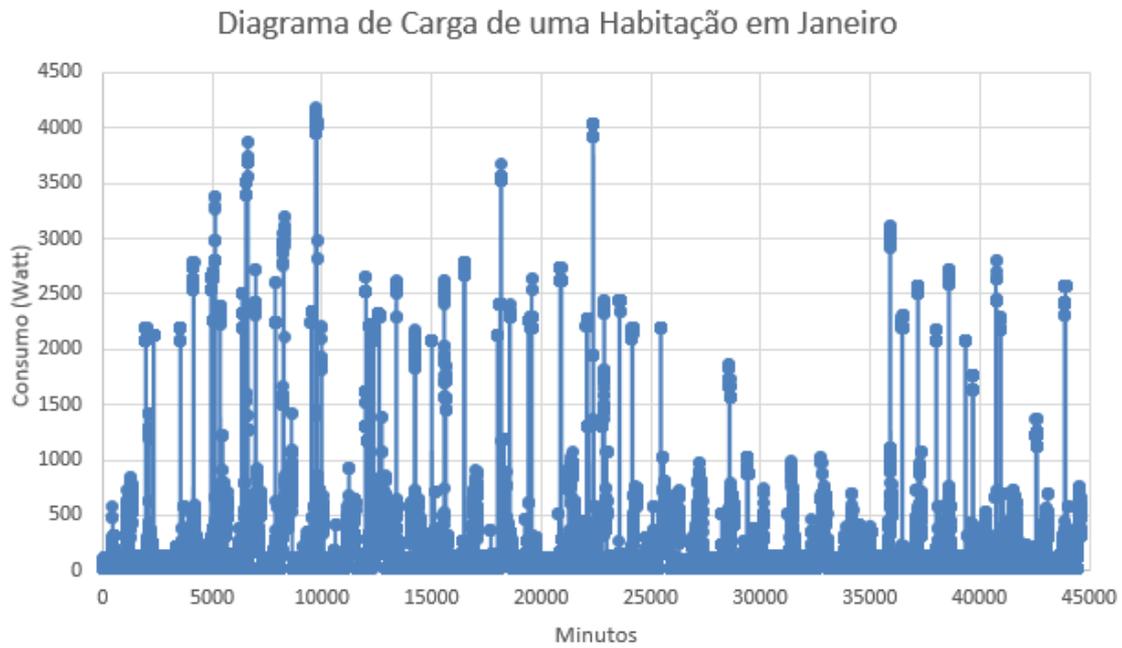


Figura 4.3 - Diagrama de Carga de uma Habitação em Janeiro segundo o modelo de Richardson

Assim sendo, terá de ser calculado o valor médio observado durante uma hora para que o diagrama de carga seja apresentado hora a hora, uma vez que é nestas unidades temporais que se encontram representados todos os outros vetores utilizados neste estudo. O objetivo será obter o vetor com o valor médio de energia consumida durante cada mês do ano. Para tal, terá de ser inicialmente obtido o vetor com os valores médio horários do consumo durante um mês. Para tal, é utilizada a expressão apresentada na Equação (5).

$$EnergiaMédiaCons_{Hora} \left(\frac{x + 59}{60} \right) = \frac{\sum_{i=x}^{x+59} DiagramaCarga_{Minuto}}{60} \quad (5)$$

Importa ressaltar que, na Equação (5), o valor de $x \in [1; NúmeroMinutosMês]$, sendo que no somatório do numerador, o valor de x a ser inserido deve ser intervalado de 60 em 60 posições.

Após obter o vetor resultante da aplicação da Equação (6) é possível calcular o valor médio da energia consumida por dia, por intermédio da utilização da ferramenta disponibilizada pelo *Matlab* e que já foi previamente mencionada. Posteriormente, é calculada a área do gráfico de erro que corresponde à energia média diária consumida por uma habitação, permitindo desta forma calcular qual a energia que fica disponível para mitigar os erros de previsão. Este valor de energia disponível poderá ser obtido através da expressão apresentada na Equação (6).

$$EnergiaDisponivel_{Dia} = EnergiaMédiaFV_{Dia} - EnergiaMédiaCons_{Dia} \quad (6)$$

A energia disponível por dia para mitigar as falhas de previsão de energia eólica, calculada através da Equação (6), permite-nos, finalmente, determinar o número de habitações com o sistema de painéis fotovoltaicos de 3,5kW instalados necessárias para que este dimensionamento

possa ser colocado em prática. Para tal, substituir-se-á na Equação (7), os valores correspondentes aos valores calculados utilizando as equações anteriormente apresentadas.

$$NumCasasComSistema = \frac{EnergiaPerdida_{Máxima}}{EnergiaDisponivel_{Dia}} \quad (7)$$

Na Equação (7), o valor a colocar no numerador corresponde ao pior caso de erro de previsão ocorrido durante o período horário que se encontra a ser estudado, sendo que este valor é obtido do mesmo modo que foi apresentado no Capítulo 4.1.1, onde também foi utilizado este mesmo valor para efetuar o cálculo do número de habitações com o sistema instalado necessárias. Para se obter o número de painéis fotovoltaicos necessários para a totalidade dos sistemas, aplicar-se-ão as equações (3) e (4), de acordo com os valores pretendidos para o estudo que está a ser efetuado.

4.1.3 Irradiância Solar e Diagrama de Carga

Neste capítulo da dissertação é apresentada outra técnica para efetuar o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. A grande diferença entre esta técnica e a apresentada no ponto antecedente reside no facto de, na abordagem anterior ser utilizado o valor médio de produção de energia fotovoltaica num mês, ao passo que esta técnica utiliza um valor mais realístico de produção fotovoltaica, uma vez que é tida em consideração a irradiância por m², ao longo do dia.

Assim sendo, de forma a calcular a energia fotovoltaica produzida diariamente em cada intervalo de tempo, recorreu-se uma vez mais à ferramenta disponibilizada pelo PVGIS (PVGIS 2016). Nesta ferramenta, é facultado o valor de irradiância que chega aos painéis fotovoltaicos, por cada metro quadrado de painel e em vários períodos horários, de acordo com as horas relativas ao nascer e ao pôr do Sol. Também aqui são tidas em conta todas as perdas inerentes aos sistemas fotovoltaicos, de forma a salvaguardar sempre a validade dos cálculos efetuados para o dimensionamento.

Devido ao facto de serem facultados vários valores de irradiância em cada hora do dia, foi necessário efetuar os cálculos dos valores médios, de forma a termos os valores médio de irradiância por metro quadrado, em cada hora do dia.

Para efetuar estes cálculos, são selecionados e somados todos os valores de irradiância que estão associados a uma dada hora e, posteriormente, divididos pelo número de valores de irradiância registados, ficando assim cada hora com um valor da média ponderada de todos os valores registados durante essa mesma hora.

Após a obtenção do valor de irradiância média, por hora, é necessário encontrar qual o valor de potência produzida através dos sistemas fotovoltaicos, de forma a poder calcular qual a energia média produzida, através desta fonte de energia, durante um dia. Para tal, é necessário saber qual a potência dos sistemas a serem instalados, uma vez que posteriormente será escolhida a potência por painel mais adequada a cada situação, fazendo com que a área sobre a qual a irradiância incide não seja sempre a mesma alterando, conseqüentemente, o valor produzido pelos sistemas.

Assim sendo, e tendo em conta tudo o que foi mencionado anteriormente, é apresentada na Equação (8) a expressão utilizada para determinar a potência produzida pelos sistemas fotovoltaicos.

$$Potência_{FV} = Irradiância \times \text{Área}_{\text{painel}} \times Num_{\text{painéis}} \quad (8)$$

É importante referir que o valor do número de painéis é obtido utilizando a expressão da Equação (3), presente no Capítulo 4.1.1. Desta forma, é possível obter a potência que esta a ser produzida, em cada hora e por sistema (ou seja, por habitação), através da energia fotovoltaica. Após a obtenção deste vetor é, finalmente, possível calcular a energia média produzida através deste sistema, através do cálculo da área no gráfico do erro de previsão de energia eólica. De notar também que, neste cálculo, são também tidas em conta as perdas intrínsecas ao sistema (consideram-se perdas idênticas às registadas na Tabela 4.3), bem como o rendimento dos painéis fotovoltaicos utilizados para implementar este sistema.

Após obter o valor médio da energia fotovoltaica produzida diariamente, é necessário obter a energia consumida diariamente por uma habitação típica. Para conseguir esse valor, foi utilizada a mesma técnica do Capítulo 4.1.1, ou seja, foi calculada a área do gráfico correspondente à potência média diária consumida por uma habitação típica.

Com a obtenção destes dois valores é, por fim, possível calcular o valor da energia que poderá ser injetada na rede para compensar o erro existente na previsão de energia eólica. Para isso, subtrair-se-á à energia produzida o valor de energia consumida pela habitação, sendo o valor resultante o utilizado no denominador da Equação (7).

Através da equação referida anteriormente, é possível calcular o número de habitações com o sistema fotovoltaico instalados necessárias e, por conseguinte, o número de painéis necessários instalar, sendo utilizadas, uma vez mais, as equações (3) e (4).

