



Análise Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica

DIOGO MOISÉS FERREIRA OLIVEIRA

novembro de 2016

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistema Elétricos de Energia

Departamento de Engenharia Eletrotécnica

**Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede
Elétrica**

por

Diogo Moisés Ferreira Oliveira

Orientadora: Professora Doutora Judite Ferreira

Co-orientador: Professor Doutor Manuel Azevedo

Outubro de 2016

Dedico este trabalho àqueles que me acompanharam nesta etapa da minha vida

“Quanto mais aumenta nosso conhecimento, mais evidente fica nossa ignorância.”

John F. Kennedy

Agradecimentos

A todos aqueles que contribuíram para a construção deste trabalho, obrigado.

À Prof. Doutora Judite Ferreira e ao Prof. Doutor Manuel Azevedo pela disponibilidade, apoio e orientação durante toda a elaboração deste trabalho.

À equipa da Energia Simples por todas as ferramentas de trabalho e informações que permitiram uma melhor compreensão das temáticas abordadas.

À equipa do TID pelo acolhimento principalmente na primeira fase de composição deste relatório.

À minha família e a todos aqueles que me são próximos, um especial obrigado pelo acompanhamento e compreensão naquelas que foram as horas despendidas na realização deste trabalho.

A todos os meus professores, um sincero obrigado por todo o conhecimento, não só académico mas também de competências transversais que me permitiram concluir esta etapa.

Resumo

A ideia principal deste trabalho é a criação de um modelo que seja economicamente viável para a introdução de sistemas de armazenamento de energia ligados à rede eléctrica. Este modelo, poderá por um lado, criar novas oportunidades na indústria eléctrica, podendo vir a criar novos postos de trabalho, quer seja num aumento significativo das indústrias em geral em terem pessoas dedicadas à sua própria gestão de carga, seja por entidades instaladoras que irão dedicar-se ao dimensionamento, instalação e manutenção dos equipamentos, por outro lado poderá permitir que seja feita uma utilização mais eficiente e eficaz dos recursos renováveis, passando a existir *stock* de energia.

O sistema Eléctrico a nível mundial nas últimas duas décadas mudou radicalmente o seu paradigma, para além da forte evolução ao nível do transporte e distribuição, o consumo e produção evoluíram de uma forma muito particular, principalmente a produção.

Com a forte penetração de instalações de produção de energia renovável na rede eléctrica, sobretudo de fontes renováveis intermitentes, tais como a Eólica e Solar a previsão necessária para que todo o sistema funcione garantindo sempre a qualquer momento que a produção é igual à carga mais perdas torna-se cada vez mais difícil, pois para além da previsão de consumo hoje é também necessário fazer uma previsão de produção que se complica devido á necessidade de introduzir na rede a energia produzida pelas fontes classificadas como PRE.

Esta instabilidade na produção, faz com que os vários mercados grossistas organizados se tornem incrivelmente instáveis, o que provoca grandes perdas para os *players* do mercado em diversas situações. Contudo o consumidor final acaba por ser o mais prejudicado, uma vez que de forma a garantir a sua sustentabilidade os comercializadores vêm-se obrigados a trabalhar com margens maiores para cobrir o risco associado às flutuações do mercado.

A integração de armazenamento de energia na rede poderá estabilizar o mercado, no entanto, uma das maiores vantagens desta integração será a capacidade de evitar a construção de novas centrais produtoras, sendo que se poderá utilizar a reserva existente nas horas de menor consumo para suprir as necessidades das horas de maior procura.

A energia eléctrica pode ser armazenada de diversas formas, este trabalho, tem como objetivo estudar a tecnologia e o modelo mais viável para o desenvolvimento da integração de armazenamento na rede eléctrica, será sempre tido em conta a exequibilidade das soluções a nível técnico. São explicitadas duas formas de integração, uma, de forma distribuída, outra de forma centralizada.

Neste trabalho é dada primazia à vertente económica do modelo, sendo estudados preços reais das soluções, assim como preços reais do mercado de energia e do acesso às redes.

Os aspetos técnicos do armazenamento são importantes, sendo tomada em conta os ciclos de vida dos equipamentos e o rendimento dos mesmos, sendo pelas análises já efetuadas, um fator determinante para a viabilidade dos modelos de negócio.

As tecnologias em análise, passam por baterias de Lítio, *Pumped Hydro Storage*, *Adiabatic compressed air energy storage*, Baterias de *Vanadium Redox Flow*, Baterias de *Sodium Sulfur*, *Hydrogen Storage*, *Renewable methane storage*.

Palavras-Chave

Armazenamento, Mercado, Sistema Eléctrico, Energia, Energia Renovável, Gestão da Procura

Abstract

The main idea of this work is to create a model that is economically viable for the introduction of energy storage systems connected to the network. This model could, on the one hand, creating new opportunities in the energy sector and create new jobs, either by a significant increase in industry in general, and people dedicated to their own load management, or by installers for installation and maintenance of equipment, on the other hand, can enable more efficient and effective use of renewable resources.

The electrical system in the world in the last two decades radically changed their paradigm, as well as strong growth in transport and distribution, consumption and production have evolved in a very particular way, especially production.

With strong penetration of renewable energy production facilities in the electricity grid, especially intermittent renewable sources such as wind and solar forecasting required for the system to work any time ensuring that production is equal to the demand is increasingly difficult because in addition to consumption, today is also necessary to make a production forecast which is complicated by the need to enter the network the energy produced by sources classified as PRE.

This instability in production causes several organized wholesale markets, become extremely unstable, which causes great losses to market participants in different situations. However, the consumer ends up being the most affected, since, in order to ensure the sustainability of traders, marketing margins are higher to cover the risk associated with market fluctuations.

The integration of energy storage network can stabilize the market, however, a great advantage of this integration is the ability to prevent the construction of new production units, which can use the existing reservation in less consumption of time to meet the needs the hours of peak demand.

Electrical energy can be stored in various ways, this work aims to study the technology and the most viable model for the development of storage integration in the electricity grid, it is

always taken into account the feasibility of the solutions on a technical level. They are set two forms of integration, one in a distributed way, another centrally.

Electrical energy can be stored in various ways, this work aims to study the technology and the most viable model for the development of storage integration in the electricity grid, it is always taken into account the feasibility of the solutions on a technical level. They are defined two forms of integration, a distributed way, another more centrally.

In this work priority is given to the model of the economic aspect, the actual prices being studied solutions, as well as real prices in the energy market and access to networks.

The technical aspects of storage are important, such as the equipment life cycles and their income.

The technologies in question, pass by Lithium batteries, Pumped Hydro Storage, Adiabatic compressed air energy storage, Vanadium Redox Flow Batteries, Sodium Sulfur Batteries, Hydrogen Storage, Renewable methane storage.

Keywords

Storage, Market, Power System, Energy, Renewable Energy, Demand Management

Acrónimos

Notação	Descrição
<i>AA-CAES</i>	– <i>Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage</i>
<i>CAES</i>	– <i>Compressed Air Energy Storage</i>
DGEG	– Direção Geral de Energia e Geologia
<i>DMS</i>	– <i>Demand Side Managemant</i>
ERSE	– Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
<i>ESCO</i>	– <i>Energy Service Companies</i>
FER	– Fontes de Energia Renovável
MIBEL	– Mercado Ibérico de Energia Eléctrica
PD	– Produção Distribuída
OMIE	– Operador de Mercado Ibérico Espanhol
OMIP	– Operador de Mercado Ibérico Português
PHP	– Potência em Horas de Ponta
<i>PHS</i>	– <i>Pumped Hydro Storage</i>
<i>PPA</i>	– <i>Power Purchase Agreement</i>

SEN - Sistema Eléctrico Nacional

UE – União Europeia

Índice

Agradecimentos	VII
Resumo	IX
Palavras-Chave	X
<i>Abstract</i>	XII
<i>Keywords</i>	XIII
Acrónimos.....	XV
Índice de Figuras.....	XXI
Índice de tabelas.....	XXIII
1. Introdução	3
1.1. Apresentação	3
1.2. Enquadramento Geral.....	3
1.3. Objetivos	4
1.4. Organização do Relatório.....	5
2. Caracterização do Sistema Eléctrico.....	9
2.1. Produção.....	9
2.1.1. Tipos de tecnologia de produção em Portugal	10
2.1.1.1. Central Termoelétrica.....	10
2.1.1.2. Parque Eólico	12
2.1.1.3. Parque Solar	12

2.1.1.4.	Central Hidroelétrica.....	13
2.1.2.	Contribuição dos diferentes tipos de produção.....	13
2.2.	Transporte e Distribuição.....	17
2.2.1.	Subestações.....	18
2.3.	Tecnologias de Armazenamento de Energia.....	18
2.3.1.	<i>PHS Pumped Hydro Storage</i>	19
2.3.2.	<i>AA-CAES Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage</i>	20
2.3.3.	NaS Baterias sódio-enxofre.....	22
2.3.4.	<i>Vanadium Redox-Flow</i>	22
2.3.5.	<i>Li-Ion</i>	23
2.3.6.	<i>Hydrogen Storage</i>	24
2.3.7.	<i>Methane Storage</i>	24
3.	Caracterização do Mercado de Eletricidade.....	26
3.1.	Mercado Ibérico de Eletricidade.....	27
3.1.1.	Interligações.....	30
3.1.2.	Influência das tecnologias de produção no Mercado Grossista.....	33
3.2.	Política Energética Europeia.....	37
3.3.	Tarifação em Portugal.....	46
4	Apresentação da Problemática.....	52
4.1	<i>Demand Side Managemant</i>	54

5 Casos de Estudo	59
5.1 Análise Económica de diferentes tipos de tecnologia.....	60
5.1.1 Armazenamento Centralizado	62
5.1.2 Armazenamento Descentralizado.....	68
6 Conclusões	79
Referências.....	87
Anexos	A
Anexo A	A.1
Anexo B.....	B.1
Anexo C.....	C.1
Anexo D	D.4

Índice de Figuras

Figura 1-Contribuição das diferentes tecnologias desde 2005 em GWh [29]	15
Figura 2-Valor médio de dias sem chuva e índice de precipitação médio [27].....	16
Figura 3-Comparação entre produção hídrica e térmica [29]	17
Figura 4-Variação do Preço da Energia num dia no OMIE.....	27
Figura 5-Gráfico de construção de preço de mercado	28
Figura 6-Comparação entre o saldo importador e a produção renovável	32
Figura 7-Comparação entre preço médio por MWh no mercado e número de dias sem chuva.....	33
Figura 8-Comparação entre preço médio por MWh no mercado e produção renovável.....	35
Figura 9-Comparação entre preço médio por MWh no mercado e produção Hídrica [31][29]	36
Figura 10-Dependência Europeia do Gás Natural Russo	39
Figura 11-Energia Nuclear na Europa	40
Figura 12-Mix de produção de eletricidade em França em 2014 [27].....	41
Figura 13-Preço médio aritmético de mercado dos países europeus no ultimo trimestre de 2015 [24].....	43
Figura 14-Contribuição das diferentes fontes em vários países da Europa [6][27].....	44
Figura 156-Preço médio aritmético de mercado dos países europeus no primeiro trimestre de 2016 [24].....	45
Figura 16-CIEG para Baixa Tensão [26]	47

Figura 17-Preço médio para consumidor de Baixa Tensão dos países europeus em 2015	48
Figura 18-CIEG para Média Tensão [26]	49
Figura 19-Preço médio para consumidor de Média Tensão dos países europeus em 2015 [24].....	50
Figura 20-Consumo médio horário no MIBEL [31]	52
Figura 21-Preço médio horário no MIBEL [31].....	53
Figura 22-Diagrama DMS	54
Figura 23-Preço médio horário para Portugal no OMIE de Junho de 2015 a Maio de 2016 [31].....	64
Figura 24-Efeito da deslocação de carga das pontas para o vazio do diagrama.....	66
Figura 25-Custo de aquisição da energia em mercado com e sem armazenamento.....	67
Figura 26-Perfil médio de perdas em baixa tensão.....	71
Figura 27-Modelação do perfil de consumo com os diferentes perfis e com storage	74

Índice de tabelas

Tabela 1- Contribuição dos diferentes tipos de tecnologia em GWh [29].....	14
Tabela 2-Contribuição dos diferentes tipos de tecnologia em % [29].....	14
Tabela 3-Caracterização das Interligações	30
Tabela 4-Trocas de energia através das interligações.....	31
Tabela 5-Energia Nuclear na Europa [25]	42
Tabela 6-Características das tecnologias propostas para armazenamento centralizado	62
Tabela 7-Preço médio horário do custo da energia no OMIE entre Junho de 2015 e Maio de 2016 [31].....	63
Tabela 8-Caracterização do preço médio horário do custo da energia no OMIE entre Junho de 2015 e Maio de 2016 [31]	65
Tabela 9-Resultados da Análise de viabilidade das tecnologias em armazenamento centralizado.....	67
Tabela 10-Características das tecnologias propostas para armazenamento descentralizado...	69
Tabela 11-Valor médio horário das perdas entre Junho de 2015 e Maio de 2016 [26].....	70
Tabela 12-Tarifa de acesso às redes de 2016 para $BTN < 20,7kVA$	72
Tabela 13-Caracterização do preço médio horário do custo da energia para o consumidor final entre Junho de 2015 e Maio de 2016.....	73
Tabela 14-Tarifas de acesso às redes para em $BTN > 20,7kVA$	76
Tabela 15-Resultados da Análise de viabilidade das tecnologias em armazenamento descentralizado.....	77

Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica

Capítulo 1

Introdução

1. Introdução

1.1. Apresentação

Este documento teve como autoria o aluno Diogo Oliveira do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia do Instituto Superior de Engenharia do Porto.

Quanto ao seu percurso académico, ingressou em 2008 na Escola Secundária D. Afonso Henriques no curso de Ciências e Tecnologias, em 2011 após a conclusão do ensino secundário, ingressou no Instituto Superior de Engenharia do Porto na Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, em 2014 após a conclusão da licenciatura, inscreve-se no atual curso de mestrado onde o seu percurso é totalmente realizado ao longo de dois anos em regime de trabalhador estudante.

O orientador interno foi a Professora Doutora Maria Judite da Silva Ferreira, docente no ISEP, responsável pelas unidades curriculares de Introdução à Eletrotecnia, Sistemas Eléctricos de Energia e Aplicações Informáticas em Sistemas Eléctricos de Energia. Atualmente, é também Diretora da LEE-SEE e Diretora do Centro de Prestação de Serviços – Tecnologias, Investigação e Desenvolvimento (TID).

O orientador externo foi o Professor Doutor Manuel Maria Pereira de Azevedo, docente do ISEP e CEO da empresa Energia Simples.

1.2. Enquadramento Geral

Este projeto baseia-se essencialmente na ideia da criação de um modelo de negócio rentável que permita a uniformização daquilo que é o consumo e o custo de energia nos mercados grossistas.

É do conhecimento geral que atualmente o mercado de energia a nível Europeu se encontra bem equipado no que são as chamadas tecnologias de produção de energia renovável, estas tecnologias trazem como principais vantagens a sua capacidade de gerar energia de uma forma

menos poluente e renovável. Estas fontes renováveis atualmente já possuem índices de rendimento e valores de investimento que as tornam um investimento apelativo por parte dos *players* do sector eléctrico em geral, no entanto a incapacidade de controlar a produção de energia produzida por estas fontes implica que existam em determinados momentos excessos de produção ou défices de produção.

O armazenamento de energia possui a capacidade de sem comprometer as vantagens das energias renováveis, elimine esta sua desvantagem, a intermitência a incapacidade de controlo da produção, pois apesar de poder vir a funcionar como carga, absorvendo a energia em exceção quando é necessário as tecnologias de armazenamento tem a capacidade de injetar essa mesma energia quando existe aumentos de consumo ou défices de produção de energia eléctrica.

1.3. Objetivos

O presente projeto iniciou-se a 20 de Outubro de 2015 com a entrega da proposta de tese que viria a ser aprovada mais tarde, terminado a 8 de Outubro de 2016 com a submissão deste trabalho.

Este projeto aborda de uma forma geral os componentes essenciais para o funcionamento dos sistemas eléctricos de energia, particularmente em Portugal. Um dos assuntos de grande importância à construção deste relatório é também o estudo do comportamento do mercado grossista de energia eléctrica. Por fim a abordagem às principais tecnologias que poderão tornar realidade o modelo defendido neste relatório tem como principal função o estudo da sua viabilidade.

Os objetivos a que este trabalho se propõe são o de encontrar uma forma viável de integração de armazenamento de energia na rede eléctrica e encontrar a respetiva solução tecnológica.

1.4. Organização do Relatório

O relatório encontra-se dividido em 6 capítulos.

O capítulo inicial é de carácter introdutório ao trabalho, dando conceitos gerais ao leitor acerca dos temas que serão abordados nos capítulos seguintes.

No que toca ao segundo capítulo este encontra-se direccionado para o estado da arte do trabalho, isto é, é feita uma definição dos conceitos dos diversos intervenientes dos sistemas eléctricos desde a sua produção ao consumo. Neste capítulo são ainda abordadas as tecnologias de armazenamento estudadas no capítulo 5.

O capítulo 3 por sua vez enquadra-se ainda no estado da arte, no entanto numa perspetiva ligeiramente diferente do capítulo anterior, este apresenta ao leitor informação acerca dos comportamentos dos mercados grossistas e do posicionamento das próprias nações naquilo que é uma política energética integradora.

O quarto capítulo é onde é introduzida a problemática e explicada a vantagem de armazenar energia eléctrica.

O capítulo 5 descreve as tecnologias e o modelo de cálculo utilizado para chegar aos resultados finais, apresentando também os casos de estudo e os resultados desse mesmo modelo para as diferentes abordagens contempladas no trabalho, nomeadamente a centralizada e a descentralizada.

O capítulo 6 é constituído pelas conclusões finais sobre o trabalho.

Capítulo 2

Sistema Eléctrico de Energia

2. Caracterização do Sistema Elétrico

O sistema elétrico é o sistema que se caracteriza pela capacidade de gerar, transportar e consumir energia elétrica num determinado circuito de maior ou menor complexidade. O sistema elétrico nacional é um sistema extremamente complexo que abrange diversas formas de produção, transporte e consumo.

Neste capítulo são caracterizados os diversos intervenientes do SEN (Sistema Elétrico Nacional).

2.1. Produção

Na península Ibérica de um modo geral e em Portugal em particular, existe um perfil de produção com um “*mix*” em que tecnologias de produção de energia renovável são significativas, quando comparado com o resto do mundo. Em território nacional tem vindo nas últimas duas décadas a serem feitos, tal como na maioria dos países com elevados índices de desenvolvimento, fortes investimentos nesta tipologia de produção de energia elétrica designadamente renovável, seja de forma centralizada, seja de forma distribuída. Este tipo de produção tem como particularidade, não só diminuir as emissões de gases de efeito de estufa, mas também a dependência energética que a Europa em geral sofre do exterior, pela escassez em espaço Europeu de explorações de combustíveis fósseis usados nas centrais de produção de energia tradicionais.

O consumo nacional atualmente encontra-se na ordem dos 50 TWh por ano, o valor de energia consumida tem vindo a padronizar-se sendo este valor aproximadamente constante nos últimos anos. O mesmo se passa com a produção de energia, esta também se tem mantido dentro da mesma ordem de grandeza, apesar do constante aumento da produção por via renovável. Este equilíbrio na produção deve-se à diminuição da produção de energia elétrica pelas centrais termoelétricas convencionais, que encontrando-se num regime de produção ordinário, são sacrificadas em detrimento das centrais de produção em regime especial.

2.1.1. Tipos de tecnologia de produção em Portugal

2.1.1.1. Central Termoelétrica

As designadas centrais termoelétricas, são caracterizadas por terem a capacidade de através de uma qualquer fonte de energia primária com a capacidade para conversão em energia térmica, permitirem a conversão dessa mesma energia térmica em energia elétrica.

O princípio de funcionamento das centrais termoelétricas convencionais passa pela junção da sua componente térmica, onde é produzido vapor de água tipicamente a uma elevada pressão, que por sua vez será canalizado até as pás de uma turbina, esta turbina irá fazer a conversão da energia térmica em energia mecânica. A turbina acoplada a um alternador, faz movimentar o rotor do mesmo, convertendo a energia mecânica em energia elétrica.

No enquadramento legislativo, estas tecnologias quando sob a forma de produção centralizada, são consideradas PRO (Produção em Regime Ordinário).

Central Termoelétrica – Carvão

O carvão foi o primeiro combustível fóssil a ser utilizado para a produção de energia elétrica nas centrais térmicas.

Em 1950, este combustível fóssil cobria 60% das necessidades energéticas mundiais. No entanto nos nossos dias esta percentagem tem diminuído, principalmente nos países de elevados índices de desenvolvimento. [1]

Em Portugal encontram-se em funcionamento, atualmente duas grandes centrais termoelétricas a carvão, a do Pego com uma potência instalada de 576 MW e a de Sines, considerada uma das mais poluentes da Europa, com uma potência instalada de 1180 MW.

Central Termoelétrica a Fuelóleo

O fuelóleo ou óleo combustível é um derivado do petróleo obtido da sua destilação, quer como produto, quer como subproduto da destilação, ou seja, são considerados fuelóleo praticamente todos os produtos líquidos do petróleo que são queimados para geração de calor.

Nesse sentido, o Gasóleo por exemplo é um tipo de fuelóleo. [2]

Em Portugal a central termoelétrica de Tunes é a única que utiliza este tipo de combustível para produção de energia em grande escala em Portugal continental, com uma potência instalada de 165 MW.

Central Termoelétrica a Gás de Ciclo Combinado

O gás natural, apesar de ser um combustível fóssil de elevado poder calorífico é, de entre todos os combustíveis fósseis, o “mais limpo” para produção de energia. Hoje em dia as centrais tradicionais com turbinas a gás natural foram substituídas e/ou melhoradas com a tecnologia de ciclo combinado. [4]

As centrais de Ciclo Combinado apresentam um grau de eficiência e aperfeiçoamento tecnológico muito superior, ao das centrais a gás convencionais. O funcionamento do Ciclo Combinado faz a combinação de turbinas a gás e a vapor, isto é, o calor contido nos gases de escape da turbina a gás é transformado em vapor na caldeira de recuperação de calor. Este vapor faz girar a turbina mecânica para produzir energia elétrica adicional, sem necessidade de utilização de mais combustível. Na produção do vapor são utilizadas caldeiras de recuperação de calor, sem queima suplementar de combustível.