4.2 Dimensionamento dos Sistemas de Armazenamento

O passo subsequente ao do dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos é o relativo ao dimensionamento das baterias que irão armazenar a energia produzida pelo fotovoltaico. Este dimensionamento é de extrema importância uma vez que, como foi verificado no Capítulo 3, existe um elevado valor de erro de previsão durante a noite que, utilizando os sistemas considerados, apenas pode ser mitigado através da injeção de energia na rede que esteja armazenada nas baterias. A energia será armazenada durante o dia e, posteriormente, será aplicada na rede de acordo com as necessidades da mesma, permitindo assim que a rede elétrica se encontre sempre estável e corretamente balanceada.

Os sistemas de armazenamento serão também utilizados para o consumo doméstico, permitindo assim ao consumidor utilizar a energia armazenada durante o dia para fazer face, por exemplo, às suas necessidades de consumo durante a noite.

De forma a poder calcular o número de baterias necessárias, terá de ser efetuada a escolha das baterias a utilizar uma vez que cada bateria possui as suas próprias características e,

desta forma, adaptam-se melhor a umas situações do que a outras, levando a que a escolha da bateria a utilizar seja bastante importante.

4.2.1 Seleção da Bateria a Utilizar

No Capítulo 2.5 foram apresentados os vários tipos de formas de armazenar energia existentes, sendo também mencionadas as principais vantagens e desvantagens da sua utilização. Tendo em conta que este tipo de armazenamento é o mais antigo e o mais utilizado, bem como o que apresenta melhores rendimentos e relação entre preço e qualidade, decidiu-se que seria este o tipo de armazenamento a ser utilizado nesta dissertação.

Os sistemas de armazenamento eletroquímico, comumente denominados de baterias, podem utilizar as mais distintas tecnologias para guardar energia no seu interior. Neste caso concreto, a escolha recaiu sobre as baterias de chumbo ácido uma vez que são as que representam um menor investimento quando comparadas com outras idênticas, mas que utilizam outro tipo de transformações eletroquímicas para armazenar energia.

Após efetuar uma pesquisa sobre os vários fabricantes de baterias, foi possível verificar que a *EXIDE Technologies* é o fabricante que apresenta uma maior variedade de baterias no continente europeu. Este fabricante apresenta várias opções de escolha de baterias (definidas em vários modelos), de acordo com a aplicação da mesma que é pretendida pelo consumidor. Assim sendo, e dado que se pretendem instalar vários sistemas fotovoltaicos com fornecimento ininterrupto de energia, os modelos que melhor se enquadram neste âmbito são a *CLASSIC – Series Opzs Solar* e a *ABSOLYTE – XL Batteries*.

Apesar de ambas os modelos de baterias poderem ser utilizadas na implementação destes sistemas de armazenamento, existem fatores que fazem com que a utilização do modelo *CLASSIC – Series Opzs Solar* seja a mais acertada. Um desses fatores é o facto das baterias *ABSOLYTE – XL Batteries* representarem um investimento mais elevado que as *CLASSIC – Series Opzs Solar*, devido ao facto de serem baterias estacionárias VLRA em meio sólido (AGM), indicadas para meios extremos, principalmente onde se registam temperaturas bastante elevadas durante o dia. Outro dos fatores que faz com que este modelo seja mais dispendioso que o outro é o facto de o seu eletrólito não se encontrar no estado líquido, apresentando desta forma uma segurança superior a outras, sendo desta forma considerada ideal para ser implementada em locais onde exista uma atividade sísmica elevada.

O segundo fator predominante, que faz com o modelo *CLASSIC – Series Opzs Solar* seja a escolhida, é o facto de ser a que apresenta um maior número de ciclos de carga/descarga, representando assim um investimento que terá um maior retorno a nível de utilização e um menor tempo de retorno de investimento.

Um outro fator preponderante na escolha da bateria ideal para aplicar nos sistemas em questão é a sua capacidade, sendo que esta pode ser indicada para diferentes profundidades de descarga (isto é, para diferentes valores de tensão final por célula, V_{pc}) e para diferentes tempos de descarga (podendo variar entre *C8*, *C20*, *C100* e *C120*), sendo que estes valores dependem de modelo para modelo.

Assim sendo, e tal como foi mencionado anteriormente, a escolha recaiu nas baterias do modelo *CLASSIC – Series Opzs Solar*, essencialmente devido ao facto de ser financeiramente mais viável, diminuindo desta forma o Prazo de Retorno do Investimento (PRI) (ou *payback time*), e devido a possuir um maior número de ciclos de carga/descarga da bateria, permitindo assim a sua constante utilização durante um maior período de tempo.

São apresentadas, na Tabela 4.4, as características da bateria selecionada para ser aplicada nestes sistemas de armazenamento. Nota para o facto de os valores serem apresentados em intervalos, uma vez que o valor final depende da bateria escolhida. No fundo, depois de se escolher qual a capacidade que se pretende para a bateria, todos os outros valores poderão ser obtidos nos catálogos fornecidos pela *CLASSIC – Series Opzs Solar*.

Tabela 4.4 - Características das baterias do modelo *CLASSIC – Series Opzs Solar*

Capacidade (Ah)	C120 horas	Entre 70 e 4600
	$V_{pc} = 1,85 V$	
	$T = 25^{\circ} C$	
Dimensões (mm)		<i>Entre 275×208×385 e 215×580×815</i>
Volume Máximo por célula (m³)		<i>Entre 0.022 e 0.102</i>
Peso Máximo por Célula (Kg)		<i>Entre 35 e 217</i>
Tempo de Vida (Ciclos)		2000

É importante também ressaltar que o valor escolhido para a capacidade da bateria terá influência no número de baterias que podem ser colocadas em série, uma vez que existe uma tensão mínima de entrada que limita este valor.

4.2.2 Cálculo do Armazenamento Total das Baterias

Após ser efetuada a escolha da bateria que será utilizada na implementação dos sistemas em estudo, terá de ser calculado o mais importante: qual a carga elétrica total necessária para o sistema de baterias, ou seja, qual a quantidade de Ah necessária instalar para que os sistemas possam mitigar o erro de previsão existente, essencialmente, durante o período noturno.

Tipicamente, a forma mais utilizada para calcular a quantidade de energia a ser armazenada pelas baterias é através de uma análise aprofundada da produção e do consumo de energia da instalação a que os sistemas de baterias se encontram associados. Porém, na maioria dos casos, não é possível efetuar estes estudos com o detalhe necessário, levando a que sejam encontradas outras formas de melhor dimensionar os sistemas de baterias.

Como a produção fotovoltaica é algo incerta, devido a vários fatores (como o aparecimento de nuvens no céu, por exemplo), é necessário associar ao cálculo da energia necessária armazenar elevados fatores de segurança, de forma a garantir que, qualquer que seja o fator que

possa interferir na redução da produção fotovoltaica ou no aumento do consumo doméstico, exista energia suficiente para, não só alimentar o consumo doméstico, mas também fornecer energia à rede para atenuar os erros de previsão. A associação destes fatores de segurança faz com que os sistemas se encontrem sempre sobredimensionados, pelo que estes fatores necessitam de ser sempre os mínimos possíveis, de forma a não “sobredimensionar em demasia” os sistemas.

Apesar de nesta dissertação ser efetuado um estudo aprofundado do consumo e da produção de energia, estes fatores de segurança continuarão a ser tidos em conta, de forma a preservar o bom funcionamento do sistema. Nota também para o facto de o dimensionamento ser efetuado para as situações menos favoráveis em cada estação do ano, sendo este um fator adicional que leva ao sobredimensionamento dos sistemas de baterias.

Dado que nem toda a energia contida nas baterias pode ser disponibilizada aos consumidores, existem três fatores que limitam a energia útil que é possível obter através dos sistemas de armazenamento:

- **Corrente de Auto Descarga** – Quantidade de carga perdida pela bateria, mesmo quando esta não se encontra em utilização. Este fator é bastante importante para as baterias que se encontram em repouso durante largos períodos de tempo, possuindo um impacto muito reduzido nas baterias que se encontram em constante utilização. Uma vez que os sistemas em estudo pretendem que as baterias se encontrem a funcionar ininterruptamente, este fator será ignorado no dimensionamento.
- **Profundidade de Descarga Considerada** – Tendo em consideração as baterias selecionadas, que possuem um tempo de vida de 2000 ciclos, a profundidade de descarga associada a este mesmo tempo de vida é de 80% da capacidade nominal. Desta forma, é necessário considerar um incremento de 20% à capacidade nominal dos sistemas de baterias.
- **Rendimento do Inversor** – Apesar de existirem constantes desenvolvimentos nesta área, o rendimento associado aos inversores ainda se encontra na ordem dos 90%. Assim sendo, será necessário considerar um aumento de 10% à capacidade nominal dos sistemas de armazenamento de forma a colmatar as perdas registadas nos inversores (Martins 2007).

Desta forma, e tendo em conta tudo o que foi referido anteriormente, conclui-se que a expressão da Equação (9) permite calcular com um maior grau de segurança o valor de energia necessária que os sistemas de armazenamento terão de conseguir armazenar.

$$E.MédiaArmacenar_{Dia} = E.MédiaPerdidaEólica_{Dia}(1 + 0.2)(1 + 0.1) \quad (9)$$

De forma a ser possível calcular o número de baterias necessárias, é necessário inserir algumas especificações que serão definidas pelo consumidor. A primeira especificação é referente ao número de dias que os sistemas de armazenamento terão de conseguir alimentar o sistema que se encontra a consumir energia, sem que seja efetuada nenhuma “recarga” de energia nesse mesmo intervalo de tempo. Este valor varia entre 1 e 3 dias, de acordo com o pretendido pelo utilizador.

Outras especificações são a tensão do sistema (que varia, tipicamente, entre 12V, 24V e 48V), a tensão da bateria e o *rating* da bateria, ou seja, a sua capacidade de armazenar energia, em Ah. Estas especificações são importantes uma vez que permitem calcular, não só o número de baterias necessárias, mas também o número de habitações necessárias com este sistema de armazenamento. Para tal, utilizar-se-ão as expressões presentes nas Equações (10), (11) e (12).

$$CapacidadeMínima_{Ah} = \frac{EnergiaMédiaArmazenar_{Dia}}{TensãoSistema} \quad (10)$$

$$NúmeroTotalBaterias = \frac{CapacidadeMínima_{Ah}}{RatingBateria} \quad (11)$$

$$NúmeroHabitaçõesNecessárias = \frac{NúmeroTotalBaterias}{\frac{TensãoSistema}{TensãoBateria}} \quad (12)$$

Através da aplicação das expressões apresentadas precedentemente, é possível dimensionar os sistemas de armazenamento a serem utilizados. É também importante ressaltar que, através de pequenas alterações nas especificações acima apresentadas permitem que sejam encontradas várias soluções para o dimensionamento das baterias, bastando para isso alterar os valores das especificações das baterias ou do sistema.

5 Resultados

A ferramenta desenvolvida e apresentada no Capítulo 4 será aplicada no cenário concreto, definido no Capítulo 4. Como já foi referido anteriormente, o objetivo será tentar perceber se os resultados obtidos à saída da ferramenta exibida previamente podem ou não ser aplicadas em Portugal, tentando desta forma anular os efeitos negativos que os erros de previsão de produção de energia eólica introduzem na rede elétrica nacional. Assim sendo, a ferramenta desenvolvida será utilizada com dados relativos à rede elétrica nacional, durante o ano de 2015.

Através da obtenção dos valores produzidos pela ferramenta de estudo, será possível ter uma compreensão mais aprofundada do verdadeiro potencial fotovoltaico existente em Portugal e de que forma este mesmo potencial poderá ser utilizado para outras aplicações que não apenas o seu consumo pela rede doméstica a que se encontra associada.

Por conseguinte, e tendo sempre em consideração todas as conclusões retiradas e analisadas através dos resultados obtidos no Capítulo 3, foi utilizada a ferramenta para um mês de cada estação do ano, sendo a escolha dos meses em questão concordante com os meses apresentados na Tabela 3.3.

Desta forma, é possível aferir quais os valores dimensionados referentes a cada estação do ano, permitindo assim que exista uma comparação dos valores obtidos de acordo com a estação do ano a que se referem e perceber quais são as diferenças existentes entre esses mesmos valores.

Estes valores que serão obtidos encontram-se sujeitos a diferentes cenários de produção de energia fotovoltaica, consumo doméstico e ocorrências de erros de previsão de energia eólica, levando a que os sistemas dimensionados tenham valores diferentes de acordo com os valores que são introduzidos.

5.1 Dimensionamento para o Inverno

O mês de Janeiro foi o escolhido para se efetuar um dimensionamento correto dos sistemas de micro fotovoltaico. Como tal, inicialmente foi calculado o valor médio do erro nesse mês, de forma a poder perceber quais os períodos de tempo em que o erro se encontra acima deste mesmo valor médio durante o período de tempo considerado negativo para a rede, sendo que este valor é definido pelo utilizador.

Assim sendo, e tendo em conta que o valor médio de erro é de 298,3 MW, é obtido o gráfico apresentado na Figura 5.1, onde o erro calculado e mencionado anteriormente é apresentado a azul.

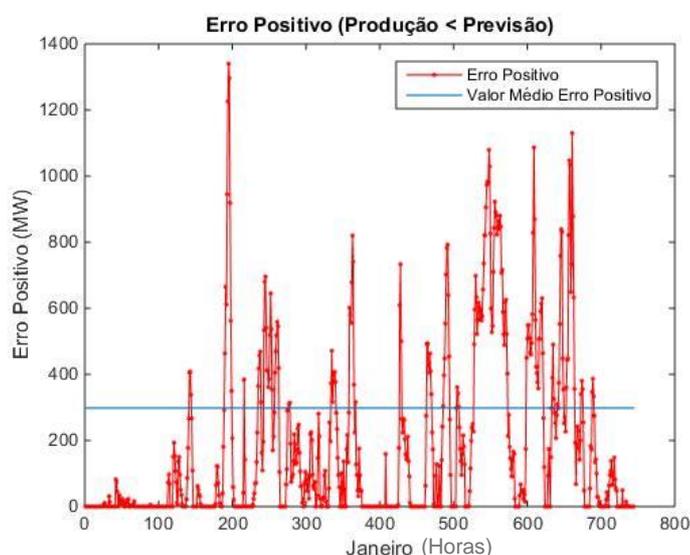


Figura 5.1 - Erro Positivo e Valor Médio do Erro Positivo em cada hora de Janeiro

Através da análise da Figura 5.1 é possível verificar que existem alguns intervalos de tempo em que o erro se encontra, durante um dado período temporal, acima do valor médio registado ao longo do mês. Como tal, e uma vez que apenas interessa o erro acima desse dado valor médio (são esses os casos em que o erro de previsão é considerado mais gravoso para a rede, principalmente quando se encontra acima desse valor durante algumas horas, uma vez que é necessário encontrar outras fontes de energia que permitam mitigar essa mesma falha de previsão durante um maior número de horas), é apresentado, na Figura 5.2, um gráfico onde apenas aparecem as ocorrências de erro acima do valor médio calculado.

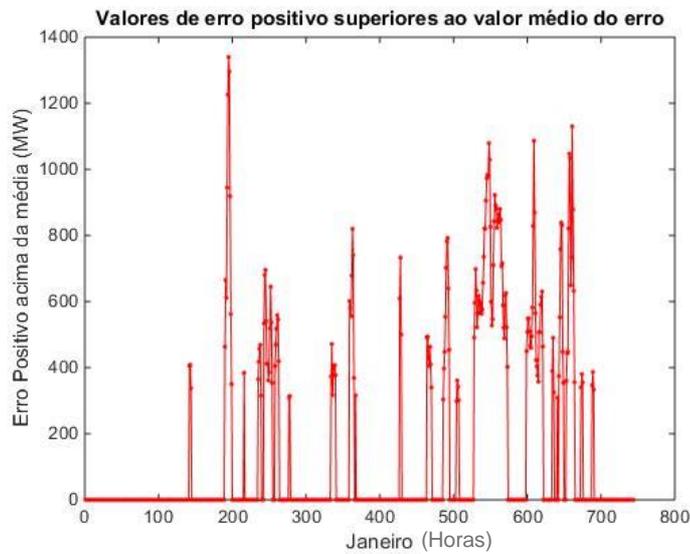


Figura 5.2 - Ocorrência de Erro Positivo acima do valor médio em Janeiro

Na Figura 5.2 são apresentadas todas as ocorrências de erro acima do valor médio do mesmo. No entanto, nem todas são consideradas nocivas para a rede, daí que seja estabelecido um número de horas para o qual o erro passa a ser prejudicial. Neste caso em concreto, considerou-se que o número de horas a partir das quais o erro passa a ser considerado adverso para a rede é 12 horas, pelo que todas as ocorrências em que o erro se encontra durante 12 ou mais horas acima do seu valor médio são consideradas desvantajosas, sendo que o caso mais adverso será utilizado para efetuar o dimensionamento dos sistemas. Assim sendo, e após ser aplicada a condição anteriormente apresentada, foi possível chegar à Figura 5.3, onde são apresentados os casos em que a condição é verdadeira, bem como a duração de cada caso.

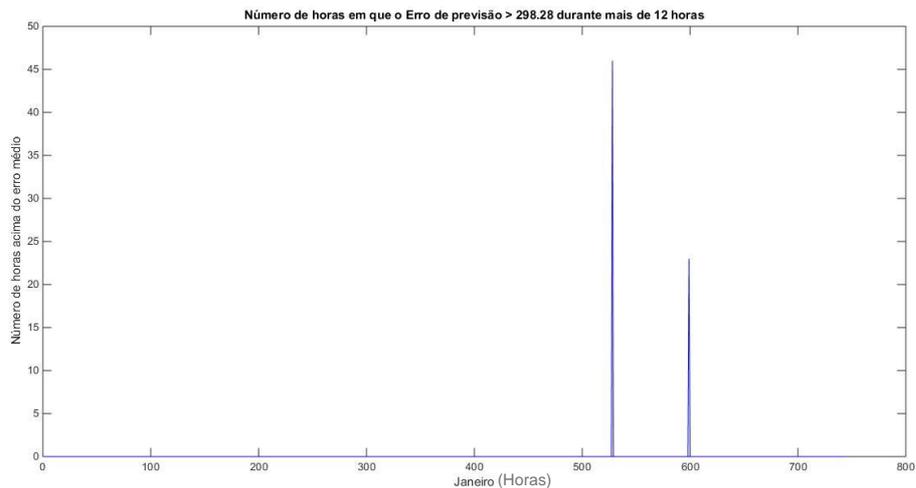


Figura 5.3 - Ocorrências desfavoráveis para a rede em Janeiro

Analisando a Figura 5.3, é possível verificar que existem dois casos em que a condição foi verificada, sendo a duração dos mesmos de 46 horas e 23 horas, respetivamente. Desta

forma, considera-se que o pior caso é aquele em que o erro se encontra durante um maior número de horas acima do seu valor médio, pelo que será considerada a primeira ocorrência retratada na figura anterior.