Este tipo de central consegue o nível de produção mais elevado entre todos os tipos de centrais termoelétricas.

Em Portugal continental, as maiores centrais produtoras de energia que utilizam este tipo de tecnologia são a da Tapada do Outeiro com uma potência instalada de 990 MW, e a do Ribatejo com uma potência instalada de 1176 MW.

2.1.1.2. Parque Eólico

É de senso comum que a energia eléctrica obtida por fonte eólica resulta da conversão da energia cinética do vento em energia mecânica pelas pás do aerogerador, e com esta energia mecânica, através de um alternador, obtém-se energia eléctrica.

Esta é uma tecnologia de produção de energia renovável e considerada limpa, ao contrário da grande hídrica devido ao seu grande impacto ambiental.

Em Portugal existem vários grandes parques eólicos, e a sua importância para o sistema electroprodutor nacional é evidente, sendo a principal fonte de oferta de PRE ao mercado de energia. No entanto este tipo de produção é um dos principais responsáveis pela inconstância no diagrama de produção sendo particularmente intermitente.

2.1.1.3. Parque Solar

O aproveitamento da energia solar para produção de energia eléctrica em grande escala em Portugal é feito exclusivamente pela via fotovoltaica. A energia transmitida pelo Sol ao nosso planeta todos os anos, é milhares de vezes superior às necessidades energéticas da humanidade, no entanto o aproveitamento desta fonte primária de energia está longe de ser explorado ao máximo.

No caso português, o parque solar mais representativo localiza-se na Amareleja, com 46 MW de potência instalada. Cobrindo uma área de 250 hectares, ilustrando desta forma claramente o maior entrave deste tipo de tecnologia, que é o seu rendimento. Contudo este tipo

de produção é o mais simples de utilizar em regime de produção distribuída, particularmente para Autoconsumo. Esta é também uma das PRE.

2.1.1.4. Central Hidroelétrica

Uma central Hidroelétrica consiste no fundo, num alternador acoplado a uma turbina hidráulica. A turbina hidráulica devido à barreira criada pela barragem, implicando uma retenção a uma quota superior a montante em relação a jusante aproveita a energia cinética originada por esse potencial, convertendo-a em energia mecânica. Depois de termos energia mecânica no veio do alternador temos a conversão para energia elétrica.

A produção de energia através grande Hídrica apesar de ser uma energia Renovável, não é considerada uma energia “Limpa” uma vez que a construção de este tipo de central interfere de forma muito profunda no ecossistema existente no local, submergindo terrenos, alterando a temperatura da água, dificulta as migrações dos peixes, a navegação fica sujeita à existência de eclusas de navegação entre outros problemas.

Em Portugal as hídricas com maior capacidade de produção por tecnologia em funcionamento são a de Alto Lindoso com 630 MW de potência instalada, de albufeira e a de Picote com 440 MW de potência instalada a Fio de água. Mesmo sendo renovável, a capacidade de armazenamento das Albufeiras, faz com que estas não se enquadrem no regime PRE.

2.1.2. Contribuição dos diferentes tipos de produção

O sistema electroprodutor nacional, é rico na sua diversidade de tecnologias de produção de energia elétrica, esta variedade de fontes produtoras permite de certa forma diminuir o impacto das variações dos custos energéticos provenientes do exterior e acima de tudo permite uma boa capacidade de gestão dos recursos, contudo Portugal, segundo os dados de produção da Direção Geral de Energia e Geologia ainda está fortemente dependente do exterior,

principalmente dos países produtores de combustíveis fósseis, dada a importância ainda muito presente das tecnologias térmicas convencionais.

No quadro que se segue vemos a evolução da contribuição para o sistema eléctrico nacional de cada uma das principais fontes produtoras, designadamente a Hídrica, Térmica Eólica fotovoltaica e as interligações que permitem a importação de energia eléctrica.

Tecnologia	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidráulica	5 000	11 324	10 352	7 188	8 847	16 384	11 960	6 556	14 762	16 291	9 626
Térmica	38 162	33 091	31 086	31 182	31 845	26 569	29 367	27 850	22 915	22 279	28 519
Eólica	1 741	2 892	4 007	5 720	7 506	9 078	9 056	10 113	11 860	11 943	11 450
Fotovoltaica	3	5	24	41	160	211	265	362	447	595	750
Saldo Importador	6 824	5 441	7 488	9 431	4 776	2 623	2 813	7 895	2 776	902	2 265

Tabela 1- Contribuição dos diferentes tipos de tecnologia em GWh [29]

Tecnologia	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidráulica	9,7%	21,5%	19,5%	13,4%	16,7%	29,9%	22,4%	12,4%	28,0%	31,3%	18,3%
Térmica	73,8%	62,7%	58,7%	58,2%	59,9%	48,4%	54,9%	52,8%	43,4%	42,8%	54,2%
Eólica	3,4%	5,5%	7,6%	10,7%	14,1%	16,5%	16,9%	19,2%	22,5%	23,0%	21,8%
Fotovoltaica	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	0,4%	0,5%	0,7%	0,8%	1,1%	1,4%
Saldo Importador	13,2%	10,3%	14,1%	17,6%	9,0%	4,8%	5,3%	15,0%	5,3%	1,7%	4,3%

Tabela 2-Contribuição dos diferentes tipos de tecnologia em % [29]

A dependência energética do nosso país dos combustíveis fósseis, para a produção de energia eléctrica tem vindo a diminuir significativamente assim como a dependência da importação de energia eléctrica. Em 2005, 87% da eletricidade consumida em Portugal era proveniente, direta ou indiretamente de países terceiros, ou pela sua produção por via de combustíveis fósseis, não existindo em Portugal produção desses mesmos combustíveis ou pela importação direta de eletricidade.

O aumento da contribuição das energias renováveis para o sector electroprodutor português, é evidente, nos últimos 10 anos a produção Eólica foi aquela que teve um impacto

mais significativo no *mix* de produção, passando de 3,4% em 2005 para 21,8% em 2015, chegando a atingir os 23% em 2014, este aumento de produção eólica foi sustentado em tarifas bonificadas que tornaram aos olhos dos investidores os parques eólicos um produto financeiro atrativo, levando estes a investirem em grandes quantidades no sector.

Ao longo destes 10 anos essa dependência tem vindo a diminuir significativamente, e à data do ano de 2014, ano em que as fontes renováveis nacionais tiveram o seu expoente máximo de contribuição para o consumo português, a dependência externa foi de 44,5% ou seja, 42,5% abaixo do valor em 2005.

No gráfico que se segue denota-se rapidamente a evolução constante da contribuição da energia eólica, contudo não é menos importante referir a queda da produção por via térmica e do saldo importador.

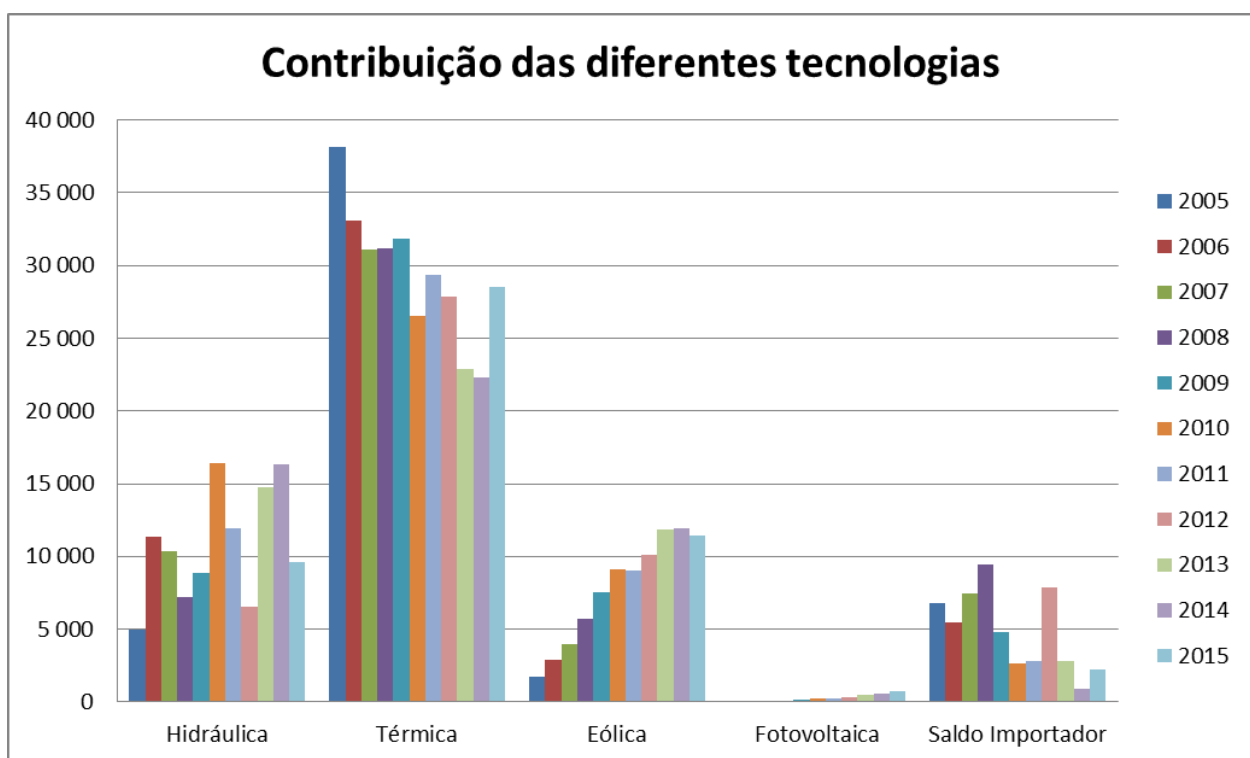


Figura 1-Contribuição das diferentes tecnologias desde 2005 em GWh [29]

A tendência de subida da contribuição das fontes renováveis apenas é contrariada no ano de 2015 que, segundo os dados do Instituto Português do Mar e Atmosfera, foi um dos anos mais secos dos últimos anos. No gráfico que se segue encontra-se ilustrado o valor médio de dias sem chuva e índices médios de precipitação registados nas principais estações meteorológicas portuguesas.

O ano de 2007 e o ano de 2015 foram particularmente secos, provocando nesses anos, uma maior procura das fontes térmicas e influenciando o balanço energético. Como vimos na tabela anterior a produção hídrica em 2015 caiu para pouco mais de metade do seu valor registado em 2014.

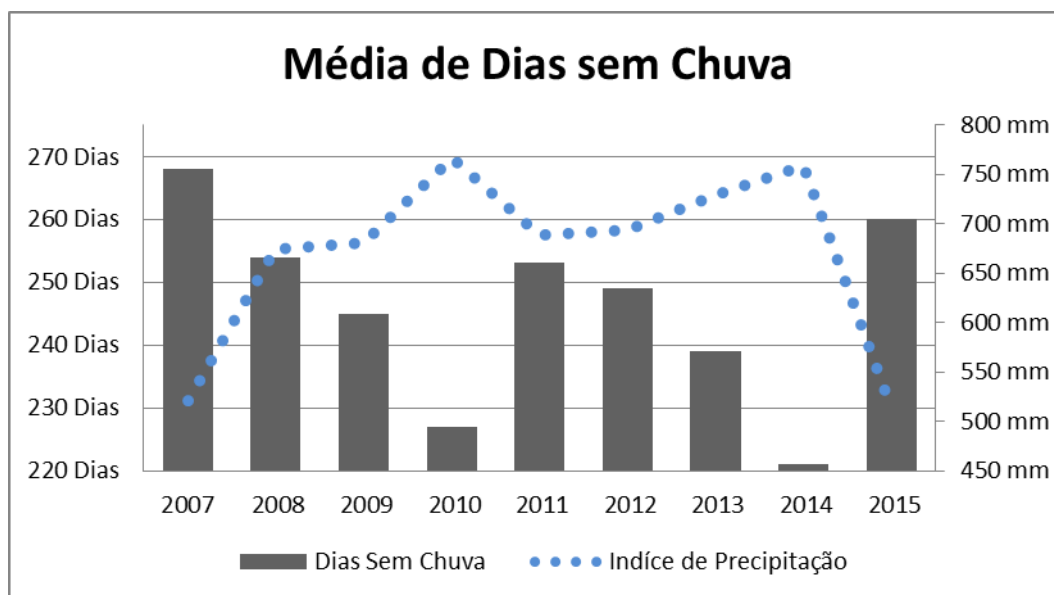


Figura 2-Valor médio de dias sem chuva e índice de precipitação médio [27]

Ao fazermos uma análise comparativa focada na produção térmica e na produção hídrica verificamos que estas estão relacionadas, numa razão de proporcionalidade inversa, isto é, quando temos um ano mais seco, com uma menor produção hídrica, verifica-se um aumento da produção térmica, ilustrando desta forma a importância da energia proveniente da nossa bacia hidrográfica e da chuva no *mix* de produção nacional e na nossa dependência energética do exterior.

No quadro que se segue é feita essa análise para os últimos 5 anos.

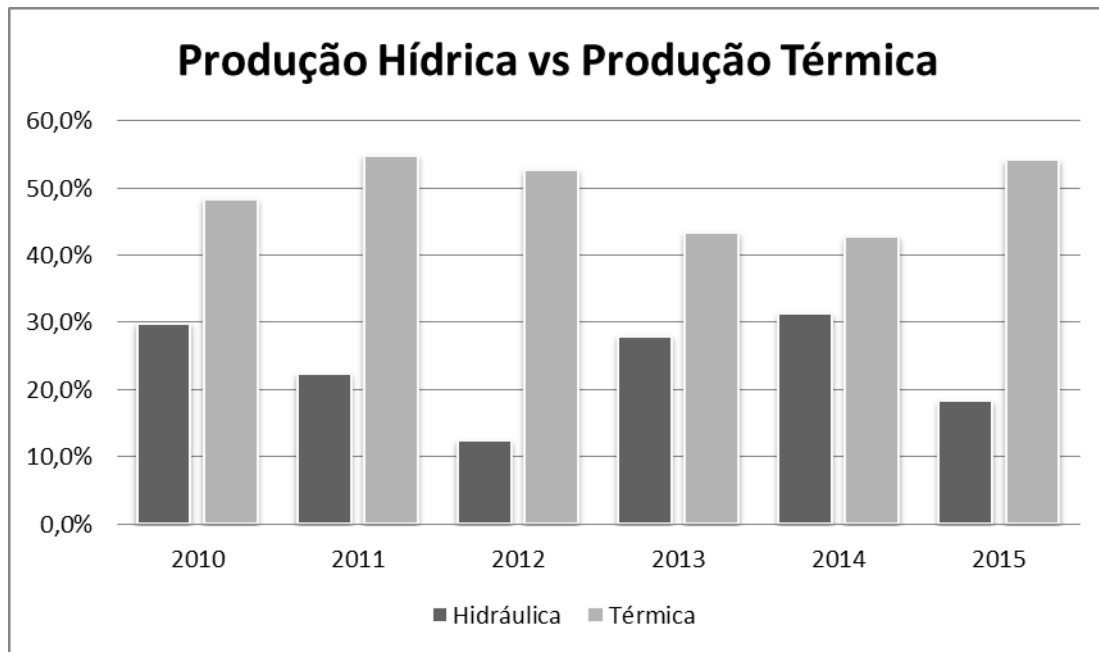


Figura 3-Comparação entre produção hídrica e térmica [29]

A tecnologia menos presente no nosso sistema elétrico poderia contribuir para uma diminuição deste efeito, a produção fotovoltaica tem, em teoria um comportamento inversamente proporcional à produção hídrica, produzindo significativamente mais energia nos anos mais secos e sobretudo nos meses mais secos, onde existe uma carência superior de energia térmica pelo decréscimo não só da produção hídrica mas também da produção eólica.

2.2. Transporte e Distribuição

O transporte em corrente alternada é claramente o método mais utilizado o transporte e sobretudo para a distribuição de energia elétrica. A facilidade com que os transformadores

elevam a tensão e como consequência diminuem a corrente de forma a diminuir substancialmente as perdas na rede foram um fator decisivo na afirmação da corrente alternada.

A rede eléctrica nacional de transporte, em alta tensão ou muito alta tensão, é a componente da rede que opera a uma tensão nominal igual ou superior a 60 kV e apresenta quatro níveis de tensão, em corrente alternada, nomeadamente 400 kV, 220 kV, 150 kV e 60 kV.

Contudo o transporte de energia eléctrica de responsabilidade da REN não engloba o nível de transporte a 60 kV, passando a fazer parte da responsabilidade do distribuidor de energia em média e baixa tensão.

A distribuição por sua vez é efetuada em Média Tensão ou Baixa Tensão.

2.2.1. Subestações

As subestações transformadoras, elevadora ou abaixadora, têm como principal função alterar os níveis de tensão num determinado ponto da rede. Perto de uma central de produção de energia eléctrica tipicamente encontramos uma subestação elevadora, que estabelece a ligação entre a central e a linhas da RNT. No transporte da energia eléctrica produzida centralizadamente nos grandes centros produtores até ao consumidor surge a necessidade de baixar o nível de tensão para o nível de consumo dos aparelhos do consumidor.

Todas estas alterações de nível de tensão ao longo do circuito eléctrico que vai desde os grandes centros de produção até ao consumidor deve-se à necessidade destes se encontrarem tipicamente a longas distancias, levando consequentemente a o valor das perdas nas linhas tenha um peso significativo.

2.3. Tecnologias de Armazenamento de Energia

Atualmente existem diversas tecnologias que permitem fazer o armazenamento de energia eléctrica em grandes quantidades com valores de custo de armazenamento razoáveis.

Essas tecnologias são já utilizadas um pouco por todo o mundo por diversas razões, seja por motivos de instabilidade de produção seja por problemas ao nível da rede eléctrica. Na Europa a problemática é diferente, sendo a rede eléctrica europeia extremamente robusta e fiável, o armazenamento de Energia é uma solução que se prende à crescente necessidade de linearizar o diagrama de carga por forma a obter uma maior eficiência de recursos de produção, bem como aproveitar os excedentes de produção renovável.

Esta secção apresenta resumidamente cada uma das tecnologias, com maior potencial para a operação como armazenamento em grade escala, seja ela distribuída ou centralizada.

2.3.1. PHS Pumped Hydro Storage

O armazenamento em sistemas hídricos através de bombagem de fluído, é um dos sistemas mais utilizados para armazenar energia em larga escala. Em Portugal são várias as centrais hídricas de albufeira que estão dotadas desta tecnologia.

Através de energia eléctrica, bombas de água são acionadas elevando a água para um reservatório a uma cota superior, que no caso das barragens passa pela transferência de água a jusante para montante da barragem.

Mais tarde, o processo é revertido, fazendo por ação da força da gravidade com que essa mesma água desça para uma cota inferior impulsionando desta forma as turbinas que por sua vez estão acopladas num alternador produzindo assim energia eléctrica.

Os sistemas PHS mais recentes podem alcançar eficiências globais (carga e descarga) de 85% [8].

Podemos considerar que se trata de uma tecnologia madura, que já vem sendo usada à várias décadas um pouco por todo o mundo [9].

As vantagens do PHS são várias, desde logo a sua capacidade de armazenamento em larga escala e o seu baixo custo de instalação quando comparado com outras tecnologias, para além

disso o tempo de resposta destes equipamentos é relativamente curto, proporcionando também o controlo e regulação do sistema eléctrico.

Contudo um dos problemas do PHS deriva da escassez de locais com as características necessárias, e os que possuem essas características, normalmente encontram-se afastados dos grandes centros de consumo.

Tipicamente os custos de investimento deste tipo de solução vão desde os 500 €/kWh a cerca de 1 500 €/kWh [8][9]. Contudo a gama de custos pode atingir os 3 000 €/kWh [10] em casos mais complexos no que toca às condições morfológicas do terreno daí a dificuldade em determinar um valor *standard* para o investimento em PHS.

O valor médio para os custos de operação e manutenção é de cerca de 750 €/kW [9].

Deste modo, uma abordagem em que as duas variáveis são consideradas é a seguinte:

$$IC_{Total} = ic_{Potência} \times c_{Potência} + ic_{Capacidade} \times c_{Capacidade}$$

Onde $ic_{Potência}$ e $ic_{Capacidade}$ são os custos de investimento específico relacionado com a potência instalada e capacidade de armazenamento respetivamente, já $c_{Potência}$ e $c_{Capacidade}$ são os valores de potência e de capacidade a instalar. IC_{total} é o valor global de investimento.

2.3.2. AA-CAES Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage

Em armazenamentos de energia de ar comprimido (CAES), os sistemas utilizam a energia potencial presente no ar comprimido para armazenar a eletricidade.

Neste caso a energia eléctrica é usada para acionar compressores que comprimem o ar a alta pressão armazenando-o em depósitos de elevada eficiência ou em alguns casos o ar poderá ser armazenado em formações geológicas com características específicas, como por exemplo as cavernas de sal.

Quando libertado de uma elevada pressão para a pressão atmosférica a energia cinética presente na deslocação do ar aciona turbinas que acopladas a um gerador por sua vez transforma a energia cinética em energia eléctrica.

Atualmente existem dois tipos de armazenamento a ar comprimido Diabática (CAES) e Adiabática (AA-CAES).

Nos sistemas Diabáticos é co-disparado gás natural durante a descarga para manter a elevada temperatura na turbina durante a expansão do ar. Nos sistemas adiabáticos para estabilizar a temperatura é usado o calor acumulado durante a compressão, reutilizando-o e aumentando desta forma a eficiência do sistema.

Um sistema adiabático, na realidade consiste num dispositivo que por um lado armazena ar comprimido e energia térmica, aumentando a eficiência do sistema de 50% no sistema diabático para 70% no adiabático [11], contudo a tecnologia é muito mais complexa e dispendiosa.

Atualmente apenas existem dois sistemas CAES em funcionamento [12], quanto ao sistema AA-CAES ainda está numa fase conceptual [13].

O armazenamento a ar comprimido em grande escala depende da existência de formações geológicas existentes como as referidas anteriormente, em que é empiricamente necessárias características de durabilidade e tamanho pouco comuns.

Os custos de investimento dos sistemas AA-CAES usados neste trabalho foram estimados uma vez que não existem projetos de grande escala realizados até agora. Esses custos estimados variam de 500 €/kW a 800 €/kW [12][11][15], e da mesma forma que o PHS são usadas uma componente dependente da potência e uma outra componente dependente da capacidade.

2.3.3. NaS Baterias sódio-enxofre

Os sistemas de armazenamento de energia em grande escala em baterias de Sódio-Enxofre são já usados há diversos anos em países como o Japão, sendo já uma tecnologia madura e bastante fiável.

Estes sistemas têm boas relações de eficiência de ciclo, aproximadamente 75% e um ciclo de vida relativamente elevado, entre 2000 a 3000 ciclos. [14][15][10][16].

O principal problema destas baterias químicas são as perdas em standby devido à sua necessidade de elevadas temperaturas na sua operação, entre 300°C e 350°C. [8]. Contudo os seus custos de investimento são relativamente baixos, situando-se entre os 200 €/kWh e os 500€/kWh. [14][17][15]

2.3.4. Vanadium Redox-Flow

As baterias de fluxo de vanádio *redox* (FRV) são essencialmente constituídas por um reator e dois reservatórios de eletrolíticos. O seu princípio de funcionamento passa pela injeção de dois fluidos, que se encontram separados nos reservatórios, no reator levando a que a troca iónica que ocorre gere um fluxo de corrente eléctrica.

A sua potencia depende da unidade de reação enquanto a sua capacidade de armazenamento irá sobretudo depender do tamanho dos seus reservatórios de eletrolítico, isto faz deste tipo de equipamento uma das tecnologias mais versáteis atualmente, a eficiência do ciclo destes sistemas é de cerca de 75% e o seu ciclo de vida chega a atingir 3000 ciclos [14],[15][12].

Os custos estimados de investimento específico variam entre 200 € e 1 000 €/kWh [8][14][15][18]

2.3.5. Li-Ion

As baterias de íão de Lítio são provavelmente as formas de armazenar energia eléctrica mais conhecidas do público comum, esta tecnologia apesar de relativamente recente no que toca a aplicações em sistemas de energia, tem vindo a proliferar no mercado dos sistemas eletrónicos portáteis devido á sua elevada densidade energética.

As suas características intrínsecas à tecnologia tornam-na numa possibilidade forte para revolucionar os sistemas de energia, nomeadamente o seu ciclo com uma eficiência de cerca de 90% [10] e o seu longo ciclo de vida, aproximadamente 3000 ciclos de carga e descarga. No entanto o seu custo acaba por ser a sua principal desvantagem, o custo de investimento específico para as baterias de lítio variam entre os 500 € e os 1500 €/kWh [14] [15] [8] [10].

Apesar de tudo, nos últimos anos esta tecnologia tem evoluído bastante, e consequentemente, estima-se que nos próximos anos os esforços da indústria de baterias sejam convertidos numa baixa significativa dos preços.

2.3.6. *Hydrogen Storage*

O armazenamento de energia em hidrogénio, passa pela produção do hidrogénio a partir da eletrolise, de seguida o gás é armazenado a alta pressão em reservatórios ou em formações geológicas com características que permitam a estanquicidade.

Por sua vez, a reconversão do hidrogénio para energia eléctrica passa por um princípio térmico, como por exemplo um ciclo de gás vapor. Os rendimentos destes sistemas rodariam os 30 a 40%, tornando-o uma das tecnologias menos rentáveis e eficientes.

Os custos de investimento foram estimados, pois a nível mundial ainda não existem sistemas de grande escala. [15] [19] e [20]

2.3.7. *Methane Storage*

Uma outra abordagem para armazenamento de electricidade que tem vindo a ser estudada é a conversão da energia eléctrica em metano.

A tecnologia que atualmente tem a capacidade de fazer esta conversão, numa primeira instancia a energia eléctrica é convertida em hidrogénio, o qual é então transformado em metano pela junção de dióxido de carbono adição de CO₂. O metano resultante deste processo é por sua vez armazenado em reservatórios sendo este depois convertido em energia eléctrica novamente pelos turboalternadores convencionais.

Tal como o armazenamento em hidrogénio, o armazenamento em metano ainda não é uma realidade. Por este motivo, quer os custos de investimento quer os valores de rendimento global são valores estimados.

O rendimento encontrar-se-á em torno dos 25 a 30% [21]. No entanto a principal vantagem deste conceito é a já existência de toda uma rede de armazenamento e transporte de gás natural tornando esta solução uma das de maior facilidade de integração no sistema existente.

Capítulo 3

Estrutura do Mercado

3. Caracterização do Mercado de Eletricidade

O mercado de eletricidade é um sistema complexo com vários intervenientes, onde os principais *players* são os produtores e os comercializadores, numa fase de venda e aquisição de energia em grandes quantidades. Numa segunda fase os transportadores e os consumidores também tem influência no comportamento de todo o mercado de energia eléctrica.

As estruturas de mercado modernas como as que atualmente se encontram em vigor nos diversos países resultam da liberalização do sector eléctrico, liberalização esta que tem como principal desígnio uma maior competitividade que resultara numa premissa concorrencial dando origem a consecutivas diminuição dos custos da energia.

O mercado no qual se insere o sistema eléctrico português encontra-se em funcionamento na sua plenitude desde do ano de 2007, e desde então tem vindo a ser verificada uma diminuição efetiva dos preços da eletricidade no mercado grossista. Ainda que pouco significativa essa redução do custo de energia no mercado grossista, a tarifa de energia eléctrica vendida ao cliente final tem aumentado ano apos ano.

A diminuição da tarifa de energia dá-se sobretudo devido à competição entre os diversos comercializadores de mercado liberalizado. Contudo o valor final a pagar pelo consumidor na sua fatura tem subido consideravelmente por diversos e distintos motivos, designadamente a subida dos impostos sobre o consumo, a subida dos Custos Económicos de Interesse Geral associados à subida galopante da tarifa de acesso às redes.

3.1. Mercado Ibérico de Eletricidade

O mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) trouxe como principais vantagens para os intervenientes do sistema, a harmonização de um conjunto de procedimentos, regras e condições técnico-económicas entre Portugal e Espanha. O MIBEL atualmente encontra-se estruturado em dois polos. Em cada um desses polos foram criados Operadores de Mercado Ibérico (OMI) responsáveis pela gestão dos mercados organizados do MIBEL, assente nessa estrutura bipolar interligada:

- Ao OMIE (pólo espanhol) compete a gestão do mercado diário e intra-diário de eletricidade onde se realizam as ações de compra e venda decorrentes da participação dos agentes de mercado nas suas sessões, numa lógica de “market splitting”, as zonas espanhola e portuguesa do MIBEL;
- O OMIP (pólo português) encontra-se encarregue da gestão das ações de compra e venda a prazo;

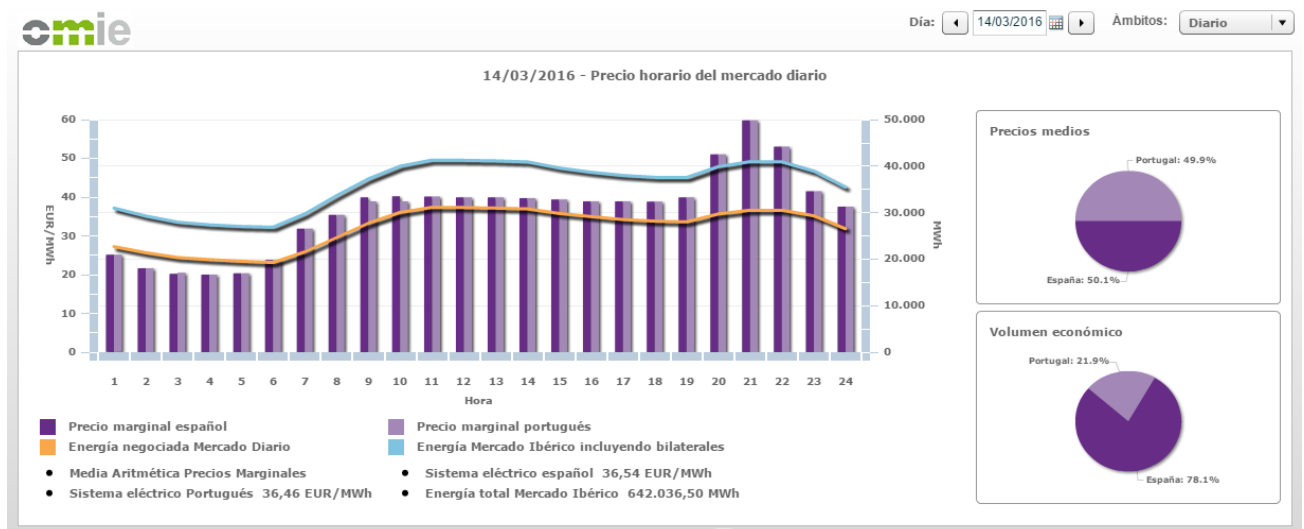


Figura 4-Variação do Preço da Energia num dia no OMIE

Os operadores da rede de transporte em Portugal e em Espanha respetivamente, são os responsáveis pela operação do sistema eléctrico e pela monitorização técnica das transações de energia.

O mercado diário é onde se transaciona EE (Energia Eléctrica) para entrega no dia seguinte ao da negociação. Este mercado estabelece um preço especificado para cada uma das 24 horas de cada dia e para cada um dos dias do ano. O modelo de estabelecimento desse preço é baseado no cruzamento de ofertas de compra e de venda por parte dos diferentes *players*, indicando cada oferta o dia e a hora a que se reporta, o preço e a quantidade de energia correspondentes.

Através da ordenação de forma crescente das ofertas de venda e de forma decrescente das ofertas de compra obtém-se o preço final de mercado para a hora específica (ainda sujeito a condicionantes técnicas). Este valor que corresponde graficamente ao cruzamento das curvas de oferta e de procura é o menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura.

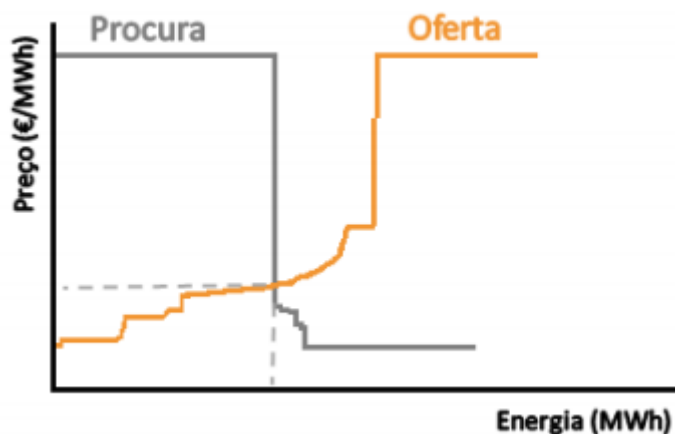


Figura 5-Gráfico de construção de preço de mercado

No final da sessão de mercado diário, o OMIE cria o Programa Diário Base, que será usado pelos Gestores de Sistema, criando o Programa Base de Funcionamento onde serão agregados também os contratos bilaterais entre os agentes de mercado. Findo o processo de análise e

resolução de restrições técnica, o Gestor de Sistema publica o Programa Diário Viável Provisional.

No caso do mercado intradiário, depois do fecho de cada sessão (6 sessões), é criado o Programa Horário Final agregando assim, todas as transações após a resolução das restrições técnicas do mercado. Após as 20:00h de cada dia, e no final de cada sessão é elaborado o Programa Horário Operativo, este por sua vez engloba as transações realizadas no mercado organizado e dos contratos bilaterais que foram validados tecnicamente, as transações expectáveis de reserva e todas as outras transações executadas pelo Gestor do Sistema até à sua publicação, 15 minutos antes do início de cada hora.

Através de todas estas operações os Gestores de Sistema tentam sempre chegar a um despacho ótimo, que consiste essencialmente na determinação da potência a fornecer por cada uma das fontes de produção em serviço que leva ao menor custo global de produção do sistema satisfazendo a procura e as condições de segurança do Sistema Eléctrico.

A comercialização da energia, em mercado retalhista (comercialização), está sempre condicionada pela evolução do mercado grossista. [5]

3.1.1. Interligações

Portugal devido a limitações geográficas, apenas possui interligações com Espanha, que por sua vez possui interligações com Marrocos pelo estreito de Gibraltar e com França, interligando assim a Rede Eléctrica da Península Ibérica onde funciona o MIBEL à Rede Eléctrica Europeia.

Atualmente Portugal conta com uma capacidade de interligação de 10,19 GVA distribuídos por várias interligações.

Interligações

Portugal	Espanha	Tensão	Capacidade
Alto Lindoso	Cartelle 1	400 kV	1386 MVA
Alto Lindoso	Cartelle 2	400 kV	1386 MVA
Lagoaça	Aldeadávila 1	400 kV	1706 MVA
Falagueira	Cedillo	400 kV	1386 MVA
Alqueva	Brovales	400 kV	1640 MVA
Tavira	Puebla de Guzman	400 kV	1386 MVA
Pocinho	Aldeadávila 1	220 kV	435 MVA
Pocinho	Aldeadávila 2	220 kV	435 MVA
Pocinho	Saucelle	220 kV	430 MVA

Tabela 3- Caracterização das Interligações

As interligações entre Portugal e Espanha são parte fundamental para o funcionamento do MIBEL, possibilitando o trânsito de potências entre os dois países permitindo tanto a importação de energia como a exportação.

A junção da rede eléctrica nacional com a rede eléctrica espanhola traz vantagens também do ponto de vista técnico, as redes de energia eléctrica podem criar complicações dada a maior dificuldade de a qualidade do serviço, provocado pela baixa capacidade de absorver flutuações bruscas de carga ou defeitos que eventualmente possam surgir na mesma. Daí que estas interligações trazem à Rede Eléctrica Nacional a conexão à Rede Eléctrica Europeia todas as vantagens inerentes à robustez de uma rede de elevadas proporções.

Os produtores, comercializadores e distribuidores de energia também beneficiam com uma rede de maiores dimensões, atenuando as pontas dos diagramas de carga e estabilizando a frequência da rede, permitindo também controlar a produção de energia tendo em conta os custos de produção.

As importações de energia eléctrica do sistema português, tem mantido a sua ordem de grandeza, devido aos custos da energia proveniente destas importações serem inferiores aos custos de produção das centrais de produção de energia em regime ordinário, sobretudo das tecnologias de produção térmica convencional. No quadro que se segue, são apresentados os valores das trocas energéticas portuguesas com o estrangeiro em GWh.

	Trocas de Energia Eléctrica com o Estrangeiro										
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Importação	9 626	8 624	9 641	10 744	7 598	5 814	6 742	10 766	8 100	7 247	8 078
Exportação	2 802	3 183	2 153	1 313	2 822	3 191	3 929	2 871	5 324	6 344	5 809
Saldo Importador	6 824	5 441	7 488	9 431	4 776	2 623	2 813	7 895	2 776	902	2 265

Tabela 4-Trocas de energia através das interligações

Estas trocas de energia permitem não só a importação mas também a exportação de energia, e apesar do valor das importações ao longo dos últimos anos esteja relativamente

estável, o saldo final tem vindo a diminuir devido ao aumento das exportações de energia para a Europa.

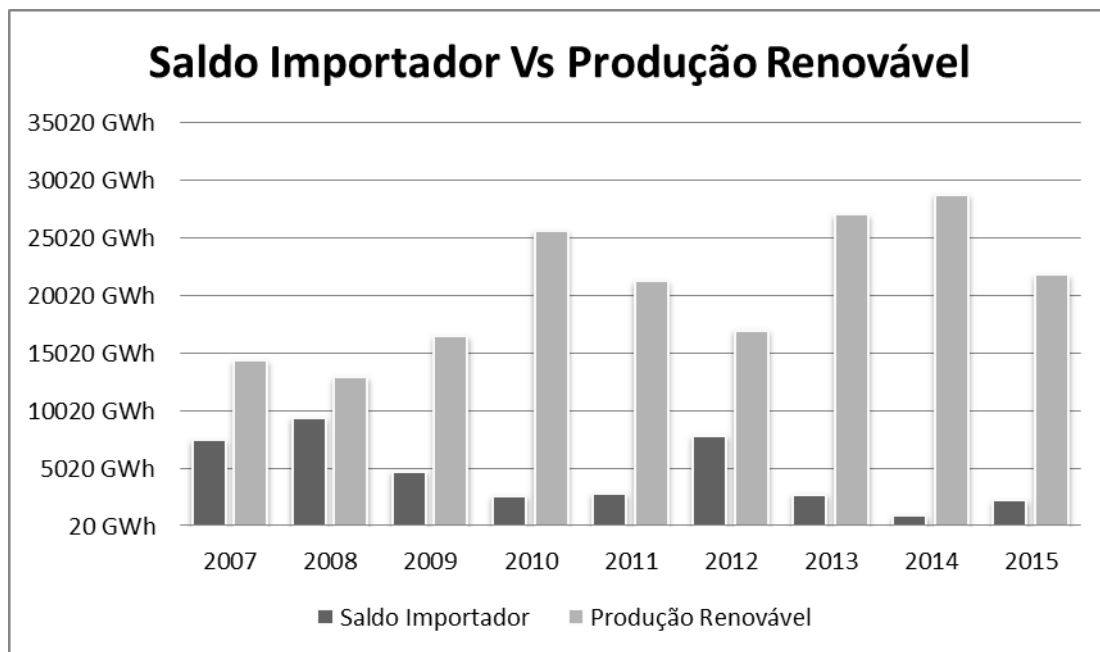


Figura 6-Comparação entre o saldo importador e a produção renovável

Da análise do gráfico anterior onde estão ilustradas as variações anuais da contribuição das importações e da produção renovável, verificamos que a principal causa dos aumentos e diminuições deste saldo são as fontes renováveis, ou seja, há uma maior tendência de procura de importação quando há uma menor contribuição do sector renovável para o *mix* de produção, e por sua vez existe também uma menor procura da energia eléctrica vinda do exterior quando existe uma maior contribuição renovável.

Nos melhores anos de produção renovável encontramos os menores saldos importadores dos últimos anos, nomeadamente no ano 2013, 2014 e 2015. No entanto o aumento da produção renovável não pode nem deve significar um desinvestimento nas interligações, uma vez que estas são fundamentais, não só para dar despacho aos excedentes de produção nacional, mas também para toda a estabilidade do sistema eléctrico.

3.1.2. Influência das tecnologias de produção no Mercado Grossista

As variações da penetração de cada uma das fontes de produção ao longo dos últimos anos associada aos diferentes custos de produção de cada uma dessas mesmas fontes implicam que o preço médio aritmético da energia assuma também um perfil variável.

Atualmente as duas tecnologias com maior influência no preço da energia no mercado são essencialmente a eólica e a hídrica. No gráfico que se segue são apresentados os preços médios anuais no OMIE para o território português, sobreposto encontra-se também a variação do número médio de dias sem chuva em território português.

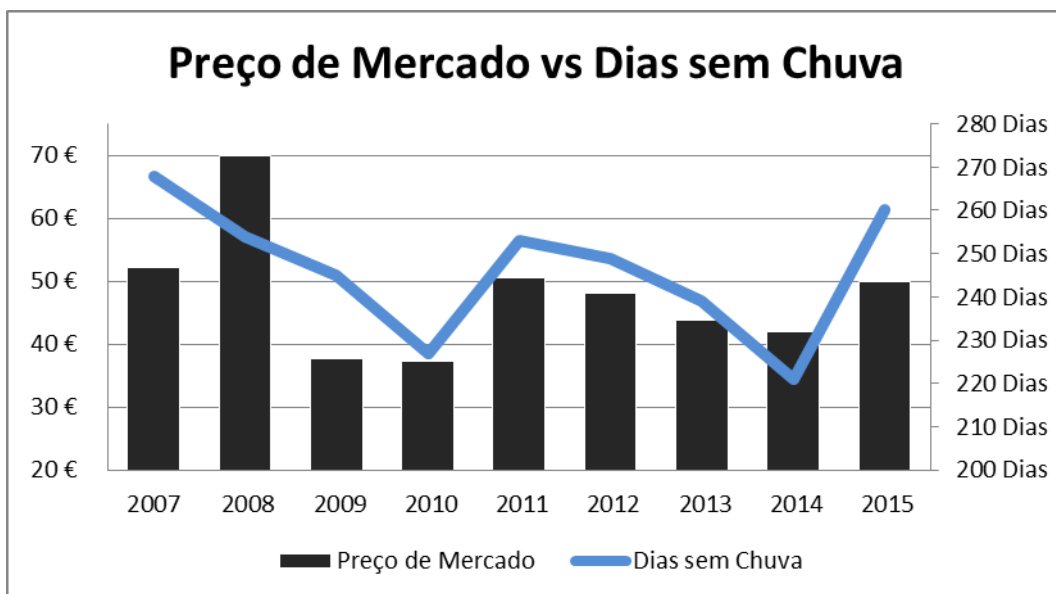


Figura 7-Comparação entre preço médio por MWh no mercado e número de dias sem chuva

Como é do conhecimento geral, a energia hídrica está fortemente dependente da precipitação, sobretudo em Portugal, sendo que uma parte significativa da nossa potência instalada em centrais hídricas está em centrais a fio de água com pouca capacidade de retenção,

por esse motivo, um período alargado de dias sem chuva pode provocar uma rápida diminuição dos caudais dos rios e conseqüentemente uma diminuição dos fluxos de produção dessas mesmas centrais produtoras.

Na figura 7 podemos observar a influência do número de dias sem chuva no preço médio aritmético do mercado de energia, existindo aqui uma relação de proporcionalidade em que quando há menos dias sem chuva o preço é tipicamente mais baixo. Isto ilustra de certa forma a capacidade da energia proveniente das grandes hídricas baixar o preço de mercado.