Através do resultado obtido anteriormente, é possível, finalmente, adquirir o valor de energia que é desperdiçada com a existência de erro de previsão. Será este o valor a ser utilizado no dimensionamento que será apresentado de seguida. Desta forma, o valor de energia não produzida (isto é, energia que se previa produzir, mas que não foi produzida), no pior caso, durante o mês de Janeiro é 32597 MWh, pelo que terá de ser este o valor que terá de ser mitigado através do fotovoltaico durante este mês.

Utilizando o valor de energia não produzida encontrado anteriormente, é possível efetuar o dimensionamento dos painéis fotovoltaicos, sendo que são apresentados, na Tabela 5.1, os valores correspondentes às três abordagens apresentadas no Capítulo 4.1.

Tabela 5.1 - Dimensionamento dos painéis FV para Janeiro de 2015

	1ª Abordagem	2ª Abordagem	3ª Abordagem
Número de Painéis	2 942 580	84 080 962	59 523 282
Número de Habitações	202 470	6 005 783	3 614 120
% de Habitações Total	3,45%	102,43%	61,6%

Analisando a Tabela 5.1 é, desde logo, possível constatar que os resultados obtidos através da primeira abordagem são um pouco irrealistas uma vez que se está a assumir que, durante todo o período em que o erro ocorre, os sistemas se encontram a produzir no seu máximo, sem qualquer tipo de perdas e com rendimentos iguais a 1, o que leva a que sejam necessárias menos habitações para compensar o erro de previsão.

Por outro lado, a segunda abordagem requeria que Portugal tivesse mais habitações do que as que possuía aquando da recolha dos dados relativos ao número de habitações. Assim sendo, a segunda abordagem não poderia ser colocada em prática na realidade, sendo apenas possível se existissem mais habitações no território nacional.

Por último, os resultados obtidos através da terceira abordagem, permitem perceber que esta poderia ser posta em prática uma vez que o número de habitações necessárias se encontra abaixo do número total de habitações existentes em Portugal, sendo desta forma possível implementar vários sistemas fotovoltaicos capazes de mitigar os erros de previsão de energia eólica durante o mês de Janeiro.

No entanto, como foi referido anteriormente, o sistema fotovoltaico instalado em cada habitação é suportado por um sistema de armazenamento de energia, que será responsável por acumular no seu interior a energia fotovoltaica que é produzida durante o período em que os painéis FV se encontram expostos ao Sol e a produção FV excede o consumo registado na habitação a que os sistemas se encontram associados. Desta forma, é possível aproveitar toda a energia produzida pelo fotovoltaico e utilizá-la durante os períodos em que não existe radiação

solar, quer seja para alimentar as cargas domésticas, quer seja para mitigar o erro de previsão eólica.

Assim sendo, após ser efetuado o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, terão de ser dimensionado os sistemas de armazenamento. Assim sendo, são apresentadas, na Tabela 5.2, as características das baterias a serem implementadas, bem como da tensão do sistema a ser implementado. Considera-se que estas características das baterias são utilizadas em todos os dimensionamentos daqui para a frente retratados.

Tabela 5.2 - Características da bateria selecionada e do sistema

Tensão Sistema (V)	12
Tensão Bateria (V)	2
Dias Autonomia	3
Capacidade da Bateria (Ah)	190

Após ser selecionada a bateria, bem como as suas principais características, é possível, finalmente, efetuar o dimensionamento dos sistemas de armazenamento. Desta forma, é apresentado, na Tabela 5.3, esse mesmo dimensionamento, efetuado para o mês de Janeiro.

Tabela 5.3 - Dimensionamento dos sistemas de armazenamento para Janeiro de 2015

Capacidade Mínima Necessária(Ah)	$1,16 \times 10^9$
Número de Baterias	6 087 725
Número de Habitações	1 014 621

Assim sendo, e comparando o número de habitações necessárias calculadas na Tabela 5.1 e da Tabela 5.3, verifica-se que apenas para a primeira abordagem este dimensionamento dos sistemas de armazenamento não pode ser posto em prática, uma vez que para implementar os sistemas FV são necessárias muito menos habitações que para os sistemas de armazenamento, não permitindo implementar estes sistemas em conjunto.

Outro aspeto importante na análise efetuada à Tabela 5.3 é o facto de o número de baterias necessárias ser bastante elevado, o que significa que a implementação destes sistemas de armazenamento acarreta um avultado investimento, o que pode fazer com que a solução idealizada possa não ser viável do ponto de vista económico.

5.2 Dimensionamento para a Primavera

No que à Primavera diz respeito, foi escolhido o mês de Abril em sua representação, de acordo com o que já foi mencionado anteriormente. O procedimento para efetuar o dimensionamento de ambos os sistemas foi o mesmo posto em prática no capítulo anterior.

Assim sendo, foi determinado o valor médio do erro para este mês, que se situa nos 167,13 MW, o que desde logo permite perceber que este mês possui erros com menor expressão do que o mês de Janeiro, uma vez que resulta num menor erro médio.

Tendo em conta o valor de erro médio apresentado previamente, é possível obter o gráfico da Figura 5.4, da mesma forma que foi efetuado na Figura 5.1.

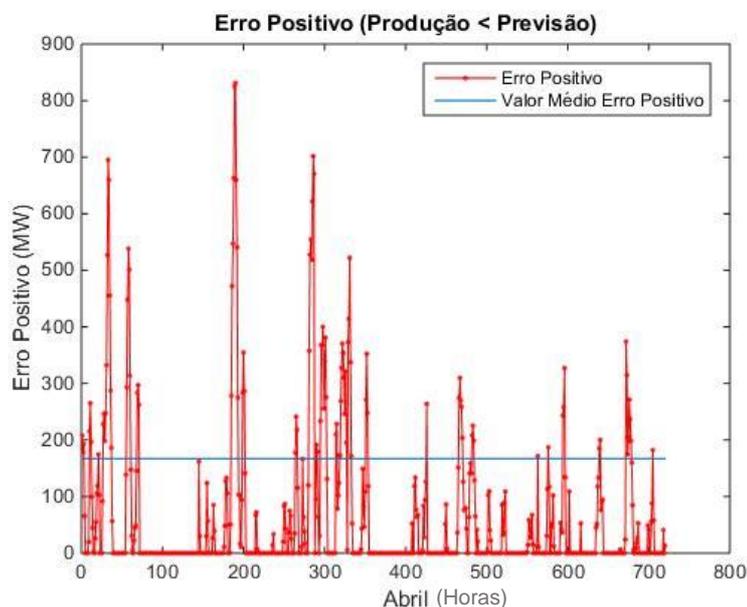


Figura 5.4 - Erro Positivo e Valor Médio do Erro Positivo em cada hora de Abril

Analisando a Figura 5.4, verifica-se que não abundam os momentos em que o erro se encontra acima do seu valor médio e que, nos casos em que isso acontece, o erro permanece durante pouco tempo acima do seu valor médio. Este facto é bastante visível no gráfico da Figura 5.5.

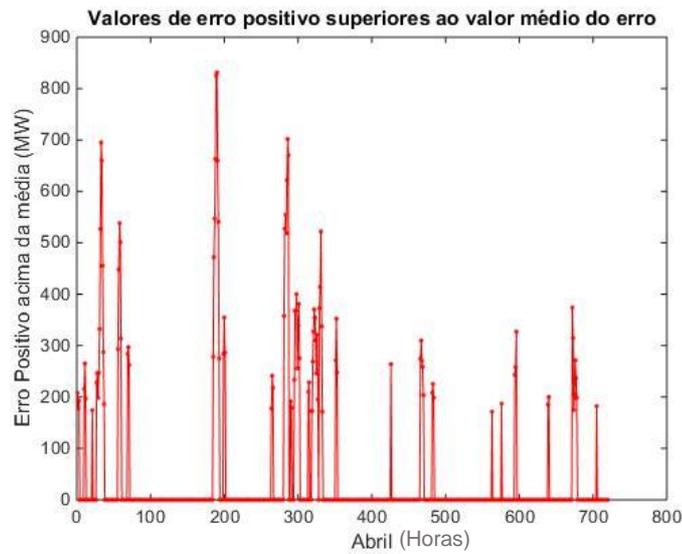


Figura 5.5 - Ocorrência de Erro Positivo acima do valor médio em Abril

Como se pode verificar, as ocorrências do erro acima do seu valor médio são bastante curtas, levando a que, uma vez que não existem ocorrências para intervalos de tempo iguais ou superiores a 12 horas, o estudo no mês de Abril tenha sido efetuado tendo em consideração que o erro se encontrava acima do seu valor médio durante 10 ou mais horas. Desta forma, foi possível obter um caso em que tal acontece, que se encontra retratado na Figura 5.6. A duração deste mesmo caso é de 11 horas e ocorre logo no início do mês.