A chuva é um fator que tipicamente está associado a maiores quantidades de vento, o efeito de alteração de temperatura do solo provocado pela chuva, provoca diferenças de temperatura em zonas diferentes do território que como consequência provocam correntes de convecção naturais, formando assim maiores quantidades de vento, ou seja, associada a uma maior produção hídrica, a chuva provoca também por vezes uma maior produção eólica, que como foi referido anteriormente é uma das tecnologias com maior capacidade de redução do preço da energia no mercado.

Na figura 8 vemos a variação desse mesmo preço de mercado face à quantidade de energia renovável injetada no sistema eléctrico nacional. É notória a variação do preço de energia no mercado e a sua relação com a produção renovável, o ano de 2008 e o ano de 2010 são exemplos desta relação em 2008 os valores de penetração de renováveis foram os mais baixos dos últimos anos, tornando esse mesmo ano no mais caro desde que existe liberalização do mercado em Portugal. Por sua vez o ano de 2010 teve um dos máximos a nível de produção renovável, fazendo baixar o preço para valores abaixo dos 40€/MWh.

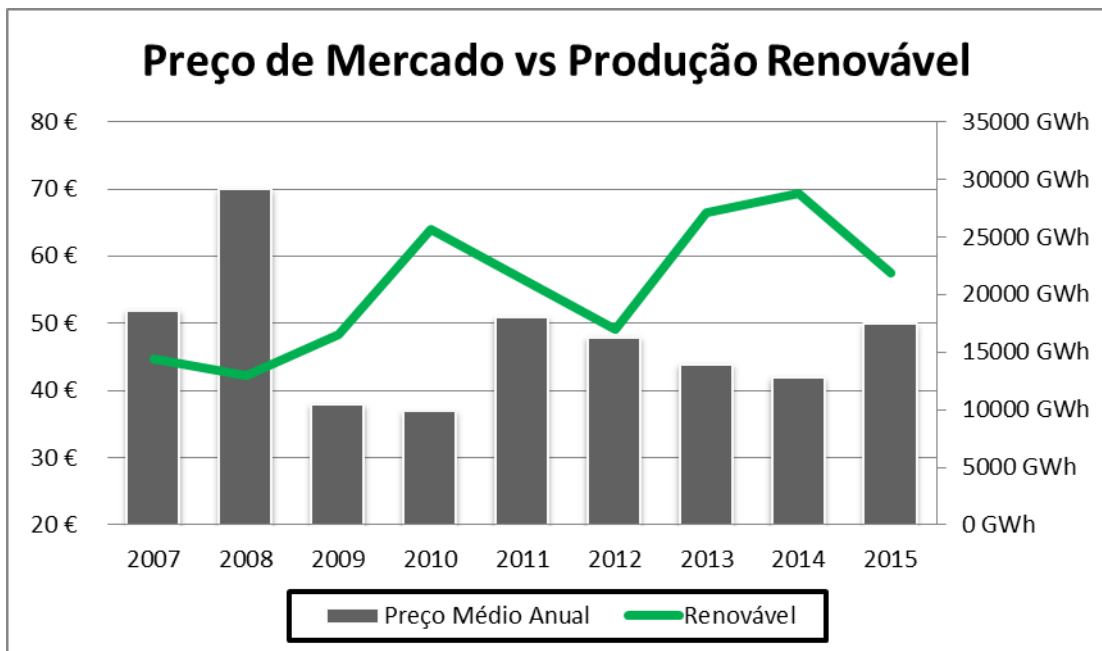


Figura 8-Comparação entre preço médio por MWh no mercado e produção renovável

A curva da produção renovável segue a tendência da produção hídrica, essencialmente por duas razões, a primeira é o facto da energia hídrica ter um peso superior a 50% daquilo que é toda a produção renovável e a segunda razão prende-se ao facto que foi anteriormente explanado, de tendencialmente, as condições de precipitação terem uma forte influência na quantidade de vento, sendo a eólica, também ela uma parte importante do bolo das energias renováveis.

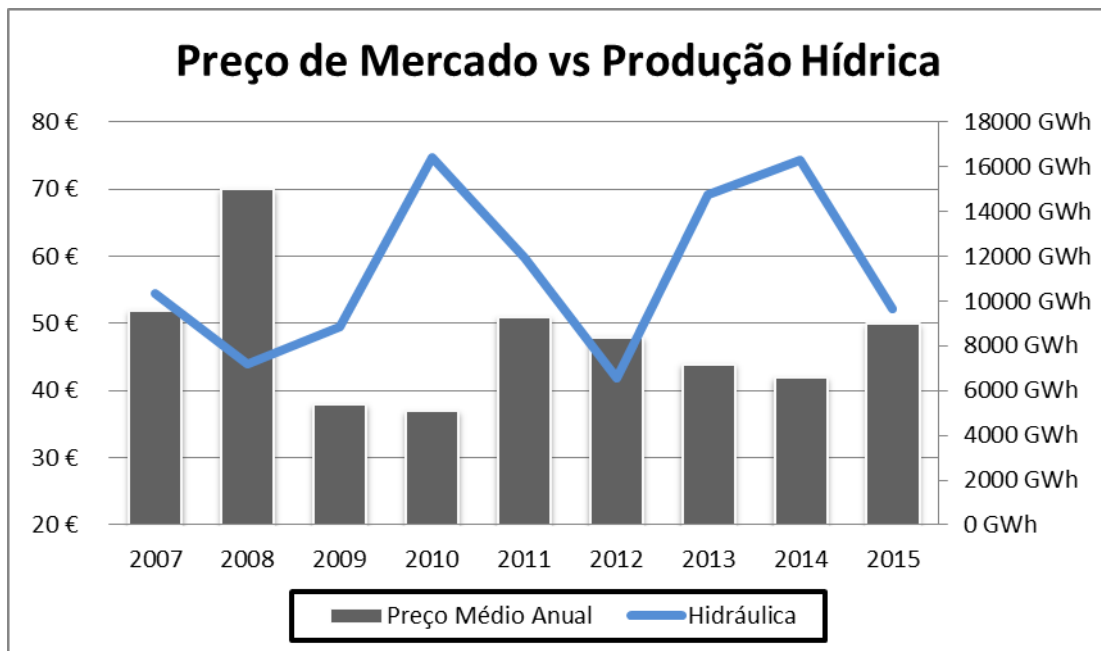


Figura 9-Comparação entre preço médio por MWh no mercado e produção Hídrica [31][29]

3.2. Política Energética Europeia

A União Europeia é atualmente o maior importador de energia no mundo, cerca de 53% de toda a energia consumida no espaço europeu provém de países terceiros, despendendo desta forma de 400 Biliões de Euros todos os anos.

A união Europeia desde cedo que estabeleceu como uma das suas prioridades a implementação de uma política energética Europeia e Sustentável.

Atualmente o sistema elétrico europeu encontra-se subdividido em Grandes mercados regionais, sendo os principais, o EPEX (Europa Central) o NORDPOOL (países nórdicos) e o MIBEL (Ibérico).

Estes mercados estabeleceram fortes interligações entre os países que os integram e hoje em dia são altamente capazes de fazer transições de energia através das suas fronteiras territoriais, contudo, a transição de energia é um tema europeu.

A unificação dos mercados internos possui uma designação, União Energética Europeia, que já contempla cinco prioridades já definidas desde janeiro de 2015:

- Melhorar a segurança do aprovisionamento energético;
- Criar um único mercado interno da energia;
- Aumentar a eficiência energética;
- Descarbonizar a economia;
- Impulsionar a investigação e a inovação;

Para que tudo isto seja possível têm sido concentrados esforços junto dos Estados-Membros, havendo já regulamentação europeia.

A atual Comissão Europeia tenciona apresentar uma série de novas iniciativas legislativas para acelerar a implementação deste modelo. Entre essas iniciativas estão:

- O aprofundamento da integração do mercado através da diretiva relativa ao mercado interno da energia;
- Uma revisão da diretiva sobre energias renováveis, por exemplo na "*at least 27 percent renewable energy target*" em 2030;
- Uma revisão da diretiva da eficiência energética;
- Fomento da cooperação regional no nível sub-europeu, por exemplo, Fórum Pentilateral Energia (PLEF) ou o Plano de Interconexão do Mercado Báltico da Energia (BEMIP); [6]

No entanto, o conceito de mercado único de eletricidade tem vindo a ser travado pela subsidiação de determinadas fontes produtoras em países como França, Itália, Reino Unido, Espanha, Portugal, Itália, Grécia e Irlanda, em que todos dispõem de tarifas bonificadas demasiadamente dispendiosas e que distorcem o mercado.

Apesar das dificuldades os diversos sistemas eléctricos tendem a convergir para uma rede Europeia, que possibilitará a transmissão de excedentes de energia de um lado da Europa, possam ser despachados a custos relativamente baixos para outro lado do continente. Todo este processo irá aumentar significativamente a uniformização do preço da energia no contexto Europeu, uma grande vantagem deste cenário passa pela robustez da rede, com a agregação das diversas redes nacionais dos países integrantes deste modelo Europeu, a Europa ficara dotada de uma rede mais robusta quanto a possíveis ocorrências de fenómenos eléctricos, como perturbações de frequência, bem como o melhor aproveitamento dos recursos renováveis de cada um dos países diminuindo assim a dependência do norte da Europa do consumo de gás natural proveniente de fora da União Europeia. [6]

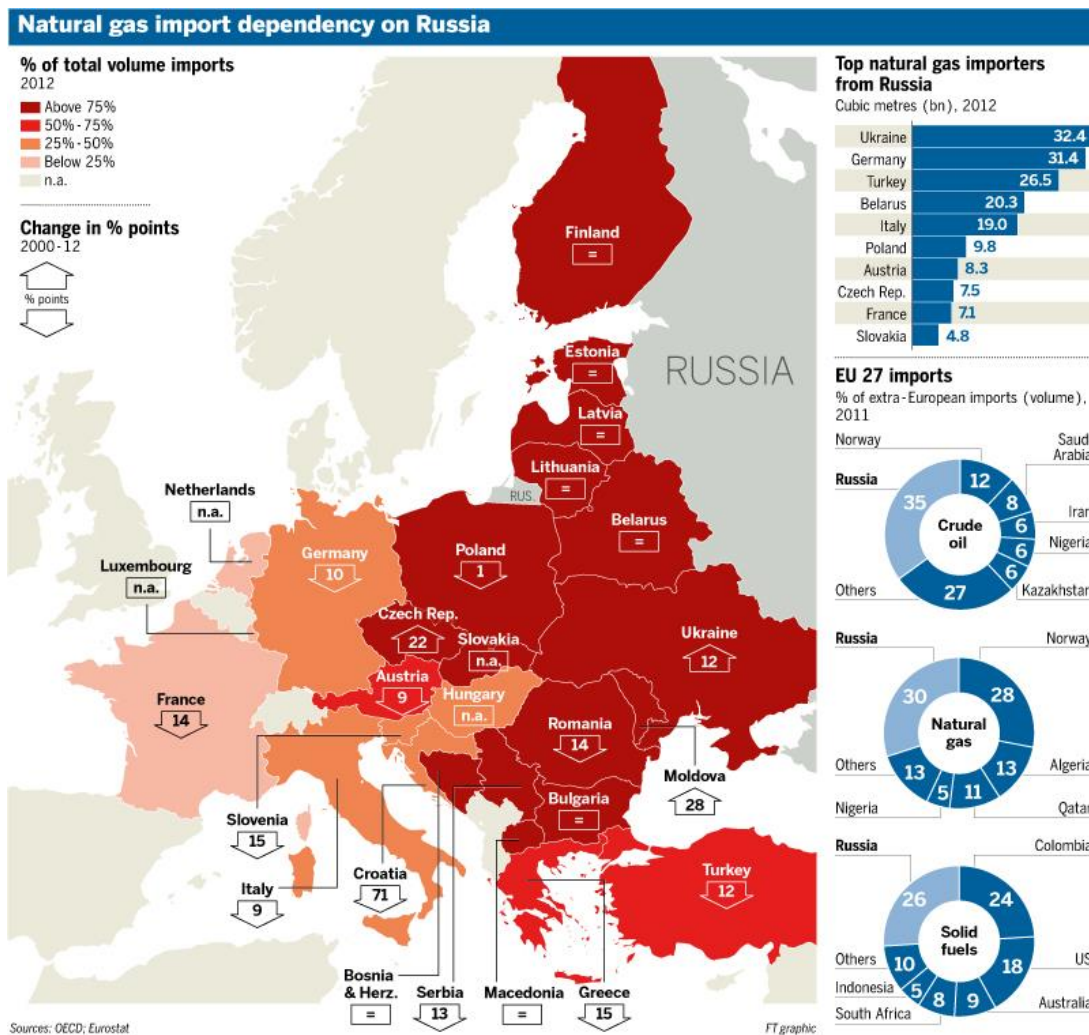


Figura 10-Dependência Europeia do Gás Natural Russo

Uma das preocupações Europeias passa também pela diminuição da exploração de fontes de produção de energia elétrica por via térmica nuclear, atualmente existem em operação 128 reatores nucleares em toda a Europa divididos por 14 países, representando cerca de 815 TWh de energia elétrica por ano. Dado os perigos e desvantagens da energia proveniente da fissão nuclear, é um desafio de proporções apoteóticas para a União Europeia todo o caminho necessário para a política do carbono zero em paralelo com o fim da energia nuclear.

Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica

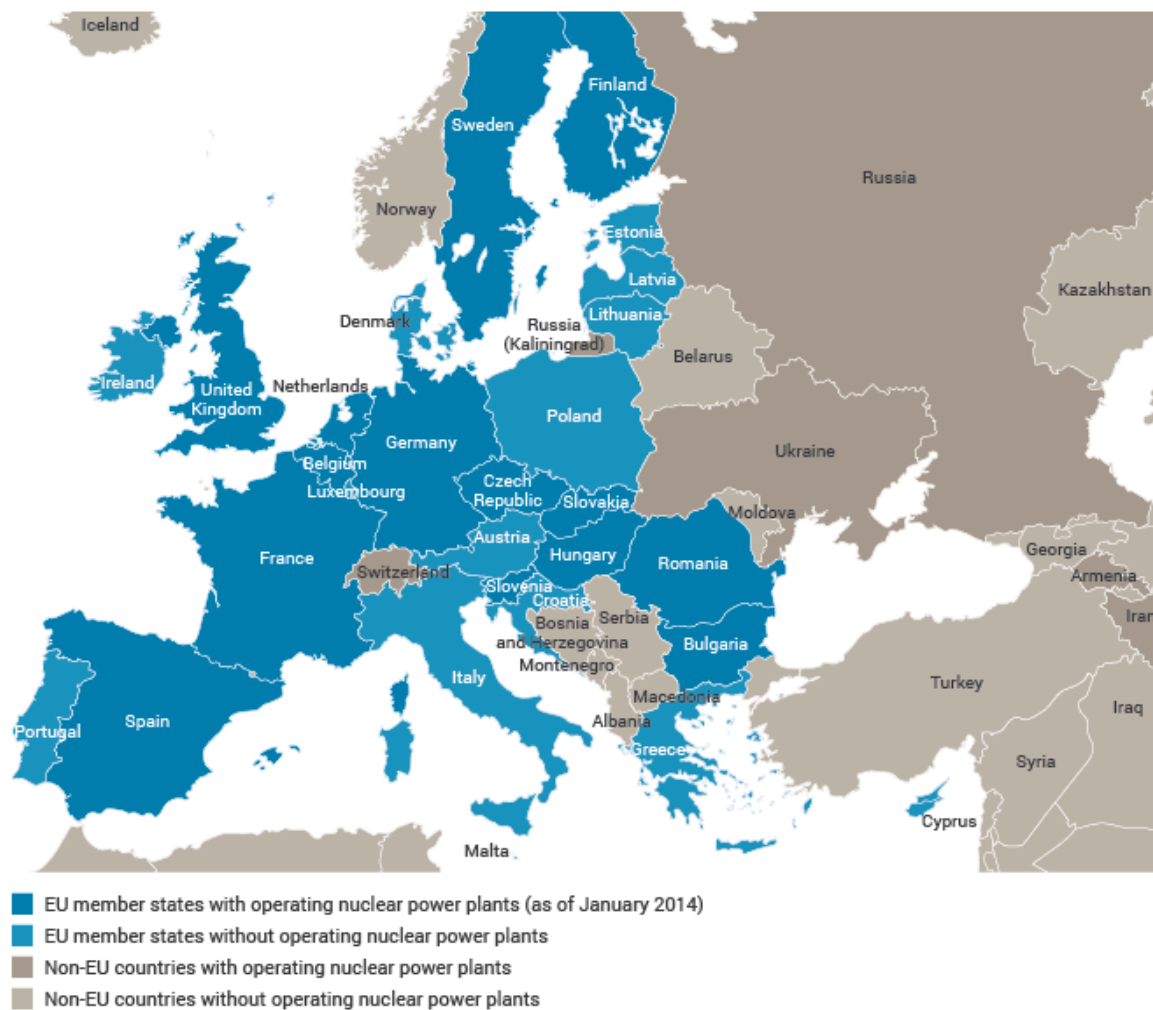


Figura 11-Energia Nuclear na Europa

O caso mais preocupante é a situação de França que atualmente vê cerca de 76% de toda a sua eletricidade ser produzida por 58 reatores nucleares.

No gráfico que se segue é ilustrada a dependência de energia nuclear da 3ª maior economia Europeia.

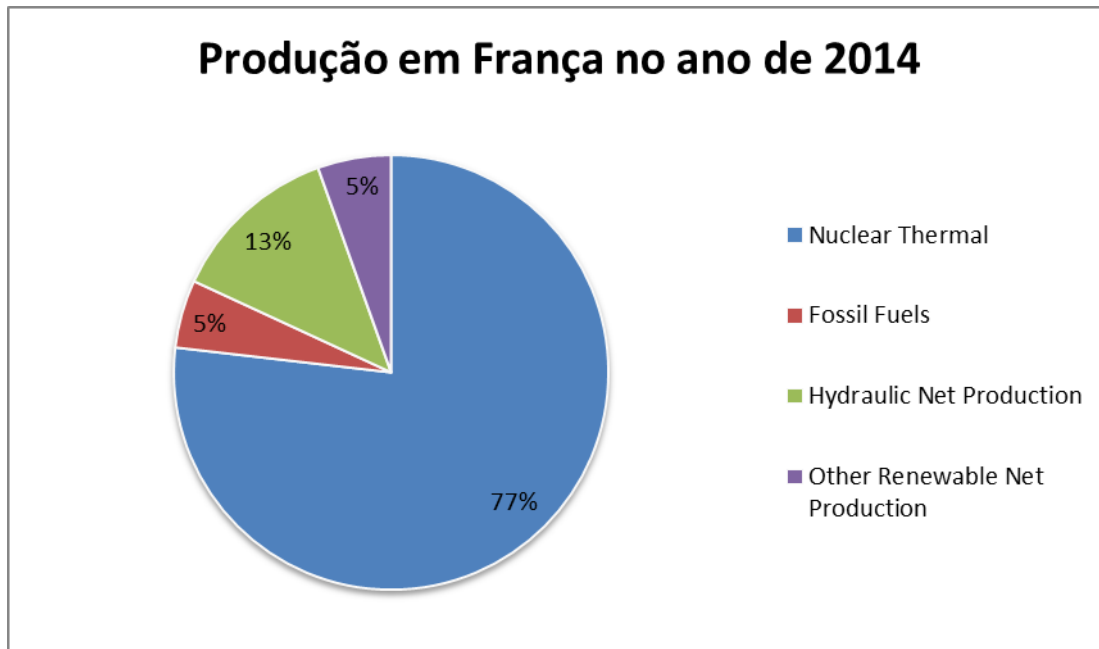


Figura 12-Mix de produção de eletricidade em França em 2014 [27]

Mesmo com todas as suas desvantagens a energia nuclear teima em ficar pela Europa, estando à presente data 19 reatores nucleares nos planos dos estados membros, sobretudo dos países menos desenvolvidos no contexto europeu, nomeadamente Polónia, Roménia, Lituânia, Bulgária, República Checa e Hungria.

Na tabela que se segue encontra-se demonstrada a importância da energia nuclear na União Europeia.

Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica

Country	2015 nuclear generation		Reactors operable at April 2016		Reactors under construction at April 2016		Reactors planned at April 2016		Reactors proposed at April 2016	
	TWh	% e	No.	MWe net	No.	MWe gross	No.	MWe gross	No.	MWe gross
Belgium	24.8	37.5	7	5943	0	0	0	0	0	0
Bulgaria	14.7	31.3	2	1926	0	0	1	950		
Czech Rep.	25.3	32.5	6	3904	0	0	2	2400	1	1200
Finland	22.3	33.7	4	2741	1	1700	1	1200	1	1500
France	419	76.3	58	63130	1	1750	0	0	1	1750
Germany	86.8	14.1	8	10728	0	0	0	0	0	0
Hungary	15.0	52.7	4	1889	0	0	2	2400	0	0
Lithuania	0	0	0	0	0	0	1	1350	0	0
Netherlands	3.9	3.7	1	485	0	0	0	0	1	1000
Poland	0	0	0	0	0	0	6	6000	0	0
Romania	10.7	17.3	2	1310	0	0	2	1440	1	655
Slovakia	14.1	55.9	4	1816	2	942	0	0	1	1200
Slovenia	5.4	38.0	1	696	0	0	0	0	1	1000
Spain	54.8	20.3	7	7121	0	0	0	0		
Sweden	54.5	34.3	9	8849	0	0	0	0		
UK	63.9	18.9	15	8883	0	0	4	6680	7	8920
EU	815.2	c27%	128	119,421	4	4392	19	21,840	16	

Tabela 5-Energia Nuclear na Europa [25]

Da análise da tabela anterior, verificamos que 27% de toda a eletricidade consumida na europa provem de fontes nucleares, que em 2 estados membros, nomeadamente França e Hungria este peso chega a ultrapassar os 50% de todo o consumo nacional, estando no caso francês em construção mais um reator nuclear e no caso húngaro está prevista a construção de mais dois reatores nucleares.