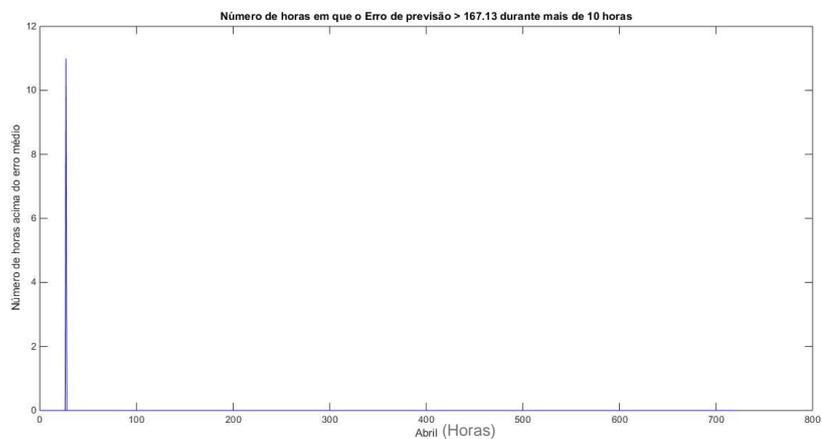


Figura 5.6 - Ocorrências desfavoráveis para a rede em Abril

Tendo em consideração que apenas existe uma ocorrência nociva para a rede (com uma duração de 11 horas), esta será considerada a pior do mês de Abril e será, desta forma, utilizada para efetuar o cálculo da energia máxima desperdiçada através do erro de previsão. Assim sendo, para o mês em questão, o valor máximo de erro de previsão obtido é de 3856,5 MWh, sendo que este é o valor que é necessário compensar através da produção fotovoltaica.

Após a obtenção do valor de energia não produzida, é finalmente possível apresentar a Tabela 5.4, onde é efetuado o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos tendo em conta as três abordagens existentes.

Tabela 5.4 - Dimensionamento dos painéis FV para Abril de 2015

	1ª Abordagem	2ª Abordagem	3ª Abordagem
Número de Painéis	1 402 314	4 448 556	4 713 128
Número de Habitações	100 165	317 754	296 842
% de Habitações Total	1,70%	5,42%	4,96%

Analisando a Tabela 5.4 é possível verificar que todas as abordagens resultam em sistemas que são exequíveis. Isto deve-se ao facto de, durante o mês de Abril, existir uma maior quantidade de erro negativo do que de erro positivo, resultando em que a energia que necessita de ser “reposta” por parte dos sistemas fotovoltaicos seja menor, o que faz com que não sejam necessários tantos painéis e habitações para conseguir alcançar esse objetivo como seriam necessários para repor valores de energia superiores.

É importante referir que, para o mês relativo à Primavera, a segunda abordagem à aquela em que é necessário existir um maior número de habitações. No entanto, e ao contrário do que se verifica no dimensionamento para o mês do Inverno, é a terceira abordagem a que resulta num maior investimento ao nível do dimensionamento fotovoltaico, uma vez que é aquela em que é necessário implementar um maior número de painéis solares.

No que se refere ao dimensionamento dos sistemas de armazenamento, foram utilizadas as mesmas características da bateria utilizada no Capítulo 5.1, tal como tinha sido indicado. Desta forma, foram obtidos os resultados apresentados na Tabela 5.5, referentes ao dimensionamento dos sistemas de armazenamento

Tabela 5.5 - Dimensionamento dos sistemas de armazenamento para Abril de 2015

Capacidade Mínima Necessária(Ah)	136,84 × 10⁶
Número de Baterias	744 218
Número de Habitações	124 037

Estes valores mais reduzidos (quando comparados com os que se registam no dimensionamento para o Inverno) devem-se, uma vez mais, ao facto de durante o mês de Abril, os erros de previsão serem bastante reduzidos, quer em termos de intensidade, quer em termos de duração, o que leva a que a energia a repor seja menor e sejam, desta forma, necessários menos recursos para o fazer. Isto significa que seriam necessárias menos baterias para implementar estes sistemas de armazenamento, resultando assim num investimento inferior ao registado para Janeiro, onde o investimento necessitaria de ser bastante superior.

5.3 Dimensionamento para o Verão

O mês de Julho foi o selecionado para representar o Verão, sendo por isso todos os resultados deste capítulo referentes a esse mesmo mês do ano de 2015. Aplicando-se os mesmos procedimentos dos capítulos anteriores, foi possível obter os resultados apresentados neste capítulo.

O valor médio do erro durante o mês de Julho foi de 221,02 MW, o que representa um erro superior ao verificado no mês de Abril mas, ainda assim, inferior ao que foi observado no mês de Janeiro. Após a obtenção deste valor, é possível obter o gráfico da Figura 5.7.

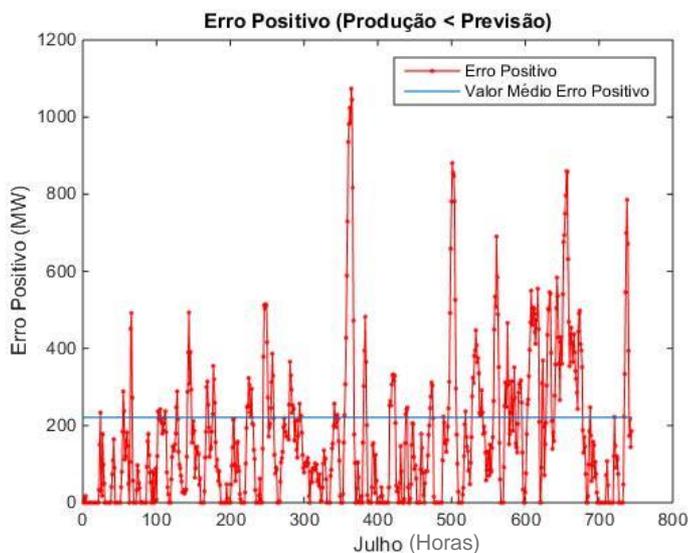


Figura 5.7 - Erro Positivo e Valor Médio do Erro Positivo em cada hora de Julho

Durante este mês existem várias ocorrências acima do valor médio do erro, resultando assim num maior número de casos prejudiciais para a rede e que, dessa forma, necessitam de ser compensados através dos sistemas fotovoltaicos. Os casos em que ocorre o que foi mencionado anteriormente são apresentados de seguida, na Figura 5.8.

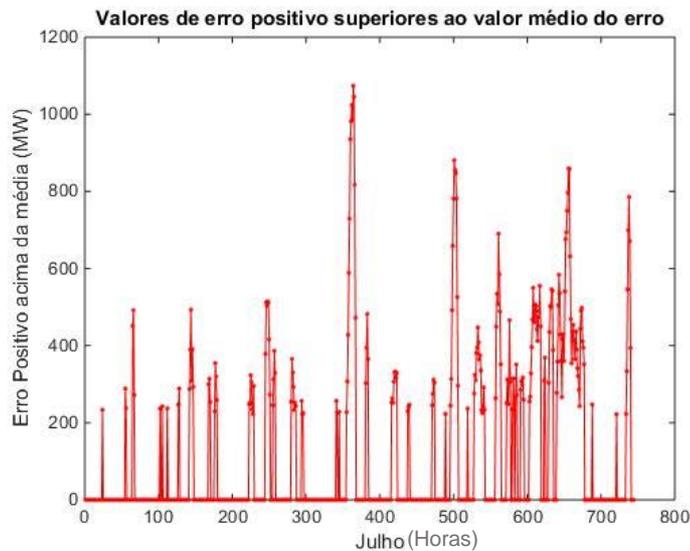


Figura 5.8 - Ocorrência de Erro Positivo acima do valor médio em Julho

Através da Figura 5.8 é possível confirmar o que já tinha sido referido anteriormente, isto é, que existe um elevado número de casos em que o erro se encontra durante um certo intervalo de tempo acima do seu valor médio, sendo que alguns destes casos possuem durações algo elevadas. Desta forma, é de esperar que existam vários casos em que o erro de previsão se encontre acima do seu valor médio durante um intervalo de tempo igual ou superior a 12 horas. Este número de ocorrências, bem como a sua duração podem ser verificados no gráfico da Figura 5.9.

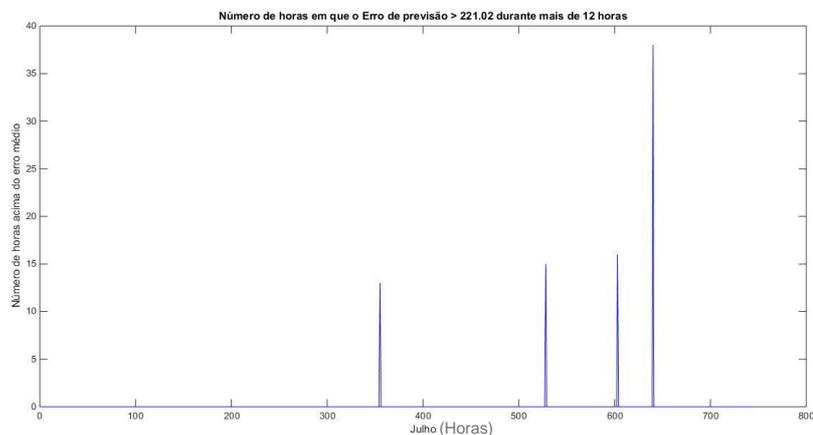


Figura 5.9 - Ocorrências desfavoráveis para a rede em Julho

Como é possível constatar pela Figura 5.9, existem 4 casos em que se verificam as condições acima apresentadas. Estas ocorrências possuem a duração de 13, 15, 16 e 38 horas, respetivamente. Como tal, para obter o valor de energia necessária para efetuar os cálculos dos dimensionamentos necessários, será considerado que o último caso é o mais desvantajoso para a rede e necessita, desta forma, de ser colmatado.

Por conseguinte, e pegando na ocorrência que durou 38 horas, foi possível determinar que o valor de energia que necessita de ser mitigada pelos sistemas fotovoltaicos e de armazenamento é de 17515 MWh. Assim sendo, é possível obter a Tabela 5.6, com os cálculos relativos à implementação dos sistemas fotovoltaicos.

Tabela 5.6 - Dimensionamento dos painéis FV para Julho de 2015

	1ª Abordagem	2ª Abordagem	3ª Abordagem
Número de Painéis	1 843 648	17 299 394	19 743 276
Número de Habitações	131 689	1 235 671	1 226 871
% de Habitações Total	2,25%	21,07%	20,92%

Dissecando brevemente a Tabela 5.6 verifica-se que, uma vez mais, todas as abordagens apresentam resultados que podem ser colocados em prática tendo em conta as infraestruturas já existentes em território nacional, permitindo desta forma que os erros de previsão verificados durante o mês de Julho fossem mitigados com sucesso através dos sistemas fotovoltaicos.

Relativamente ao dimensionamento efetuado para o mês de Julho, é possível verificar que, à semelhança do que ocorreu para o mês de Abril, regista-se um maior investimento se for adotada a terceira abordagem, ao passo que a segunda abordagem resulta num maior número de habitações necessárias.

Utilizando o mesmo valor de energia que foi empregue nos cálculos que resultaram na Tabela 5.6, foram efetuados os cálculos relativos aos sistemas de armazenamento e que redundaram nos valores apresentados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Dimensionamento dos sistemas de armazenamento para Julho de 2015

Capacidade Mínima Necessária(Ah)	621,50 × 10⁶
Número de Baterias	3 271 053
Número de Habitações	545 176

Uma vez mais, é possível concluir que os sistemas calculados através da metodologia desenvolvida são exequíveis no que à realidade portuguesa diz respeito, uma vez que os resultados se encontram dentro dos valores de habitações existentes em Portugal. No entanto, é necessário ter sempre em consideração que o investimento a ser feito para implementar estes sistemas é deveras elevado podendo, devido a este importante fator, não ser financeiramente viável implementar estes mesmos sistemas.

Uma vez que o valor de energia não produzida, no que ao mês de Julho diz respeito, é superior ao registado no mês de Abril, verifica-se que o número de baterias a implementar é bastante superior ao necessário para Abril, o que resulta numa necessidade de um maior número

de habitações para implementar estes mesmos sistemas. No entanto, verifica-se que o número de habitações necessárias continua bastante abaixo do valor existente em território nacional.

5.4 Dimensionamento para o Outono

Por último, o mês de Outubro foi escolhido para representar o Outono. Como foi efetuado em todos os anteriores capítulos, inicialmente obtém-se o valor médio do erro positivo. Este valor, no mês em questão, é de 265,89 MW, superior ao registado em Julho e Abril mas, ainda assim, inferior ao valor registado em Janeiro. Assim sendo, é apresentado no gráfico da Figura 5.10, o erro de previsão positivo, bem como o valor médio do erro durante o mês em análise.

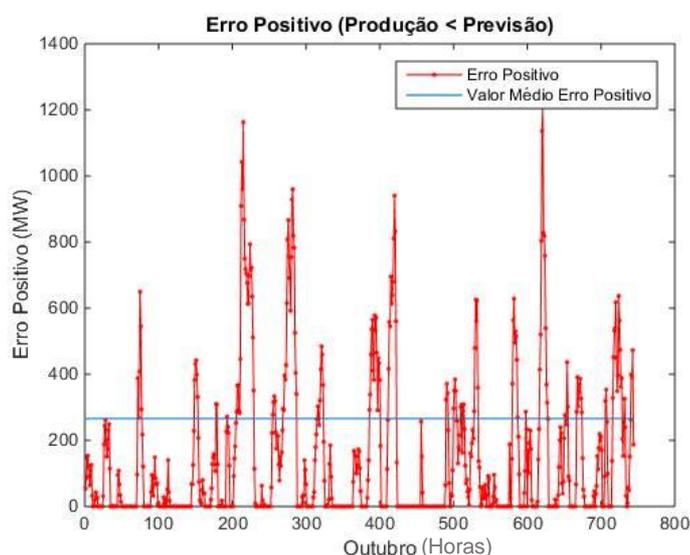


Figura 5.10 - Erro Positivo e Valor Médio do Erro Positivo em cada hora de Outubro

Como é possível aferir pela Figura 5.10, existem algumas ocorrências de erro acima do valor médio, tal como seria de esperar. Como a condição considerada necessária para que uma ocorrência seja considerada danosa para a rede é a de que o erro necessita de estar, durante um período igual ou superior a 12 horas, acima do seu valor médio, são apresentadas, na Figura 5.11, todas as ocorrências de erro superiores ao seu valor médio, de forma a ser efetuada a seleção dos casos considerados perigosos.

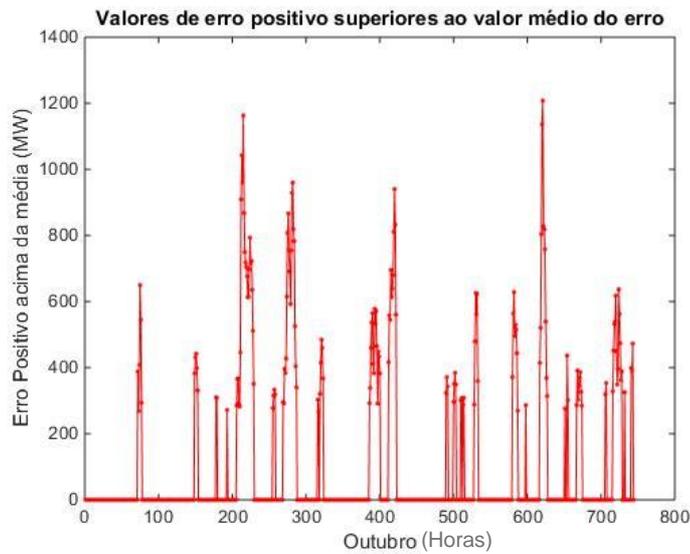


Figura 5.11 - Ocorrência de Erro Positivo acima do valor médio em Outubro

Como é verificável através da visualização da figura acima apresentada, existem vários casos em que o erro é superior ao seu valor médio. No entanto, também se verifica que muitas destas ocorrências são de pequena duração, não sendo, portanto, consideradas demasiado prejudiciais para a rede. A Figura 5.12 apresenta, por fim, todas as ocorrências consideradas adversas para a rede e que necessitam de ser suprimidas.

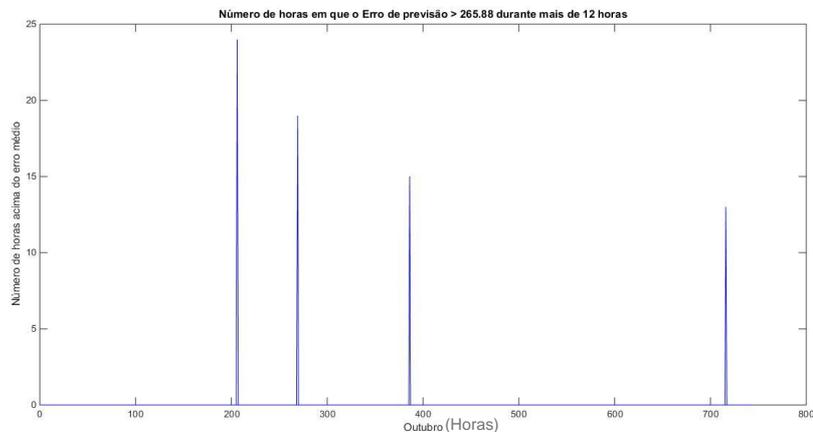


Figura 5.12 - Ocorrências desfavoráveis para a rede em Outubro

Pode-se então observar, na Figura 5.12, que existem 4 casos em que a condição é verificada, ou seja, o erro encontra-se durante 12 ou mais horas acima do seu valor médio. Estas ocorrências tem as seguintes durações: 24, 19, 15 e 13 horas, respetivamente. Uma vez mais será considerado como caso mais grave aquele em que o erro se encontra durante mais tempo acima do seu valor médio, ou seja, o primeiro caso apresentado na figura acima apresentada.