Com diferentes perfis de produção e de consumo, os diversos estados membros da união europeia possuem também diferentes preços internos nos seus mercados grossistas, neste panorama. Na imagem que se segue vemos os diferentes preços médios aritméticos grossistas praticados nos diferentes países da União Europeia no último trimestre do ano de 2015.

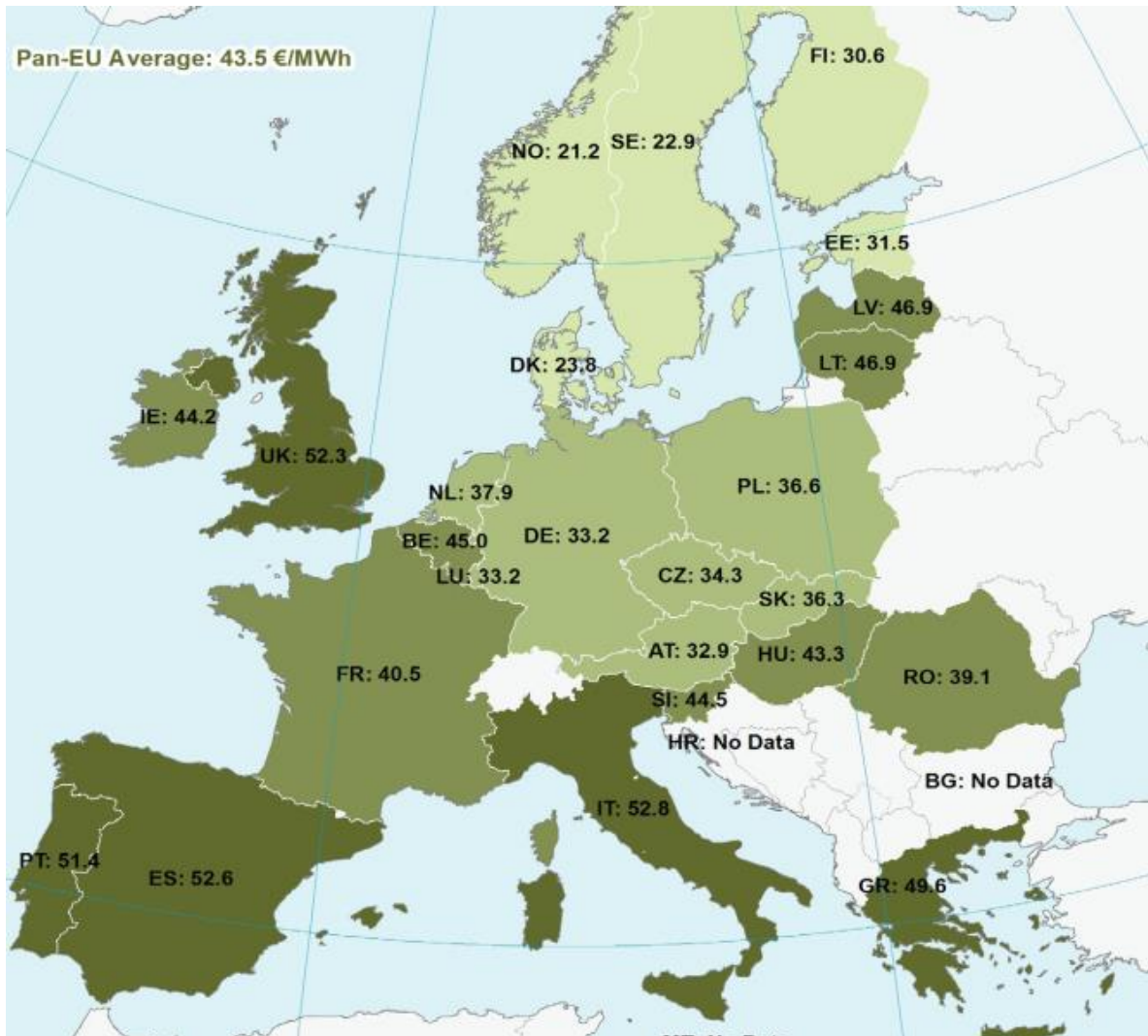


Figura 13-Preço médio aritmético de mercado dos países europeus no ultimo trimestre de 2015 [24]

No gráfico que se segue são apresentadas as diferentes contribuições de cada uma das tecnologias de produção de energia eléctrica em vários países da Europa.

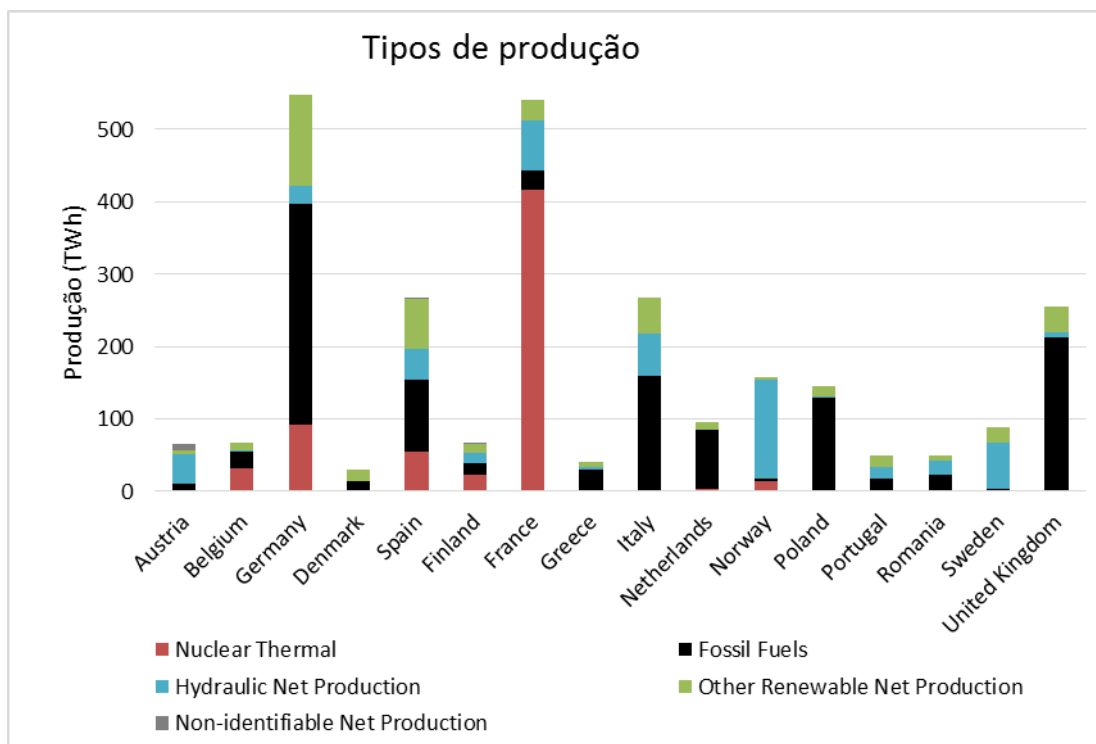


Figura 14-Contribuição das diferentes fontes em vários países da Europa [6][27]

Neste gráfico conseguimos observar que a Alemanha é o maior produtor de energia renovável da Europa, sobretudo se não considerarmos a grande Hídrica, verificamos também que Portugal atualmente é o país da Europa em que o seu *mix* está mais equilibrado. É também de realçar a Suécia e Áustria, que nos dias que correm, não possui energia produzida por fontes nucleares e a penetração dos combustíveis fósseis na produção de eletricidade é residual.

No seguimento desta análise, na imagem que se segue vemos os preços da energia elétrica em mercado grossistas nos diferentes países europeus, para o primeiro trimestre do ano de 2016, onde é notória, a descida dos preços de mercado nos países do sul da Europa cuja produção renovável tem um peso significativo.

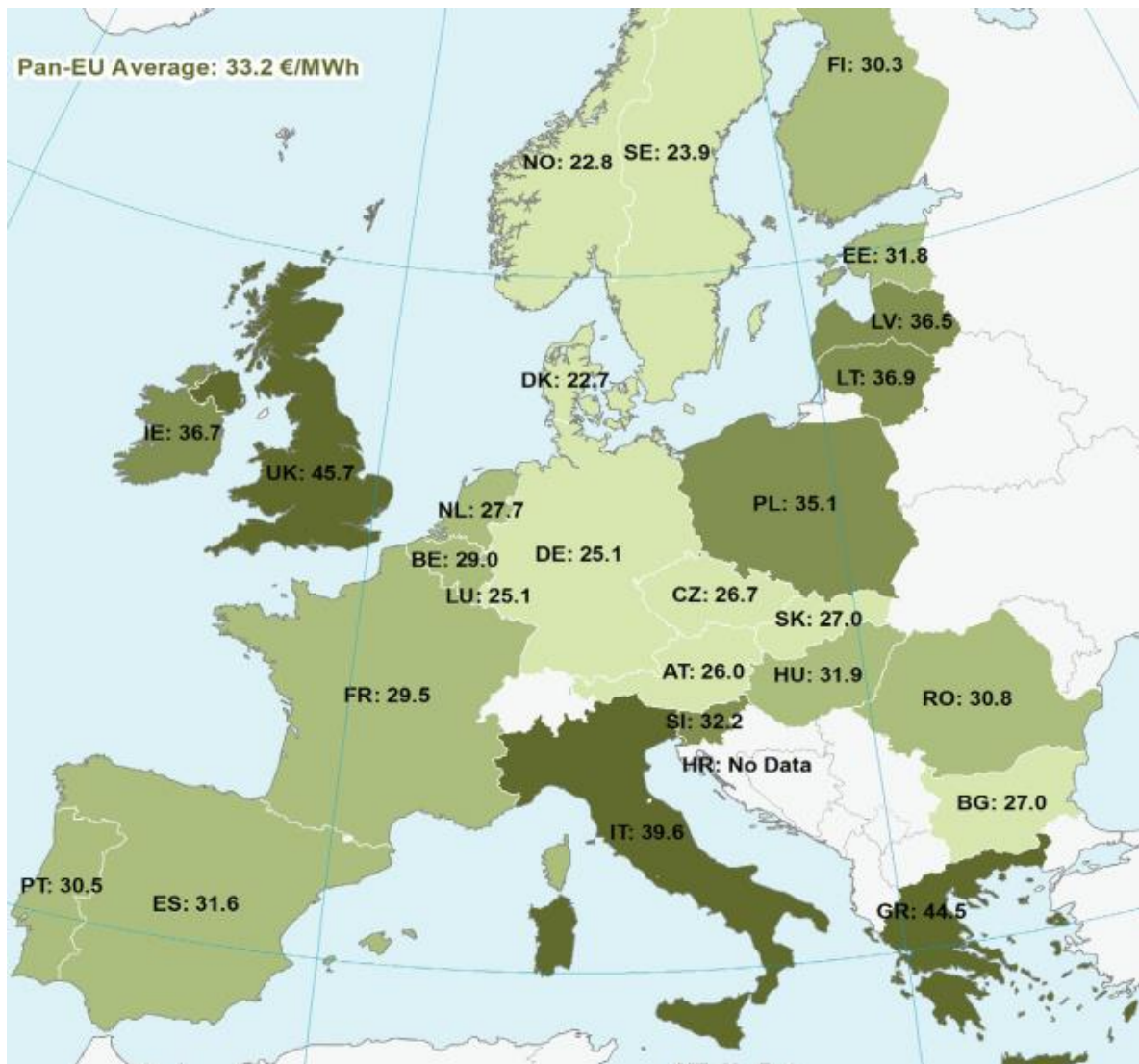


Figura 156-Preço médio aritmético de mercado dos países europeus no primeiro trimestre de 2016 [24]

A comparação do preço da energia em países como a Alemanha, Suécia e Dinamarca com a França demonstramos que a energia nuclear não é necessariamente a forma de produção mais barata, dado os índices de produção de cada país e os seus preços de mercado verificamos que a Alemanha a par dos seus vizinhos de leste e os países nórdicos são aqueles que o preço tende a ser o mais baixo da Europa, muito à custa da exportação de energia renovável excedente, proveniente da Alemanha.

3.3. Tarifação em Portugal

Em Portugal, tal como em outros países, o valor da energia não tem um custo uniforme ao longo do dia, não só pelas variações dos preços de mercado, mas também pela existência de períodos horários definidos pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Estes períodos horários estabelecem diferenças significativas de preços de acesso às redes entre si.

A necessidade da existência destas diferenças prende-se por um lado pelo custo de produção de energia depender da lei da oferta e procura, levando a que em horas de maior consumo as perdas por efeito de joule se agravem e fiquem mais caras. Para além disso servem sobretudo para desincentivar o consumo nas horas de maior procura e incentivar nas horas de menor procura, diminuindo assim a necessidade de sobredimensionar todo o sistema, de forma a ser capaz de suportar as horas de maior procura de energia.

Os períodos horários em Portugal são designados de:

- Período de Horas Ponta, para as horas de maior consumo;
- Período de Horas de Cheias, para as horas de consumo inferiores a ponta e superiores as restantes;
- Período de Horas de Super Vazio, para as horas de menor consumo;
- Período de Horas de Vazio, para as horas de consumo superior ao Super Vazio e Inferior a Cheias.

O valor cobrado nas tarifas de acesso à rede tem vindo a aumentar ao longo dos anos, levando a que a procura por metodologias e equipamentos de eficiência energética tenha vindo a crescer significativamente. Atualmente os consumidores mais penalizados com os elevados custos da rede são os consumidores em baixa tensão, onde no caso de uma tarifa tri-horária chegam a custar em hora de ponta 252,5 €/MWh como pode ser verificado no anexo A.

Estes elevados valores pagos como acesso às redes provêm de diversos fatores que não são apenas e só os custos inerentes ao investimento e operação e manutenção das redes, a título de exemplo, na imagem que se segue são ilustrados, de acordo com a ERSE, a influência das diversas componentes nas tarifas finais da energia elétrica para o consumidor em baixa tensão normal.

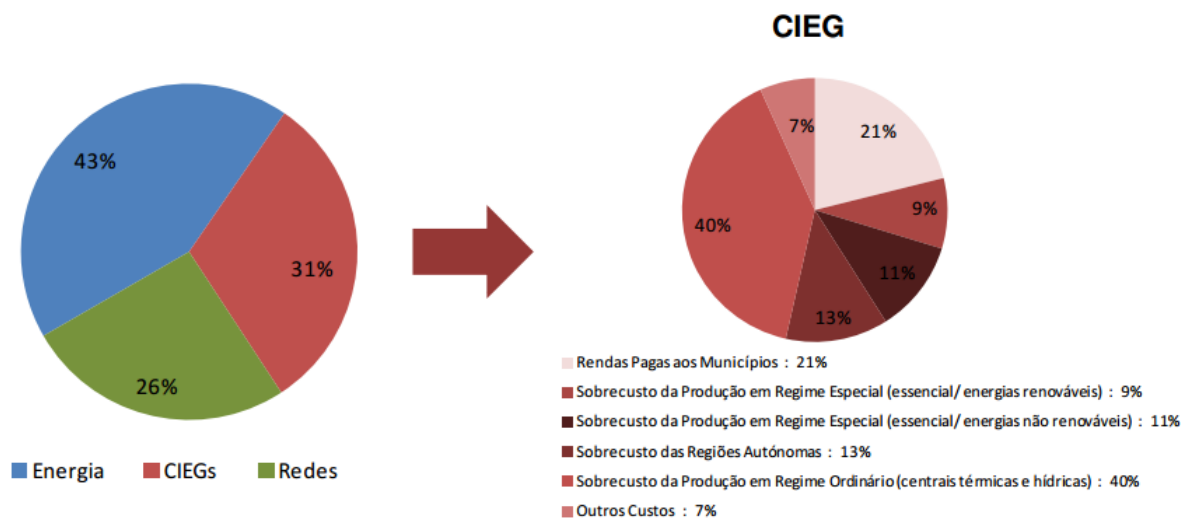


Figura 16-CIEG para Baixa Tensão [26]

Como verificamos na imagem anterior a subsidiação de determinadas centrais produtoras têm um peso significativo da fatura final do cliente em baixa tensão. Ainda assim, em Portugal o nível de preço para o consumidor final, encontra-se próximo de um valor médio europeu. Na imagem que se segue podemos verificar os preços médios de venda a consumidores finais de perfil doméstico ou pequeno negócio onde vemos que a Dinamarca e a Alemanha apesar de serem dos países com preço de energia em mercado mais baixo da europa, quando se trata do consumidor final, este são dos mais caros.

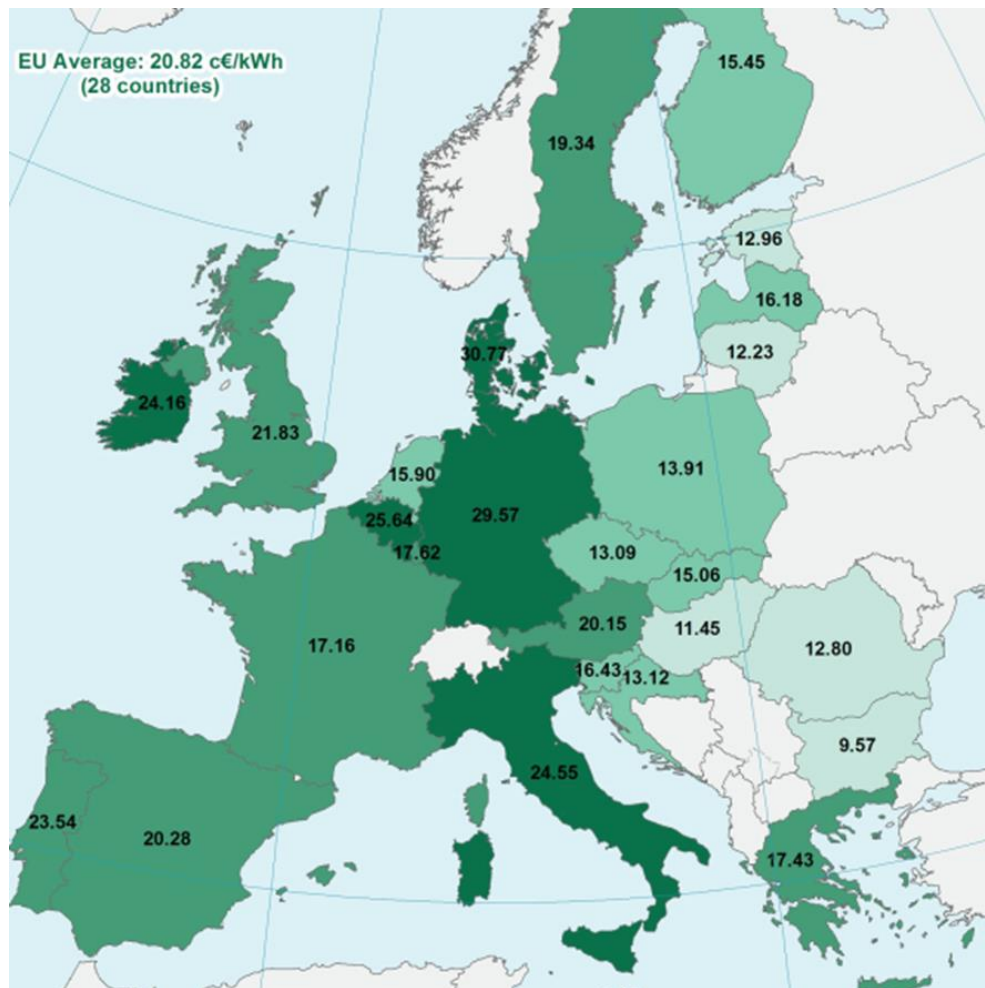


Figura 17-Preço médio para consumidor de Baixa Tensão dos países europeus em 2015

Na imagem seguinte encontra-se ilustrada a mesma decomposição dos Custos de Interesse Económico Geral para os consumidores em média tensão em Portugal onde é verificada uma abordagem semelhante aos consumidores em baixa tensão.

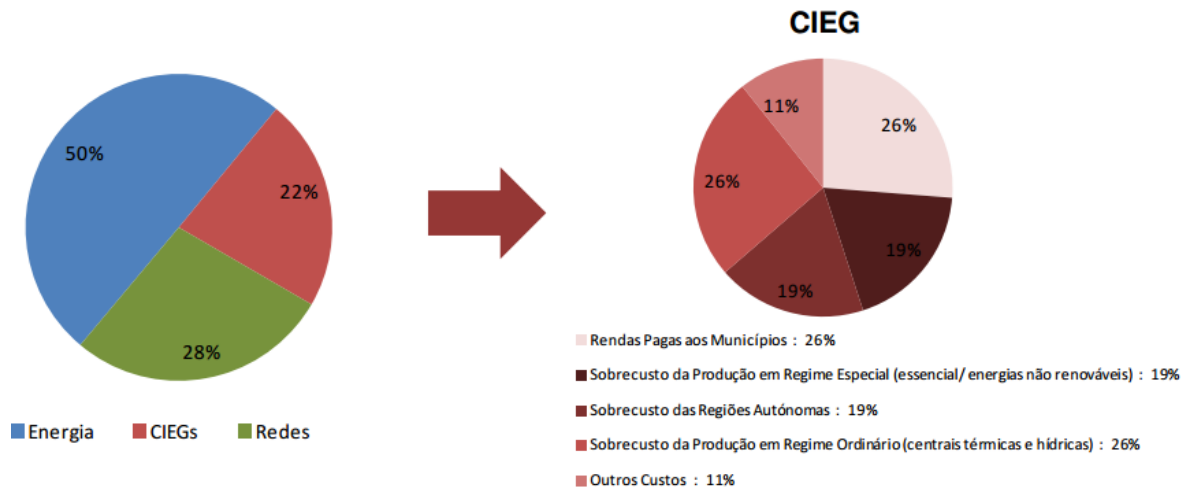


Figura 18-CIEG para Média Tensão [26]

No caso dos clientes finais em média tensão, verificamos que o valor de contribuição para as chamadas rendas de energia é bem menor, sobretudo devido à ausência do sobrecusto com as energias renováveis em regime especial e da diminuição de 40% para 26% da contribuição da subsídio das centrais produtoras em regime ordinário.

Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica

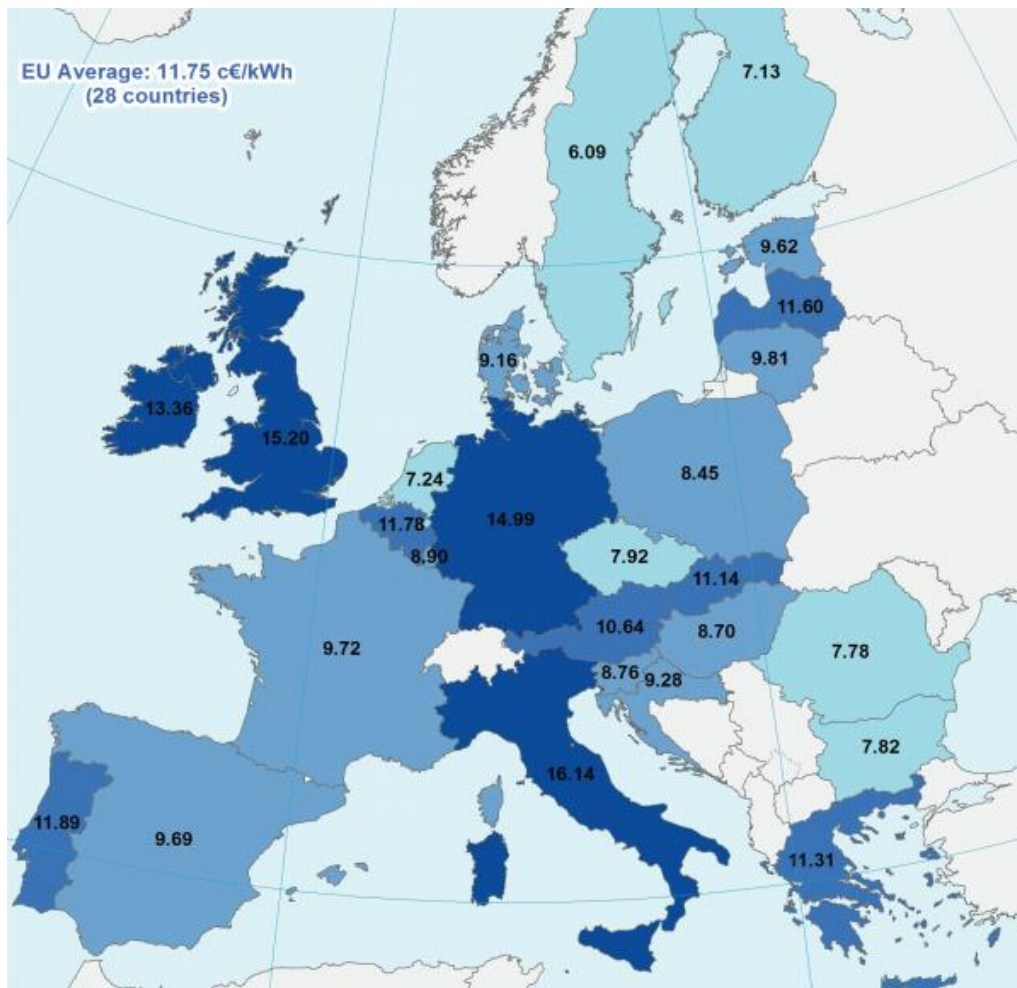


Figura 19-Preço médio para consumidor de Média Tensão dos países europeus em 2015 [24]

Capítulo 4

Apresentação da Problemática

4 Apresentação da Problemática

Devido ao comportamento natural das pessoas, o consumo de energia durante o período diurno é muito superior ao consumo de energia noturno, este diferencial de consumo implica que o sistema electroprodutor esteja sobredimensionado em relação à média de consumo diária, como podemos ver no seguinte gráfico que conta com a média horária de consumo de Junho de 2015 a Maio de 2016.

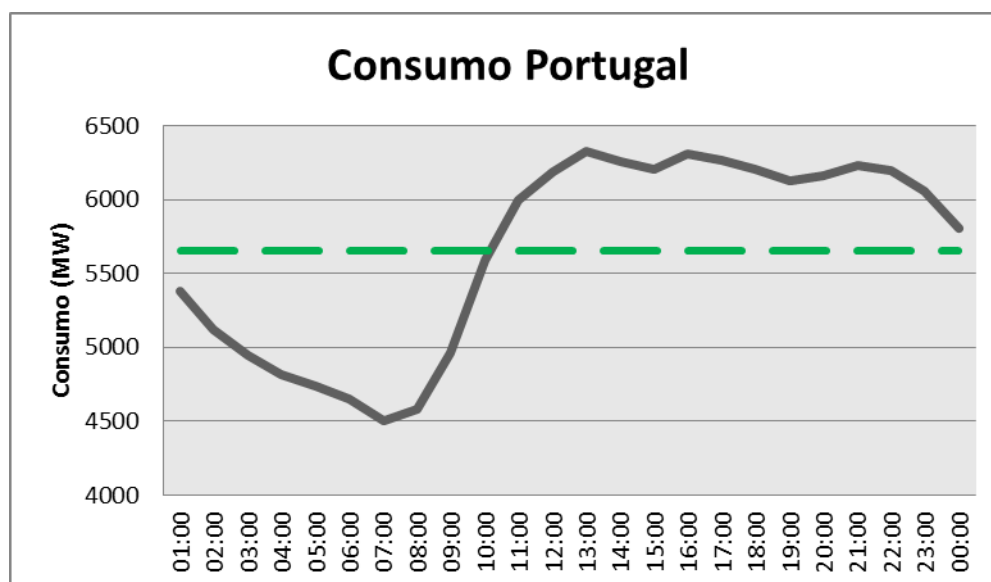


Figura 20-Consumo médio horário no MIBEL [31]

No gráfico podemos facilmente verificar que a média global de potência requisitada ao mercado é de aproximadamente 5.6 GW em Portugal, no entanto é necessário que exista uma potência instalada de no mínimo 6,3 GW, daqui podemos facilmente concluir que existe um sobredimensionamento médio de 700 MW de potencia no sistema electroprodutor português, com todos os custos associados de investimento e manutenção, e que para além disso tipicamente estes 700 MW “extra” são produzidos através de centrais de reserva, cujo custo de produção é de valor muito superior ao valor médio de mercado, como se pode ver no gráfico comparativo entre

o valor medio do custo da energia no período homologo com o valor do custo medio diário da energia.

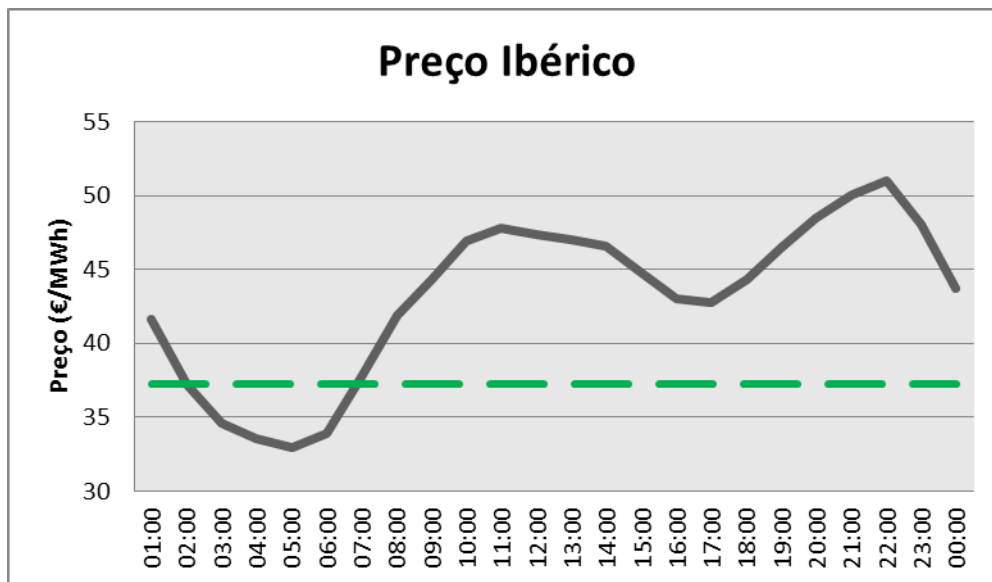


Figura 21-Preço médio horário no MIBEL [31]

Para além das variações de consumo existe a intermitência das tecnologias renováveis que tendem a aumentar a sua importância no sistema electroprodutor.

De acordo com notícias recentes com a que podemos verificar no anexo D, num futuro próximo serão instalados em Portugal cerca de 1,25 GW de potência em sistemas solares fotovoltaicos, que terão uma capacidade aproximada de produção na ordem dos 2 TWh de energia por ano valor este que nas horas de maior consumo representará cerca de 20% das necessidades de potência nas horas de ponta dos meses de verão, o que previsivelmente fará cair consideravelmente a quantidade de energia térmica necessária.

Os recentes avanços das energias renováveis em Portugal tendem a aumentar a elasticidade da carga, para que haja um maior e mais eficiente aproveitamento desses recursos. No subcapítulo que se segue é explicada uma das formas de aumentar a eficiência do sistema

sabendo que não conseguimos controlar a produção como no caso das renováveis intermitentes como a eólica e a solar.

4.1 Demand Side Management

A introdução de armazenamento na rede pode ser assumida como uma medida de Gestão da Procura. Esta gestão, baseia-se essencialmente na deslocação temporal de consumos de energia, com vista a linearizar o diagrama de carga global no sistema electroprodutor.

As vantagens desta metodologia passam pela diminuição da utilização das tecnologias de produção mais caras, que na maioria dos casos leva a uma diminuição das emissões de CO₂, permitindo ainda diminuir a dependência energética do exterior.

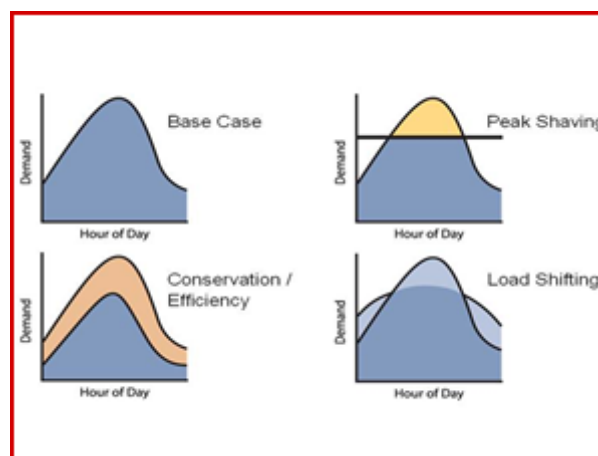


Figura 22-Diagrama DMS

Sendo o armazenamento de energia uma forma indireta de aplicar uma gestão de procura, existem medidas ativas que podem levar ao mesmo fim, tais como, campanhas de informação sobre a utilização racional de energia, incentivos à utilização de equipamentos mais eficientes [7]

Desta forma teríamos uma ponta de digrama atenuada e intrinsecamente se conseguiria reduzir a ponta do diagrama e conseqüentemente melhorar o fator de carga, reduzir todos os custos do sistema e aumentar a fiabilidade do mesmo.

Capítulo 5

Casos de Estudo

5 Casos de Estudo

Para os casos de estudo efetuados, foram tomadas em consideração, por um lado a maturidade de cada uma das tecnologias e principalmente a sua ordem de grandeza de operação.

Os equipamentos utilizados para o armazenamento centralizado, tem de ser aqueles que mais se enquadram com a sua capacidade de armazenar em grande e média escala, por sua vez, no armazenamento descentralizado é fundamental que os equipamentos a estudar possuam características que permitam a sua integração e funcionamento em pequena escala.

Grande escala:

- Bombagem hidráulica (*Pumped Hydro Storage - PHS*);
- Ar comprimido (*compressed air energy storage – CAES e Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage - AA-CAES*);
- Armazenamento Químico (Hidrogénio ou Metano);
- Baterias de fluxo de Vanádio Redox;

Pequena escala (kW):

- Baterias de Sódio Enxofre (NaS);
- Baterias de Lítio;
- Baterias de fluxo Vanádio Redox;

Nestas análises são consideradas grande escala todas as soluções que ultrapassem 1 MW de potência de pequena escala todas as soluções até 1 MW de potência máxima.

5.1 Análise Económica de diferentes tipos de tecnologia

Foi efetuada uma análise económica para cada tipo de tecnologia, obtendo-se o *Cashflow*, o PBP (*Payback*) e o NVP ou VAL (Valor Atualizado Líquido) do investimento.

O *Cashflow* de cada um dos investimentos dependerá de diversos factos tais como, os proveitos em relação à compra evitada e o custo total de investimento incluído operação e manutenção.

Todos estes fatores poderão ser traduzidos em C_t^* e podem ser obtidos através da seguinte equação, tendo por base todos os custos de investimento C_i e todos os proveitos P_i em relação ao ano t correspondente.

$$C_t = \sum_i P_{i,t} - \sum_i C_{i,t}$$

O valor da rentabilidade da unidade instalada tem em conta a poupança gerada pela solução durante a sua operação, englobando o preço de energia no caso da análise centralizada e no caso da análise da solução descentralizada engloba o custo da energia, perdas e custo de acesso às redes.

O custo médio diário sem armazenamento é expresso pela seguinte expressão:

$$C_E = \sum_{h=1}^{24} (c_h \times E_h)$$

Onde C_h é o custo da energia na hora h e E_h é a energia comprada nessa hora.

A alteração feita ao diagrama de carga com a penetração do armazenamento faz com que seja efetuada uma mudança da energia consumida na hora h , sendo a poupança calculada pela seguinte expressão.

$$\Delta C = C'_E - C_E = \sum_{h=1}^{24} c_h \times (E'_h - E_h)$$

Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica

Onde C'_E e E'_h são, respetivamente, o custo da eletricidade após a introdução do armazenamento e a energia comprada na hora h com o armazenamento já em operação.

De forma a obter uma análise mais aproximada da realidade aos *cashflows* são atualizados com a taxa de custo de capital para cada ano.

$$C_t = \frac{C'_t}{(1+i)^t}$$

Onde i é o Custo de Capital.

Por fim o VAL é calculado pela seguinte expressão.

$$NVP = \sum_{t=1}^N \frac{C'_t}{(1+i)^t} - C_0$$

Onde N é o tempo de vida do investimento.

5.1.1 Armazenamento Centralizado

O Armazenamento Centralizado, do ponto de vista de gestão da rede eléctrica é uma grande mais-valia, uma vez que permitiria ao mercado não só uniformizar o seu diagrama de carga mas também uniformizar o diagrama de preços, sem a necessidade da entrada de variáveis dependentes de *players* externos.

Nesse sentido foi efetuada essa mesma análise para um modelo de gestão e de armazenamento centralizados, tendo por base essencialmente as características de cada uma das tecnologias estudadas e os volumes financeiros envolvidos nessas soluções.

Para a análise de viabilidade económica de uma solução de armazenamento centralizado foram usadas todas as tecnologias apresentadas nas secções anteriores tomando como pressupostos as características evidenciadas no quadro seguinte:

		Tecnologia				
		PHS	AA-CAES	Redox-Flow		
		Pumped Hydro Storage	Adiabatic Compressed Air	Vanadium (VRF)	Hydrogen	Methane
Eficiencia	Carga	92%	84%	87%	68%	50%
	Descarga	92%	84%	87%	50%	50%
Investimento	Capacidade	500	600		1000	2000
	Energia	30	70	200		
O&M		4	4	8	4	4
Vida util		25	20	10	20	20

Tabela 6- Características das tecnologias propostas para armazenamento centralizado

No quadro anterior as características estão subdivididas em 4 grupos, as de eficiência em %, investimento em €/kW para a componente capacidade e €/kWh para a componente energia, custos de manutenção em €/kW/ano e vida útil em anos, onde podemos verificar que as tecnologias cujo princípio de funcionamento se baseia no PHS ou as baterias de Lítio se destacam das demais a nível de rendimento no seu ciclo completo de carga e descarga, com

Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica

84,64% de rendimento global de carga e descarga, como sendo as mais eficientes e o armazenamento em metano renovável com 25% de rendimento global tronando-se desta forma a menos eficiente.

Para a análise em regime centralizado, foram ainda considerados os valores médios do custo da energia no MIBEL para Portugal por hora em cada uma das 24 horas do dia, tendo como base o período de 1 de Junho de 2015 a 31 de Maio de 2016. A tabela seguinte contém precisamente a informação acerca dos valores médios horários do custo da energia nesse mesmo período.

Hora	€/MWh	Hora	€/MWh
00:00	41,66 €	12:00	47,02 €
01:00	37,24 €	13:00	46,62 €
02:00	34,60 €	14:00	44,73 €
03:00	33,52 €	15:00	43,01 €
04:00	32,98 €	16:00	42,76 €
05:00	33,95 €	17:00	44,34 €
06:00	37,75 €	18:00	46,50 €
07:00	41,91 €	19:00	48,49 €
08:00	44,37 €	20:00	50,05 €
09:00	46,91 €	21:00	51,05 €
10:00	47,78 €	22:00	48,10 €
11:00	47,40 €	23:00	43,71 €

Tabela 7-Preço médio horário do custo da energia no OMIE entre Junho de 2015 e Maio de 2016 [31]

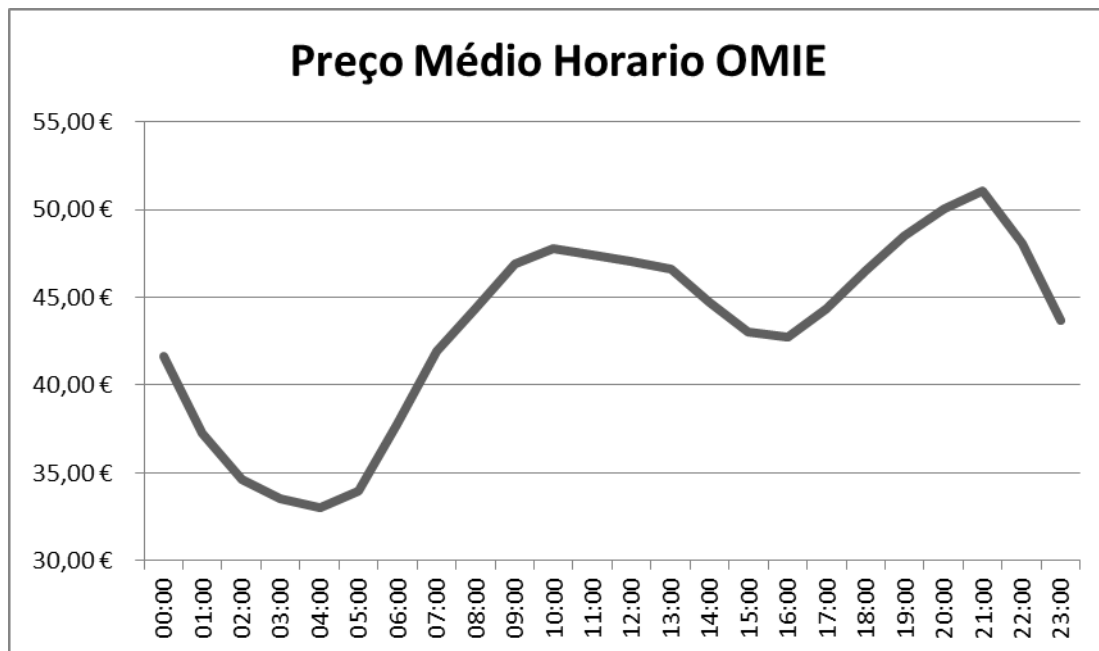


Figura 23-Preço médio horário para Portugal no OMIE de Junho de 2015 a Maio de 2016 [31]

No quadro e no gráfico anterior verificamos que existe uma forte diminuição do preço da energia no mercado ibérico nas horas compreendidas ente as 01:00h e as 06:00h inclusive, sendo de igual forma evidente uma forte subida de preço entre as 19:00h e as 22:00h inclusive. Concentrando-se essencialmente aqui o maior potencial de geração de valor monetário com a introdução de armazenamento de energia nas horas mais baratas e a respetiva injeção dessa mesma energia nas horas mais dispendiosas.

Nesta abordagem foram desprezados os valores das perdas na rede, uma vez que o armazenamento centralizado idealmente ficaria junto aos grandes centros produtores.

Como pressupostos foi também usada uma necessidade de deslocação de carga de 1 000 MW de Potência por um período de 6 horas identificados como os mais caros do dia, para os 6 períodos horários mais baratos do dia. Na tabela seguinte encontra-se sinalizado a cor verde as horas em que seria acionado o armazenamento como carga e a cor amarela as horas em que o armazenamento seria acionado como fonte.

Hora	€/MWh	Hora	€/MWh
00:00	41,65956 €	12:00	47,01981 €
01:00	37,23650 €	13:00	46,61895 €
02:00	34,60143 €	14:00	44,72928 €
03:00	33,52314 €	15:00	43,01477 €
04:00	32,97832 €	16:00	42,76496 €
05:00	33,94537 €	17:00	44,34380 €
06:00	37,75044 €	18:00	46,50366 €
07:00	41,90972 €	19:00	48,49278 €
08:00	44,36804 €	20:00	50,05317 €
09:00	46,91496 €	21:00	51,04636 €
10:00	47,77711 €	22:00	48,09694 €
11:00	47,39548 €	23:00	43,70536 €

Tabela 8-Characterização do preço médio horário do custo da energia no OMIE entre Junho de 2015 e Maio de 2016 [31]

Através da análise do quadro anterior verificamos e calculando a média horária do custo da energia nos períodos mais baratos, temos um custo médio por MWh de 35,66 € e nos períodos mais caros o valor médio horário do custo de 1 MWh de energia atinge os 47,86 € sendo o ganho financeiro com uma deslocação de carga entre estes 2 períodos de 12,20 €.

No gráfico seguinte verificamos de que forma iria influenciar este perfil de armazenamento na componente portuguesa do consumo ibérico.

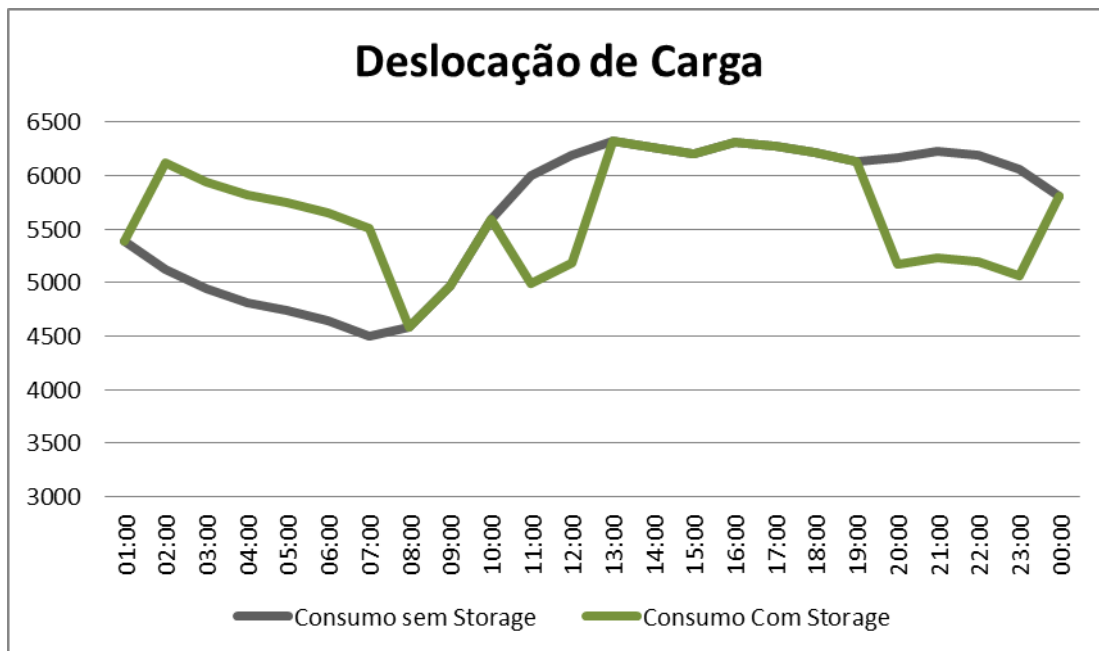


Figura 24-Efeito da deslocação de carga das pontas para o vazão do diagrama

No gráfico anterior a cinzento temos a curva de consumo atual e a cor verde a curva com a introdução de 1 GW de potência de armazenamento e 6 GWh de capacidade de armazenamento. Esta deslocação de carga permitiria, sem comprometer o quotidiano das pessoas e empresas uma poupança significativa para os comercializadores de eletricidade, na totalidade seria cerca de 30 Milhões de Euros anuais de poupança, ou seja cerca de 1,5 % de redução de custos de compra. No gráfico que se segue está contemplada essa mesma diferença de custos.

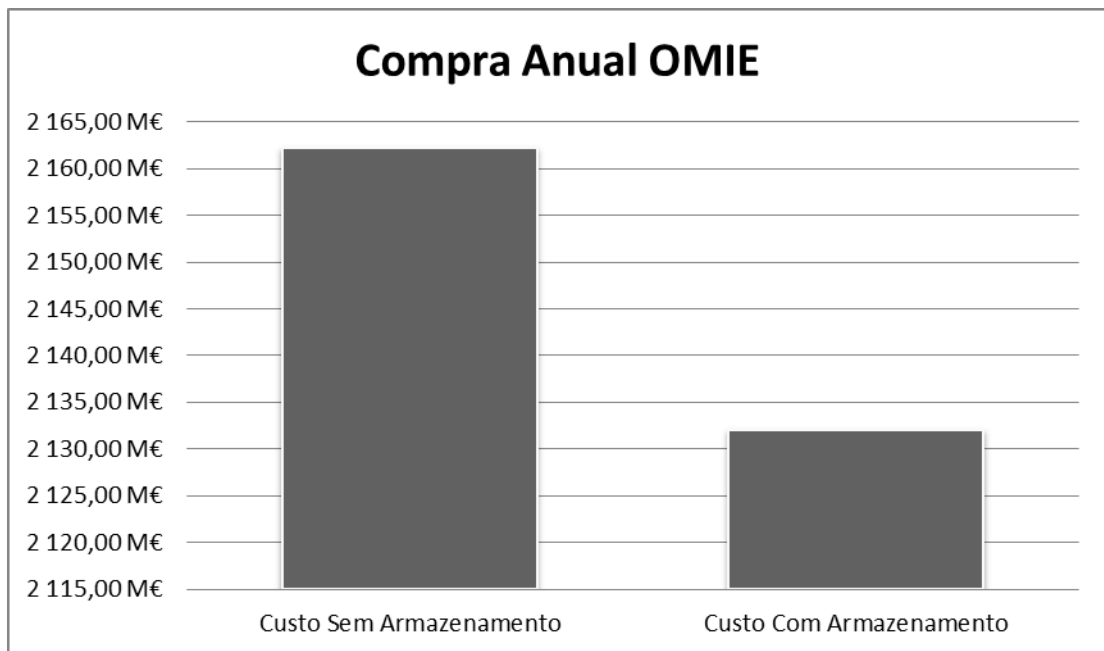


Figura 25-Custo de aquisição da energia em mercado com e sem armazenamento

Aplicada a metodologia de cálculo explicada anteriormente aos pressupostos e aos dados obtidos de preços de mercado obtemos o seguinte quadro de resultados.

	PHS	AA-CAES	Redox-Flow	Hydrogen	Metano
Custo (M€)	680	1 020	1 200	1 000	2 000
Eficiência Total	85%	71%	76%	34%	25%
Tempo de vida (anos)	25	20	10	20	20
Receita (M€)	22	17	15	6	4
Payback (Anos)	31	59	81	159	562

Tabela 9-Resultados da Análise de viabilidade das tecnologias em armazenamento centralizado

Nesta análise rapidamente verificamos que a tecnologia mais viável é a PHS, nos sistemas de bombagem obtemos a maior fonte de geração de receita entre as tecnologias estudadas. Os resultados de *Payback* superior ao tempo de vida dos investimentos leva ao perfazimento que o armazenamento de energia de forma centralizada ainda é algo inviável numa perspetiva Ibérica e em particular em Portugal, do ponto de vista de gestão da procura, quando a receita apenas provem de uma estratégia de mercado.

Numa perspetiva futura a diminuição dos custos de investimento destas tecnologias tende a baixar, bem como os diferenciais de custo de energia poderão aumentar com a presença de maior quantidade de energia renovável no sistema.

5.1.2 Armazenamento Descentralizado

Uma outra abordagem que pode ser tida em conta para a introdução de tecnologias de armazenamento de energia na rede eléctrica é o armazenamento descentralizado.

O armazenamento num modelo descentralizado tem principal enfoque, não no mercado em si de uma forma direta, mas principalmente no consumidor final, uma vez que quando a energia chega ao consumidor final este paga todas as componentes constituintes da tarifa, nomeadamente o custo da energia, o custo do aceso às redes, as perdas de transporte e distribuição e por fim a margem de lucro da comercializadora de eletricidade.

De forma a potencializar as poupanças que este modelo de gestão de energia pode trazer para o consumidor final, foi tomado em conta um tarifário indexado ao mercado Spot, sendo que estes tarifários, já se encontram disponíveis nos comercializadores de mercado liberalizado, para o caso de estudo foi usada a fórmula de cálculo da tarifa indexada da empresa de comercialização de energia “Energia Simples”.

$$C_{Eh} = C_{tac} + (P_{omie} + CGS) \times (1 + Perdas)$$

Em que:

- C_{Eh} é o custo final da energia na hora h em €/MWh;

- P_{omic} é o custo da energia no OMIE em €/MWh;
- CGS são os custos globais de gestão de sistema em €/MWh;
- Perdas são as perdas de transporte e distribuição em %;

Para a análise de viabilidade económica de uma solução de armazenamento descentralizado foram usadas apenas as tecnologias que possuem a capacidade de obter um rendimento aceitável em soluções de pequena escala, nomeadamente as que são apresentadas no quadro seguinte.

		Tecnologia		
		NaS	Redox-Flow	Lithium
		Sodium Sulfur	Vanadium (VRF)	
Eficiencia	Carga	87%	87%	92%
	Descarga	87%	87%	92%
Inv. €	Capacidade €/kW			
	Energia €/kWh	200	200	400
O&M €		8	8	8
Vida util (anos)		10	10	10

Tabela 10- Características das tecnologias propostas para armazenamento descentralizado

Neste cenário o destaque em termos de eficiência global fica-se pela solução de Lítio com um rendimento global de 84,64%, devido à impossibilidade de instalação de tecnologias como o PHS, AA-CAES, Hidrogénio ou Metano Renovável de uma forma menorizada para integração num edifício habitacional ou de serviços.

Para esta abordagem descentralizada, o valor a ter em conta na poupança realizada com a gestão da carga da bateria, engloba todas as componentes que influenciam o custo da energia, nomeadamente tarifa de acesso às redes, perdas em baixa tensão e o preço da energia no mercado, o que perante este cenário é imperativo a comparação dos diferentes tarifários com a tarifa simples, tarifa esta que por si só garante um preço uniforme ao longo do dia ao cliente final.

Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica

Desta forma foi elaborada, tendo por base a metodologia de cálculo apresentada anteriormente foi construída folha de cálculo presente no anexo B em que estão tidos em conta todos os pressupostos mencionados anteriormente.

No quadro que se segue é apresentado o perfil médio de perdas em baixa tensão, tomando em conta os valores disponibilizados pela entidade gestora da rede de distribuição. Segue-se também o gráfico gerado pelos valores das perdas médias, de forma a facilitar a interpretação visual das perdas de transporte e distribuição em baixa tensão.

Hora	%	Hora	%
00:00	12,08%	12:00	16,73%
01:00	10,98%	13:00	16,34%
02:00	10,37%	14:00	16,13%
03:00	10,09%	15:00	15,92%
04:00	10,06%	16:00	15,94%
05:00	10,42%	17:00	16,48%
06:00	11,49%	18:00	17,55%
07:00	13,15%	19:00	18,14%
08:00	14,74%	20:00	17,76%
09:00	15,95%	21:00	16,77%
10:00	16,70%	22:00	15,40%
11:00	17,04%	23:00	13,68%

Tabela 11-Valor médio horário das perdas entre Junho de 2015 e Maio de 2016 [26]

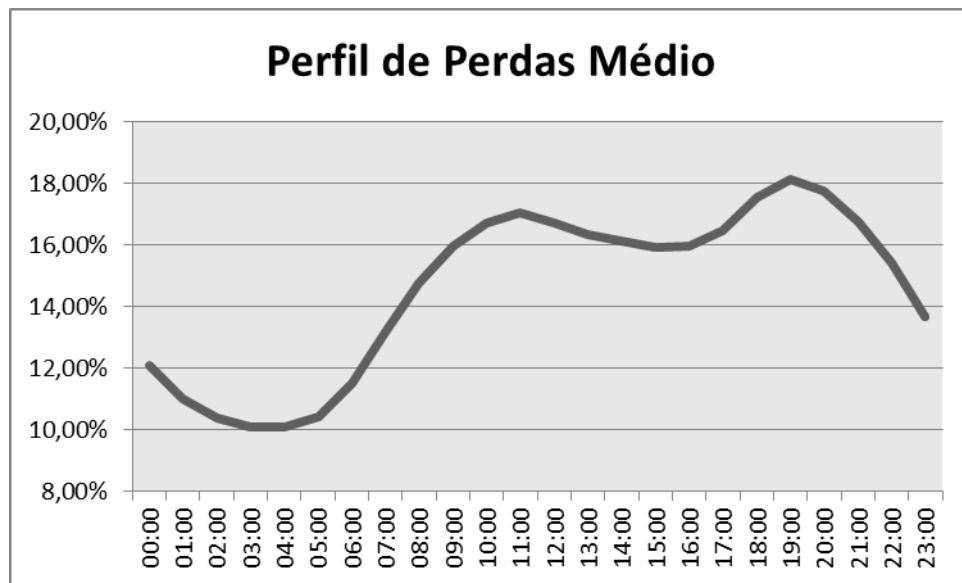


Figura 26-Perfil médio de perdas em baixa tensão

Se analisarmos graficamente esta informação verificamos que a curva representante do perfil de perdas em baixa tensão, tem um comportamento semelhante ao do consumo de energia eléctrica geral e ao perfil de preços do mercado. Isto acontece devido ao facto do consumo de energia ser um fator fundamental na variação das perdas por efeito de Joule. Isto é uma vez que nos períodos de maior procura de energia existe uma maior corrente a circular nas linha de transporte e distribuição, e sabendo que as perdas por efeito de Joule podem ser obtida pela seguinte equação, $P = R \times I^2$ em que I é a intensidade de corrente eléctrica num determinado condutor e R é a resistência eléctrica num determinado condutor.

Uma outra das características diferenciadoras da análise descentralizada em comparação com a análise centralizada, acaba por ser o valor pago pelo consumidor final no que toca à tarifa de acesso às redes. Nesta base foram efetuados os estudos com os 3 diferentes tipos de tarifário de acesso Às redes disponíveis em Portugal em Baixa Tensão Normal, nomeadamente o regime tarifário Bi-Horário, Simple e Tri-Horário.

Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica

Os consumidores cuja diferença entre os valores da tarifa de acesso às redes em vazio e ponta é mais acentuada, são os clientes em Baixa tensão normal, sendo expostos no quadro seguinte esses mesmos valores até à potência contratada de 20,7 kVA.

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,35	0,0442
	2,3	2,70	0,0884
	3,45	4,04	0,1326
	4,6	5,39	0,1768
	5,75	6,74	0,2210
	6,9	8,09	0,2651
	10,35	12,13	0,3977
	13,8	16,17	0,5303
	17,25	20,22	0,6629
20,7	24,26	0,7954	
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0976	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1339	
	Horas de vazio	0,0403	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2525	
	Hora cheia	0,0989	
	Hora vazio	0,0403	

Tabela 12-Tarifa de acesso às redes de 2016 para BTN<20,7kVA

Construído a tabela de preços médios do custo da energia considerando todos os componentes presentes na formula de calculo da tarifa indexada obtemos o seguinte quadro de custos, em que a cor amarela estão as horas em que o valor médio do custo da energia para o consumidor final tem um custo superior e a cor verde as horas em que o valor médio da energia tem um custo inferior sendo respetivamente, estes serão períodos de descarga e de carga de energia respetivamente.

Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica

	Bi-Horario	Tri-Horario	Simple
00:00	0,09435 €	0,09435 €	0,15165 €
01:00	0,08896 €	0,08896 €	0,14626 €
02:00	0,08581 €	0,08581 €	0,14311 €
03:00	0,08452 €	0,08452 €	0,14182 €
04:00	0,08391 €	0,08391 €	0,14121 €
05:00	0,08510 €	0,08510 €	0,14240 €
06:00	0,18333 €	0,14833 €	0,14703 €
07:00	0,18870 €	0,15370 €	0,15240 €
08:00	0,19222 €	0,15722 €	0,15592 €
09:00	0,19573 €	0,31433 €	0,15943 €
10:00	0,19710 €	0,31570 €	0,16080 €
11:00	0,19683 €	0,31543 €	0,16053 €
12:00	0,19624 €	0,16124 €	0,15994 €
13:00	0,19558 €	0,16058 €	0,15928 €
14:00	0,19328 €	0,15828 €	0,15698 €
15:00	0,19120 €	0,15620 €	0,15490 €
16:00	0,19092 €	0,15592 €	0,15462 €
17:00	0,19300 €	0,15800 €	0,15670 €
18:00	0,19603 €	0,31463 €	0,15973 €
19:00	0,19867 €	0,31727 €	0,16237 €
20:00	0,20031 €	0,31891 €	0,16401 €
21:00	0,10736 €	0,10736 €	0,16466 €
22:00	0,10323 €	0,10323 €	0,16053 €
23:00	0,09737 €	0,09737 €	0,15467 €

Tabela 13- Caracterização do preço médio horário do custo da energia para o consumidor final entre Junho de 2015 e Maio de 2016

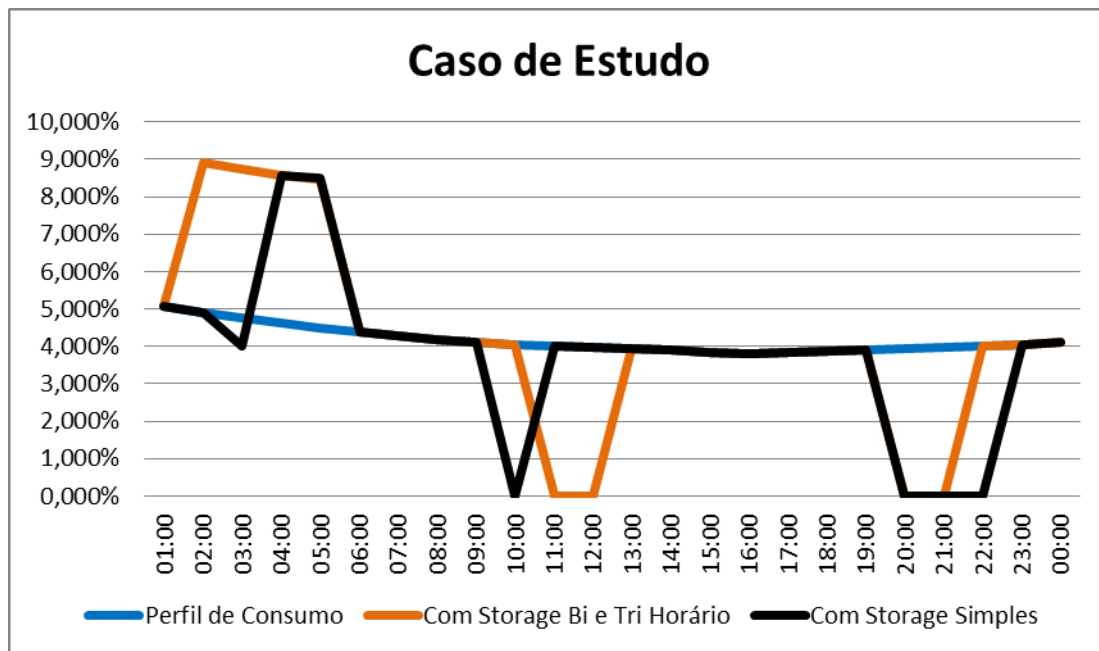


Figura 27-Modelação do perfil de consumo com os diferentes perfis e com storage

Efetuando-se os cálculos com as tarifas de acesso às redes presentes no quadro apresentado na figura 27 e tendo em conta que o valor da energia é variável e indexada ao preço de cotação no mercado ibérico, obtiveram-se os seguintes resultados para os perfis de consumo pressupostos e considerando um sistema de armazenamento com 1,25 kW de potência e 4 kWh de capacidade a uma profundidade de descarga de 80%:

- Custo de médio diário Sem armazenamento:
 - Simples: 3,08 €/dia
 - Bi-Horário: 3,05 €/dia
 - Tri-Horário <20,7 kVA: 3,37 €/dia
 - Tri-Horário >20,7kVA: 2,87 €/dia
- Custo de médio diário Com armazenamento:

- Simples: 3,02 €/dia
 - Bi-Horário: 2,70 €/dia
 - Tri-Horário <20,7 kVA: 2,80 €/dia
 - Tri-Horário >20,7kVA 2,29 €/dia
- Poupança média diária gerada pelo armazenamento:
 - Simples: 0,06 €/dia
 - Bi-Horário: 0,36 €/dia
 - Tri-Horário <20,7 kVA: 0,55 €/dia
 - Tri-Horário >20,7 kVA 0,59 €/dia

Desta forma observamos que tendo em conta os perfis de consumo disponibilizados pela ERSE, a solução mais económica no dia-a-dia do consumidor final é um tarifário Bi-Horário com armazenamento.

Apesar das diferenças, os clientes com potências inferiores a 20,7 kVA possuem sempre a possibilidade de alternar entre tarifário, o que leva a que a solução mais económica no final apenas gere uma receita de 0,36€/dia. Por esse motivo, durante o estudo e o modelo foi também equacionado o perfil de cliente com uma potência superior a 20,7 kVA, ou seja, para os clientes de baixa tensão normal que não possuem a possibilidade de alternativa à tarifa tri-horária. Esses clientes são todos aqueles que possuem uma potência contratada superior a 20,7 kVA, como se pode verificar no quadro seguinte.

Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	27,6	32,35	1,0606
	34,5	40,43	1,3257
	41,4	48,52	1,5908
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2238	
	Horas cheias	0,0736	
	Horas de vazio	0,0183	

Tabela 14-Tarifas de acesso às redes para em BTN>20,7kVA

Estes consumidores são aqueles cuja rentabilidade de uma solução de armazenamento tem especial significado, analisando o quadro anterior verificamos que a deslocação de consumos de ponta para vazio leva a um ganho imediato de 20,55 €/MWh, valor este que quando enquadrado com as perdas e o perfil natural de custos da energia no mercado grossista, se torna bem mais apelativa ao investimentos a nível de armazenamento de energia.

Aplicando a metodologia de cálculo anteriormente explicada, obtemos o seguinte quadro de resultados, sendo o NVP calculado com um horizonte temporal de 10 anos a uma taxa de atualização de capital de 2%.