Desta forma, é possível obter o valor de energia que necessita de ser produzido pelos sistemas fotovoltaicos para compensar esta falha de previsão ocorrida no mês de Outubro. Assim

sendo, o valor de energia a ser produzido (ou seja, o valor de energia que, supostamente, seria produzido pela eólica, mas que não foi produzido na realidade) é de 15167 MWh. Assim sendo, este será o valor utilizado nos cálculos dos sistemas de produção de energia fotovoltaica e de armazenamento.

Por conseguinte, e utilizando o valor previamente apresentado, foi possível obter a Tabela 5.8, onde se encontram apresentados os valores obtidos para as três abordagens de possível dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos.

Tabela 5.8 - Dimensionamento dos painéis FV para Outubro de 2015

	1ª Abordagem	2ª Abordagem	3ª Abordagem
Número de Painéis	2 527 896	21 102 256	20 903 596
Número de Habitações	180 564	1 507 304	1 302 982
% de Habitações Total	3,08%	25,71%	22,22%

Efetuada uma análise à Tabela 5.8 verifica-se que, uma vez mais, todos os dimensionamentos efetuados se encontram dentro dos valores que são possíveis implementar em Portugal, sendo apenas o aspeto financeiro o único ponto a poder fazer com que a implementação dos sistemas não seja uma realidade, devido ao elevado investimento que representa.

Porém, e ao contrário do que aconteceu nos demais dimensionamentos, a segunda abordagem de dimensionamento para Outubro é aquela em que é necessário existir um maior número de habitações e um maior investimento para a sua implementação, pois é aquela onde é necessário instalar um maior número de sistemas micro FV residenciais. Ainda assim, verifica-se que esta abordagem “apenas” necessita de cerca de um quarto do número de habitações existentes em Portugal para ser implementada, o que faz com que este dimensionamento seja perfeitamente exequível na realidade.

Ainda assim, será também necessário efetuar o dimensionamento dos sistemas de baterias, que permitirá abastecer a rede durante os períodos noturnos, onde a produção fotovoltaica é nula, bem como alimentar o consumo doméstico durante esse mesmo período. Assim sendo, são apresentados na Tabela 5.9, os resultados do dimensionamento dos sistemas de armazenamento, relativo ao mês de Outubro.

Tabela 5.9 - Dimensionamento dos sistemas de armazenamento para Outubro de 2015

Capacidade Mínima Necessária(Ah)	538,18 × 10⁶
Número de Baterias	2 832 547
Número de Habitações	472 091

Tal como em todos os dimensionamentos de sistemas de armazenamento previamente apresentados, também este vai de encontro ao que foi dito anteriormente, ou seja, que é executável e que apenas a questão financeira poderá fazer com que a implementação destes mesmos sistemas não seja praticável.

Nota para o facto de, neste mês, existir um menor valor de energia não produzida, quando comparado com o mês relativo ao Verão. Esta diferença reflete-se nos valores dos dimensionamentos, como pode ser verificado através da comparação da Tabela 5.7 com a Tabela 5.9, verificando-se uma pequena diferença nos valores obtidos para ambas as situações.

6 Conclusões e Trabalho Futuro

Neste capítulo são apresentadas as considerações finais obtidas através do trabalho realizado nesta dissertação. São, igualmente, apresentadas algumas opções de trabalhos futuros que podem ser realizados sobre a ferramenta de estudo desenvolvida.

6.1 Conclusões

As tecnologias utilizadas para colocar em prática na implementação desta metodologia representam o futuro das redes elétricas, pelo que os resultados obtidos nesta dissertação são de relevantes para os intervenientes deste processo, onde se pode incluir os comercializadores, os consumidores e as empresas encarregues do funcionamento da rede elétrica nacional.

Desta forma, a ferramenta de estudo desenvolvida permite perceber de que forma é que a solução proposta para mitigar os erros de previsão de energia eólica é ou não exequível, dependendo do contexto em que se encontra inserida, podendo desta forma adaptar-se a solução escolhida de acordo com os contornos do problema.

A análise de erro efetuada nesta dissertação permite ter uma visão, geral e aprofundada, do tipo de erros existentes no sistema em questão, neste caso, no SEN durante o ano de 2015. Foi através desta análise estatística que foi possível concluir que o SEN, no período em questão, possuía um elevado número de erros de previsão nos escalões de potência mais baixos, mas que os valores mais elevados de erro de previsão são os registados para maiores escalões de potência, sendo assim possível concluir que é mais provável que haja um maior número de pequenos erros de previsão para pequenas produções, mas que existam um menor número de erros de previsão para as produções de potência mais elevada, resultando em erros de maior intensidade.

Pode-se também concluir que nos meses de maior incidência de vento (meses pertencentes ao Inverno e ao Outono), existe um maior número de ocorrências de erro de previsão, que

resultam em erros mais gravosos para a rede uma vez que possuem uma intensidade superior à registada nos meses de menor incidência do recurso eólico.

Foi também possível perceber que o gráfico relativo aos erros por excesso, ou seja, aos erros em que existe uma previsão superior ao valor produzido, segue uma distribuição normal, sendo desta forma possível prever qual a probabilidade de existir erro de previsão para um dado escalão de potência que se prevê produzir.

Através desta análise, concluiu-se igualmente que seria necessário implementar vários sistemas de armazenamento na solução proposta, uma vez que existe um elevado número de ocorrência de erros de previsão noturnos que podem ser mitigados através da injeção na rede da energia armazenada nestes sistemas.

Posteriormente a esta análise, foram desenvolvidas várias abordagens para efetuar o dimensionamento, quer dos sistemas fotovoltaicos, como dos sistemas de armazenamento. Estas abordagens resultaram em diferentes formas de abordar um mesmo problema e, assim, obter diferentes tipos de resultados de acordo com a abordagem que mais se enquadre com o problema em questão, permitindo a esta metodologia ter, desta forma, uma maior flexibilidade no que ao dimensionamento dos sistemas a implementar diz respeito.

Por último, a ferramenta desenvolvida durante a dissertação foi testada com os dados relativos à produção FV e eólica em Portugal, bem como com um diagrama de carga obtido a partir do modelo de Richardson.

Esta aplicação da metodologia a um cenário concreto permitiu perceber que, de acordo com as estações do ano em que se encontra a fazer o dimensionamento, os valores variam de acordo com mudanças inerentes às estações do ano (quer a nível dos consumos domésticos, quer a nível da produção de energia fotovoltaica e eólica), levando a que se registem diferentes dimensionamentos para as diferentes estações do ano.

A conclusão apresentada no quarto parágrafo desta conclusão, relativa ao facto de os meses em que existe maior incidência de vento resultarem em erros mais gravosos para a rede, poderia levar a que a aplicação da metodologia fosse apenas direcionada para esses meses. No entanto, e de forma a ser possível comparar quais as diferenças de valores registadas, foi efetuado um dimensionamento para cada estação do ano, permitindo desta forma perceber de uma maneira mais clara de que forma é que esses mesmos erros influenciam os dimensionamentos.

Uma vez que não é prático, nem financeiramente viável, alterar a composição dos sistemas implementados, é necessário encontrar os valores em que os sistemas cumprem com os requisitos durante a maioria do tempo, permitindo assim ter o sistema equilibradamente dimensionado, independentemente da estação do ano.

Assim sendo, e ainda que não tenha sido efetuado um dimensionamento final dos sistemas a implementar, através dos resultados obtidos para os dimensionamentos de cada estação do ano, é possível verificar que todos eles são implementáveis (exceção feita à segunda abordagem de dimensionamento FV para o Inverno) no que à realidade portuguesa diz respeito, permitindo assim responder afirmativamente à questão: será possível que o potencial fotovoltaico possa ser utilizado para mitigar as diferenças existentes entre a previsão e a produção eólica?

6.2 Sugestões de Trabalho Futuro

A ferramenta de estudo desenvolvida nesta dissertação possui diversas abordagens para efetuar o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. No entanto, seria importante considerar uma abordagem onde fossem utilizados valores reais de produção FV, também eles obtidos hora a hora, de forma a aproximar mais o dimensionamento de uma situação real, permitindo assim ter em consideração os aspetos negativos inerentes à produção FV, tais como, a redução de rendimento dos painéis ano após ano ou de possíveis descuidos com a manutenção que possam diminuir a área útil dos painéis fotovoltaicos, resultando numa redução da produção.

Poderá também ser feito um estudo de forma a tentar perceber quais as melhores alturas do dia para efetuar o armazenamento de energia fotovoltaica, assim como tentar encontrar um padrão para os intervalos de tempo onde existe um maior erro de previsão, de forma a melhorar a *performance* da solução que é proposta.

Outra das propostas para efetuar num trabalho futuro prende-se com duas situações de estudo, apresentadas no Capítulo 3, relativamente ao cálculo da probabilidade de erro para o escalão de potência que se prevê produzir, bem como de qual a melhor fonte de energia que deve ser utilizada para mitigar as falhas de previsão. Estes estudos permitirão obter uma rede precavida para eventuais falhas de previsão e estruturada para, de acordo com o erro de previsão de produção de energia eólica e com o período de tempo em que ocorre a falha, saber qual a melhor fonte de energia a utilizar para mitigar essa mesma falha de previsão ou, inclusive, perceber se será necessário importar energia através das interligações existentes.

Uma outra proposta para efetuar num trabalho futuro é a de introduzir mais uma variável para o estudo que permitisse complementar os sistemas desenvolvidos com as técnicas de DSM cada vez mais utilizadas nos dias que correm. Desta forma, seria possível abordar este problema não só do lado da produção, mas também do lado do consumo, permitindo assim aos sistemas terem uma flexibilidade ainda maior para fazer face aos erros de previsão.

Um exemplo de como poderia ser implementado o sistema era o de estudar o erro de previsão e perceber em que períodos horários é que estes ocorriam com maior frequência ou com maior intensidade, adaptando posteriormente os consumos domésticos a esta realidade, permitindo que existisse uma maior quantidade energia FV disponível para ser injetada na rede nestas horas acima estudadas.

Por último, seria também interessante perceber qual viabilidade financeira desta solução, sendo para isso proposto que se fizesse um estudo que permita obter um dimensionamento final dos sistemas a implementar (que permita ao sistema encontrar-se adaptado a todas as contingências relativas às mudanças de estação ocorridas durante um ano e perceber qual o investimento necessário efetuar para colocar em prática esta solução e, se esse mesmo investimento é ou não lucrativo, quer para o consumidor, quer para o comercializador de energia.

Referências

- Abelho, S.G., 2011. Armazenamento de Energia Eléctrica : Cenários para o Sistema Eléctrico Português.
- Advanced Lead Acid Battery Consortium (ALABC), 2011. *The Advanced Lead-Acid Battery Bipolar Designs – A Commercial Reality*,
- Aero-Mini, 2009. Energias Renováveis: Funcionamento de um aerogerador. Available at: http://aero-mini.blogspot.pt/2009/11/funcionamento-de-um-aerogerador_27.html [Accessed January 26, 2016].
- AGENEAL, AGENEAL - Energias Renováveis. Available at: <http://www.ageneal.pt/content01.asp?BTreelID=00/01&treelID=00/01&newsID=8> [Accessed February 17, 2016].
- Albadi, M.H. & El-Saadany, E.F., 2007. Demand response in electricity markets: An overview. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES*, pp.1–5.
- Ambiente, M.D.O., Do, O. & Energia, T.E., 2014. Decreto de Lei 153/2014. , pp.1–22.
- Barradas Silva, A. do C., 2006. *Planeamento de Redes Eléctricas de Distribuição AT e MT*,
- Beaudin, M. et al., 2010. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review. *Energy for Sustainable Development*, 14(4), pp.302–314.
- Castro, R.M.G., 2005. Introdução à energia eólica. *DECC/ Secção de energia*, 2005(2.1), p.38.
- Cerca Magalhães, C.M. et al., 2006. Regulamento de Publicação de Atos no Diário da República — II SÉRIE. *República Portuguesa*, (Regulamento Qualidade de Serviço), pp.3334–3362.
- Chahar, M. & Kumar, M., 2015. A Review of Designing Aspects of SMES an Ideal Energy Storage for Renewable Energy. , pp.313–318.
- Chang, W., 2014. A Literature Review of Wind Forecasting Methods. *Journal of Power and Energy Engineering*, (April), pp.161–168.
- Chen, H. et al., 2009. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, 19(3), pp.291–312.
- Económico, J., 2013. “O potencial de Portugal no fotovoltaico é muito grande.” 18/10/2013. Available at: http://economico.sapo.pt/noticias/o-potencial-de-portugal-no-fotovoltaico-e-muito-grande_177917 [Accessed January 19, 2016].
- EDP, 2009. Perguntas Frequentes - O que significa o mercado liberalizado? Available at:

- <http://www.edp.pt/pt/negocios/PerguntasFrequentes/Pages/PerguntasFrequentes.aspx> [Accessed January 26, 2016].
- EDP Distribuição, 2009. EDP Distribuição Portugal. Available at: <https://www.edp.pt/pt/aedp/unidadesdenegocio/distribuicaoedelectricidade/Pages/Distribui%C3%A7%C3%A3oPT.aspx> [Accessed January 17, 2016].
- EDP Distribuição, 2014. Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição 2015-2019. , p.178.
- ENEOP - Eólicas de Portugal, 2009a. Inconvenientes da Energia Eólica. Available at: http://www.eneop.pt/subcanais_n1.asp?id_subcanal_n1=180&id_canal=110 [Accessed January 27, 2016].
- ENEOP - Eólicas de Portugal, 2009b. Localização dos Parques Eólicos. Available at: http://www.eneop.pt/subcanais_n1.asp?id_subcanal_n1=171&id_canal=110 [Accessed January 20, 2016].
- ENEOP - Eólicas de Portugal, 2009c. Vantagens da Energia Eólica. Available at: http://www.eneop.pt/subcanais_n1.asp?id_subcanal_n1=179&id_canal=110 [Accessed January 27, 2016].
- Energia Lateral, 2014. Energia Lateral: Energia Eólica. Available at: <http://energialateral.pt/energia-eolica.html> [Accessed January 19, 2016].
- EnerNOC, 2015. What is Demand Response? Available at: <http://www.enernoc.com/our-resources/term-pages/what-is-demand-response> [Accessed February 9, 2016].
- Eólica, E., 2013. Aerogerador de Eixo Horizontal - Energia Eólica. Available at: <https://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/aerogerador-de-eixo-horizontal/custo-comparativo/> [Accessed January 26, 2016].
- ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2013. Ligações às redes de energia eléctrica de instalações consumidoras. , pp.1–23.
- ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2009a. Portal ERSE - Comercialização. Available at: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/comercializacao/Paginas/default.aspx> [Accessed January 26, 2016].
- ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2009b. Portal ERSE - Comercializadores de Último Recurso. Available at: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/comercializadoresregulados/Paginas/default.aspx> [Accessed February 17, 2016].
- Espinar, B. et al., 2010. Photovoltaic Forecasting : A State Of The Art. *5th European PV-Hybrid and Mini-Grid Conference*, p.7.
- Futursolutions, 2016. FAQ - Perguntas Frequentes - Futursolutions. Available at: <http://www.futursolutions.pt/energia/autoconsumo/faq> [Accessed February 17, 2016].
- Hill, C.A. et al., 2012. Battery energy storage for enabling integration of distributed solar power generation. *IEEE Trans. Smart Grid (USA)*, 3(2), pp.850 – 7.
- International Electrotechnical Commission, 2011. *Electrical Energy Storage*,
- International Energy Agency; Organisation for Economic Co-operation and Development, 2010. Solar photovoltaic energy. , pp.1–12.
- Lima, S.D., 2014. *Previsão de produção de centrais solares fotovoltaicas*. FEUP.
- Madureira Rolo, M.N., 2014. *Previsão de Produção Eólica com Modelização de Incertezas*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Manwell, J.F., McGowan, J.G. & Rogers, a L., 2009. *Wind Energy Explained, Theory, Design*

- and Application* Second Edi., Wiley.
- Martins, N.L.P., 2007. *Sistema Integrado de Produção e Armazenamento de Energia a partir de Fontes Renováveis*,
- Miranda, A.E.V., 2015. *Estudo de Modelos de Tarifas Dinâmicas para Portugal*. FEUP.
- Monteiro, C. et al., 2009. *Wind Power Forecasting : State of the Art 2009*,
- Murta Pina, J., 2014. *Geração Distribuída*, Almada.
- PennEnergy, 2013. Beacon begins operation of new Flywheel energy storage plant in Pennsylvania. Available at: <http://www.pennenergy.com/articles/pennenergy/2013/09/beacon-begins-operation-of-new-energy-storage-system-in-pennsylvania.html> [Accessed January 29, 2016].
- Pires, V.F. et al., 2014. Power Converter Interfaces for Electrochemical Energy Storage Systems – A Review. , 86, pp.453–475.
- PVGIS, 2016. PV Potencial Estimation Utility. Available at: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#> [Accessed August 6, 2016].
- RECS, European 20-20-20 Targets. Available at: <http://www.recs.org/glossary/european-20-20-20-targets> [Accessed January 19, 2016].
- Remund, J. et al., 2013. *Photovoltaic and Solar Forecasting : State of the Art*,
- REN - Rede Eléctrica Nacional, 2013. A ENERGIA EÓLICA em portugal 2012. , p.3.
- REN - Rede Eléctrica Nacional, 2015. Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2011. , p.72.
- REN - Rede Eléctrica Nacional, 2014. Diagrama de Produção Eólica. Available at: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/DiagramadeProdu%C3%A7%C3%A3oE%C3%B3lica.aspx> [Accessed February 10, 2016].
- REN - Rede Eléctrica Nacional, 2012. REN - O Setor Elétrico. Available at: http://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/#5 [Accessed January 25, 2016].
- Richardson, I. et al., 2010. Domestic electricity use : A high-resolution energy demand model. *Energy & Buildings*, 42(10), pp.1878–1887.
- Silva, A.C. da, 2015. *Utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia para Melhoria das Condições de Estabilidade de Redes Isoladas*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Solar, F., 2014. UPAC vs UPP. , p.2.
- Sousas Energia Renovável, Como funciona a Energia Solar? Available at: <http://www.sousasenergia.com.br/com-funciona> [Accessed January 27, 2016].
- Wenham, S.R. et al., 2012. *Applied Photovoltaics* Third Edit., Routledge.