	NaS	Redox-Flow	Li-Ion
Custo (€)	151,38	151,38	302,76
Eficiência Total	76%	76%	85%
Tempo de vida (anos)	10	10	10
Simples			
Receita	17 €	17 €	19 €
Payback (Anos)	48	48	86
NPV	- 664 €	- 664 €	- 1 448 €
Bi-Horário			
Receita	99 €	99 €	111 €
Payback (Anos)	8	8	14
NPV	11 €	11 €	- 693 €
Tri-Horário < 20,7kVA			
Receita	158 €	158 €	177 €
Payback (Anos)	5	5	9
NPV	495 €	495 €	- 151 €
Tri-Horário > 20,7kVA			
Receita	162 €	162 €	181 €
Payback (Anos)	5	5	9
NPV	529 €	529 €	- 114 €

Tabela 15-Resultados da Análise de viabilidade das tecnologias em armazenamento descentralizado

Neste caso em concreto, no âmbito da aplicabilidade de armazenamento descentralizado, as soluções de Vanádio e NaS são as únicas que no seu período de vida útil conseguem gerar rentabilidade, apesar do seu rendimento global ser bastante inferior ao rendimento global das baterias de Lítio, isto dá-se pelo facto dos custos de investimento serem manifestamente superiores no caso das baterias de Lítio. É também importante ressaltar que para esta análise foram desprezados os custos de manutenção.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalho Futuro

6 Conclusões

Na península Ibérica as tecnologias de produção de energia eléctrica são um fator chave para o bom funcionamento do sistema eléctrico, nos últimos 20 tanto em Portugal como em Espanha tivemos uma evolução significativa no que toca à componente renovável no sistema electroprodutor, em particular com o aumento exponencial das fontes de Produção de Energia em Regimes especial cuja sua maior representatividade dá-se pela energia Eólica.

A Energia Eólica, como é do senso comum é uma fonte de energia com baixos índices de previsibilidade a medio e longo prazo e sobretudo é uma tecnologia com uma intermitência imprevisível, tudo isto não seria um problema se em Portugal por exemplo a energia eléctrica produzida por esta fonte não representasse cerca de trinta por cento de toda a energia eléctrica produzida no país. As flutuações de produção dos aerogeradores, tornam particularmente difícil a gestão da rede de transporte e distribuição, assim como dificultam também os algoritmos de previsão do custo da energia em mercado.

O sistema eléctrico, a nível ibérico e a nível nacional, possui uma forte carência de gestão do consumo, implicando que a imprevisibilidade dos preços da energia eléctrica no mercado *spot* seja acentuada. Este atual padrão de consumo provoca que para a mesma necessidade de energia, se tenham de disponibilizar e usar uma maior quantidade recursos, estes facto atinge vários níveis de sobre investimento particularmente ao nível da potencia disponível necessária a cada hora do dia e a nível ambientais, isto é, uma vez que existe um consumo muito abaixo da média durante os períodos de vazio e um consumo muito superior à media nos períodos de fora de vazio existe a dependência do sistema electroprodutor das centrais térmicas convencionar que a qualquer momento estarão prontas a entrar em serviço e suprir as necessidade de carga, a preços superiores dos praticados pelas tecnologias do diagrama de produção base, uma vez que essas mesmas centrais produtoras que tipicamente estão em reserva são as centrais cuja fonte primaria são os combustíveis fósseis é aqui posto em causa também uma vertente de índole ambiental.

A necessidade premente de ter recurso alocado a aguardar a sua necessidade de entrada em serviço também traz prejuízos financeiros que não os que estão associados ao investimento., nomeadamente os custos de operação e manutenção das máquinas.

Associada à imprevisibilidade da produção de energia existe também a imprevisibilidade do consumo dessa mesma energia, ou seja, por diversas situações ocorrem fenómenos que implicam tomar medidas em tempo real de despacho e re-despacho de energia, isto é, impossibilidade de controlar as produções renováveis em regime especial torna-se essencial que o sistema eléctrico possua uma carga controlável, que não só funcione como carga propriamente dita, mas também como consumo quando assim é necessário. A solução para esta forma de controlar mais facilmente a carga e a produção passa pelo armazenamento de energia de forma a gerir o consumo e a produção.

Como foi verificado ao longo deste documento, as médias de utilizadas para essa gestão de consumo não atingem os objetivos, uma vez que, é difícil alterar o quotidiano das pessoas. Desta forma, como foi analisado no capítulo 5 a implementação de sistemas de armazenamento automáticos associados a uma estrutura tarifária complacente com a necessidade de alteração do perfil de carga poderão incentivar as pessoas adquirirem equipamentos de armazenamento de forma a diminuírem os seus encargos com energia e ao mesmo tempo melhorarem o funcionamento de todo o sistema eléctrico.

Ao longo do trabalho foram estudados diversos dados reais desde os preços de mercado *spot* no MIBEL de um período de um ano compreendido entre Junho de 2015 e Maio de 2016, foram também analisados os valores de perdas no transporte e distribuição de energia eléctrica em Portugal, sendo calculada a média horária dos valor quarto-horários disponibilizados pelo operador da rede de distribuição, para além disso foi feita uma análise global ao comportamento do mercado no que toca ao seu volume de consumo de energia médio nas diferentes horas do dia, numa tentativa de interligar todas estas variáveis, que como se verificou estão relacionadas e são importantes para o enquadramento e justificam a necessidade da penetração em quantidades consideráveis de armazenamento de energia no mercado grossista da península Ibérica.

Foram estudadas as tecnologias que à presente data, são consideradas como as alternativas possíveis para a resolução da problemática que é a gestão de energia eléctrica num contexto macroeconómico, algumas das tecnologias ainda são meramente teóricas, dados os custos associados para a implementação de um protótipo, contudo aquelas que se avizinham com a principal solução, já existem e no caso da PHS, das baterias de Lítio, as baterias de NaS e das baterias de Vanádio já se encontram amplamente implementadas no mercado, por diversos motivos, sendo já estas tecnologias maduras e confiáveis.

No que toca aos modelos estudados, nomeadamente o modelo de inserção de armazenamento de energia na rede eléctrica de forma centralizada e descentralizada, foram abordadas duas perspectivas com pontos de vista completamente diferentes, para *players* diferentes e com enquadramentos diferentes, nomeadamente o modelo de armazenamento centralizado e o modelo de armazenamento descentralizado. O modelo centralizado provém de uma política energética de mercado, assemelhando-se às grandes centrais produtoras em regime ordinário, por sua vez o modelo descentralizado foca-se mais no consumidor final, com pequenas potências e com rentabilidades muito superiores.

Quanto ao modelo de Armazenamento Centralizado, ainda está longe de ser um investimento viável em termos económicos, a tecnologia com maior potencial, não só de implementação, mas também de rentabilidade económica acaba por ser a PHS, esta tecnologia, já tem vindo a ser utilizado em Portugal sobretudo nas centrais Hidrelétricas de albufeira, sendo que neste caso os valores de investimento acabam por ser diminuídos uma vez que já existem as infraestruturas necessárias para o funcionamento do sistema, quer a nível construtivo, quer a nível eléctrico.

Dada a análise feita, já é possível promover no mercado Português sistemas de armazenamento que por si só acabam por ter uma viabilidade económica que poderá servir de veículo à proliferação de armazenamento na rede eléctrica nacional sem necessidade de investimento por parte dos grandes *players* ou até mesmo do próprio estado, essa solução passa pelo armazenamento de energia eléctrica em regime descentralizado, o peso significativo do custo de acesso às redes associado ao peso das perdas de energia e às variações do preço de mercado, tornam a gestão de energia por via de armazenamento um investimento que poderá ser interessante para o consumidor final.

Dentro desta análise, as baterias de Vanádio e as baterias de NaS são efetivamente aquelas que aos preços atuais da tecnologia tem uma maior viabilidade, isto é, verificamos que quando feita uma análise descentralizada ao equipamento a 10 anos com uma profundidade de descarga de 80% estas duas tecnologias tem um NVP positivo, o que não acontece por exemplo nas baterias de Lítio, podendo estar aqui, numa primeira fase a solução para os primeiros testes na prática deste modelo.

À data de hoje o investimento num sistema descentralizado pode ainda não ser suficientemente interessante do ponto de vista prático, uma vez que as rentabilidades são baixas, no entanto a indústria de produção destas tecnologias, tem vindo a intensificar a sua investigação em busca de soluções que permitam armazenar energia eléctrica a baixos custos, muito à custa da pressão social e ambiental para a proliferação dos veículos eléctricos, o que leva a concluir que num futuro próximo será possível adquirir sistemas de armazenamento de energia a preços mais competitivos que os dos dias de hoje, aumentando assim as taxas de rentabilidade dos sistemas e tornando-os mais atrativos até do ponto de vista de pequenos investidores que o poderão fazer em contratos de PPA com ESCO's, por exemplo.

Num futuro próximo, a realidade do sistema eléctrico poderá mudar radicalmente, com a introdução do veículo eléctrico e a tendência de eletrificação de diversos sistemas, como climatização e produção de calor ou frio associada a crescente necessidade de menor influência quer das centrais termoeléctricas convencionais quer das centrais termoeléctricas nucleares irão provocar uma incessante procura pelas alternativas renováveis. É previsível que seja também necessário um reforço significativo da rede eléctrica para albergar principalmente a carga que será o veículo eléctrico. Este aumento das renováveis passará previsivelmente sobretudo pela tecnologia solar, uma vez que estão quase esgotados os locais com condições de aproveitamento eólico ou hidráulico.

Dada a intermitência das renováveis em geral e em particular da tecnologia fotovoltaica será absolutamente necessária uma forma de estabilizar por um lado o mercado e por outro controlar a produção e a carga. Neste contexto o armazenamento, seja ele centralizado ou descentralizado terá um papel importantíssimo na gestão do sistema eléctrico e na garantia da qualidade e continuidade de serviço da rede eléctrica.

Tudo isto associado a um significativo abaixamento dos preços das tecnologias existentes e do aparecimento de novas tecnologias mais eficientes e eficazes despoletará um aumento significativa de instalações de armazenamento ligados à rede eléctrica, onde os próprios veículos eléctricos poderão fazer parte deste sistema que contemplara trocas de energia, podendo o próprio veículo consumir nas horas em que é necessário e injetar energia quando assim seja indispensável podendo ainda servir de armazenamento móvel que conjugando tudo este novo sistema eléctrico com tarifas de acesso às redes dinâmicas poderá trazer uma mais-valia para todo o sistema global de energia eléctrica.

Referências

Referências

- [1] www.abae.pt/programa/EE/escola_energia/2006/Conteudos/sala2/sala2_17.htm - Junho de 2016
- [2] pt.wikipedia.org/wiki/Fuel%C3%B3leo – Junho de 2016
- [3] www.turbogas.pt/gca/index.php?id=90&resolution=1024x768 – Junho de 2016
- [4] www.scielo.cl/fbpe/img/infotec/v16n1/fig7-1.jpg - Junho de 2016
- [5] Teresa Alexandra Nogueira “Subestações e Postos de Transformação SELE 2 - Sistemas Eléctricos de Energia II” ISEP
- [6] www.agora-energiewende.de/en/europe-and-the-world/-agothem-/Projektregion/regiondetail/7/Europ%C3%A4ische+Union/ - Setembro de 2016
- [7] Pedro Verdelho, “Eficiência Energética e Gestão da Procura no Contexto da Regulação do Sector Eléctrico” Conservação de Energia & Energias Renováveis ERSE 18 de Nov. 2005
- [8] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Progress in Natural Science*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009.
- [9] J. P. Deane, B. P. Ó Gallachóir, and E. J. McKeogh, “Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 4, pp. 1293–1302, May 2010.
- [10] D. EPRI, “Electricity Energy Storage Technology Options - A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits,” 2010.
- [11] H. Lund and G. Salgi, “The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems,” *Energy Conversion and Management*, vol. 50, no. 5, pp. 1172–1179, May 2009.

- [12] VDE, “Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energie,” 2009.
- [13] S. Zunft, C. Jakiel, M. Koller, and C. Bullough, “Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Grid Integration of Wind Power,” presented at the Sixth international Workshop on large scale integration of windfarms and transmission networks for offshore windfarms, 2006.
- [14] K. C. Divya and J. Østergaard, “Battery energy storage technology for power systems—An overview,” *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, Apr. 2009.
- [15] M. Wietschel, M. Arens, C. Dötsch, S. Herkel, W. Krewitt, P. Markewitz, D. Möst, and M. Scheufen, “Technologiebericht 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung,” Fraunhofer ISI, Karlsruhe, 2010.
- [16] F. Hannig, T. Smolinka, P. Bretschneider, S. Nicolai, SvenKrüger, S. Krüger, and M. Voigt, “„Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie“,” Fraunhofer ISE, Fraunhofer AST, VK Partner, 2009.
- [17] J. K. Kaldellis, D. Zafirakis, and K. Kavadias, “Technoeconomic comparison of energy storage systems for island autonomous electrical networks,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 2, pp. 378–392, Feb. 2009.
- [18] M. Perrin, Y. M. Saint-Drenan, F. Mattera, and P. Malbranche, “Lead–acid batteries in stationary applications: competitors and new markets for large penetration of renewable energies,” *Journal of Power Sources*, vol. 144, no. 2, pp. 402–410, Jun. 2005.
- [19] J. B. Greenblatt, S. Succar, D. C. Denkenberger, R. H. Williams, and R. H. Socolow, “Baseload wind energy: modeling the competition between gas turbines and compressed air energy storage for supplemental generation,” *Energy Policy*, vol. 35, no. 3, pp. 1474–1492, Mar. 2007.

[20] EPRI and DOE, “Handbook of Energy Storage for Transmission & Distribution Applications,” U. S. Department of Energy, 2003.

[21] R. R. Dickinson, D. L. Battye, V. M. Linton, P. J. Ashman, and G. (Gus) J. Nathan, “Alternative carriers for remote renewable energy sources using existing CNG infrastructure,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 3, pp. 1321–1329, Feb. 2010.

[22] L. Dusonchet, M.G. Ippolito, E. Telaretti, G. Graditi “Economic Impact of Medium-Scale Battery Storage Systems in Presence of Flexible Electricity Tariffs for End-User Applications”

[23] M. Kloess “Electric storage technologies for the future power system – An economic assessment”

[24] European Commission “Quarterly Report on European Electricity Markets q4-2015 q1-2016”

[25] www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx - Outubro de 2016

[26] ERSE “Composição dos Preços de Eletricidade, incluindo os Custos de Interesse Económico Geral”

[27] <http://www.pordata.pt/Subtema/Portugal/Energia-90> - Outubro de 2016

[28] <http://observador.pt/2016/07/21/centrais-solares-em-licenciamento-permitem-abastecer-cerca-de-750-mil-casas/> - Outubro de 2016

[29] <http://www.dgeg.pt/> - Outubro de 2016

[30] <http://www.erse.pt/> - Outubro de 2016

[31] <http://www.omie.pt/> - Outubro de 2016

Anexos

Anexo A

Data



TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de distribuição em MT e AT, pelos operadores das redes de distribuição em BT, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM às entregas a clientes, resultantes da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição são as seguintes:

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	1,296	0,0425
	Contratada	0,596	0,0195
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0281	
	Horas cheias	0,0244	
	Horas de vazio normal	0,0170	
	Horas de super vazio	0,0169	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0281	
	Horas cheias	0,0244	
	Horas de vazio normal	0,0170	
	Horas de super vazio	0,0169	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0255	
	Recebida	0,0191	

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	3,532	0,1158
	Contratada	0,509	0,0167
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0330	
	Horas cheias	0,0285	
	Horas de vazio normal	0,0188	
	Horas de super vazio	0,0184	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0328	
	Horas cheias	0,0285	
	Horas de vazio normal	0,0188	
	Horas de super vazio	0,0186	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0255	
	Recebida	0,0191	

Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica



TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	6,902	0,2283
	Contratada	0,977	0,0320
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0473	
	Horas cheias	0,0409	
	Horas de vazio normal	0,0225	
	Horas de super vazio	0,0217	
Períodos I, II	Horas de ponta	0,0470	
	Horas cheias	0,0408	
	Horas de vazio normal	0,0224	
	Horas de super vazio	0,0219	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0277	
	Recebida	0,0208	

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	17,728	0,5812
	Contratada	1,172	0,0384
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0683	
	Horas cheias	0,0573	
	Horas de vazio normal	0,0298	
	Horas de super vazio	0,0273	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0331	
	Recebida	0,0252	

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	27,6	32,35	1,0806
	34,5	40,43	1,3257
	41,4	48,52	1,5908
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2238	
	Horas cheias	0,0736	
	Horas de vazio	0,0183	



TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,35	0,0442
	2,3	2,70	0,0884
	3,45	4,04	0,1326
	4,6	5,39	0,1768
	5,75	6,74	0,2210
	6,9	8,09	0,2651
	10,35	12,13	0,3977
	13,8	16,17	0,5303
	17,25	20,22	0,6629
20,7	24,26	0,7954	
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0976	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1339	
	Horas de vazio	0,0403	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2525	
	Hora cheia	0,0989	
	Hora vazio	0,0403	



TARIFAS SOCIAIS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas sociais de acesso às redes em BTN a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis dos comercializadores de último recurso em Portugal Continental são obtidas através de um desconto aplicado às tarifas de acesso às redes em BTN em Portugal Continental. O desconto e as respetivas tarifas sociais de acesso às redes em BTN são apresentados nos quadros seguintes e estarão em vigor de 1 julho a 31 de dezembro de 2016.

DESCONTO TARIFA SOCIAL EM BTN (<= 6,9 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,35	0,0442
	2,3	2,70	0,0884
	3,45	4,04	0,1326
	4,6	5,39	0,1768
	5,7	6,74	0,2210
	6,9	8,09	0,2651
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0292	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0292	
	Horas de vazio	0,0292	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0292	
	Hora cheia	0,0292	
	Hora vazio	0,0292	

Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (≤ 6,9 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,00	0,0000
	2,3	0,00	0,0000
	3,45	0,00	0,0000
	4,6	0,00	0,0000
	5,7	0,00	0,0000
	6,9	0,00	0,0000
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0684	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazão	0,1047	
	Horas de vazão	0,0111	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2233	
	Hora cheia	0,0697	
	Hora vazão	0,0111	

Anexo B

Data

Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica

	Energia	Perdas	Rede		Simplex	k	CGS
			Bi-Horário	Tri-horário			
01:00	0,04166	12,08%	0,0403	0,0403	0,0976	0,005	0,0021
02:00	0,037237	10,98%	0,0403	0,0403	0,0976	0,005	0,0021
03:00	0,034601	10,37%	0,0403	0,0403	0,0976	0,005	0,0021
04:00	0,033523	10,09%	0,0403	0,0403	0,0976	0,005	0,0021
05:00	0,032978	10,06%	0,0403	0,0403	0,0976	0,005	0,0021
06:00	0,033945	10,42%	0,0403	0,0403	0,0976	0,005	0,0021
07:00	0,03775	11,49%	0,1339	0,0989	0,0976	0,005	0,0021
08:00	0,04191	13,15%	0,1339	0,0989	0,0976	0,005	0,0021
09:00	0,044368	14,74%	0,1339	0,0989	0,0976	0,005	0,0021
10:00	0,046915	15,95%	0,1339	0,2525	0,0976	0,005	0,0021
11:00	0,047777	16,70%	0,1339	0,2525	0,0976	0,005	0,0021
12:00	0,047395	17,04%	0,1339	0,2525	0,0976	0,005	0,0021
13:00	0,04702	16,73%	0,1339	0,0989	0,0976	0,005	0,0021
14:00	0,046619	16,34%	0,1339	0,0989	0,0976	0,005	0,0021
15:00	0,044729	16,13%	0,1339	0,0989	0,0976	0,005	0,0021
16:00	0,043015	15,92%	0,1339	0,0989	0,0976	0,005	0,0021
17:00	0,042765	15,94%	0,1339	0,0989	0,0976	0,005	0,0021
18:00	0,044344	16,48%	0,1339	0,0989	0,0976	0,005	0,0021
19:00	0,046504	17,55%	0,1339	0,2525	0,0976	0,005	0,0021
20:00	0,048493	18,14%	0,1339	0,2525	0,0976	0,005	0,0021
21:00	0,050053	17,76%	0,1339	0,2525	0,0976	0,005	0,0021
22:00	0,051046	16,77%	0,0403	0,0403	0,0976	0,005	0,0021
23:00	0,048097	15,40%	0,0403	0,0403	0,0976	0,005	0,0021
00:00	0,043705	13,68%	0,0403	0,0403	0,0976	0,005	0,0021

Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica

Preço final			Perfil de Consumo SS			
Bi-Horario	Tri-Horario	Simples	Bi-Horário	Tri-Horário	Bi-Horario	Trihorário
0,09435 €	0,09435 €	0,15165 €	5,084%	5,405%	1,016718	1,080968
0,08896 €	0,08896 €	0,14626 €	4,898%	5,170%	0,979545	1,034018
0,08581 €	0,08581 €	0,14311 €	4,749%	4,963%	0,949855	0,992671
0,08452 €	0,08452 €	0,14182 €	4,619%	4,778%	0,923877	0,955659
0,08391 €	0,08391 €	0,14121 €	4,498%	4,609%	0,899684	0,921739
0,08510 €	0,08510 €	0,14240 €	4,380%	4,457%	0,875960	0,891465
0,18333 €	0,14833 €	0,14703 €	4,270%	4,325%	0,854001	0,864994
0,18870 €	0,15370 €	0,15240 €	4,175%	4,214%	0,835073	0,842834
0,19222 €	0,15722 €	0,15592 €	4,108%	4,122%	0,821582	0,824347
0,19573 €	0,31433 €	0,15943 €	4,061%	4,042%	0,812170	0,808477
0,19710 €	0,31570 €	0,16080 €	4,019%	3,976%	0,803847	0,795130
0,19683 €	0,31543 €	0,16053 €	3,981%	3,917%	0,796294	0,783314
0,19624 €	0,16124 €	0,15994 €	3,940%	3,866%	0,788043	0,773200
0,19558 €	0,16058 €	0,15928 €	3,891%	3,823%	0,778160	0,764653
0,19328 €	0,15828 €	0,15698 €	3,844%	3,789%	0,768733	0,757750
0,19120 €	0,15620 €	0,15490 €	3,819%	3,767%	0,763827	0,753331
0,19092 €	0,15592 €	0,15462 €	3,830%	3,752%	0,766026	0,750371
0,19300 €	0,15800 €	0,15670 €	3,867%	3,746%	0,773426	0,749179
0,19603 €	0,31463 €	0,15973 €	3,900%	3,744%	0,780096	0,748767
0,19867 €	0,31727 €	0,16237 €	3,944%	3,765%	0,788751	0,753062
0,20031 €	0,31891 €	0,16401 €	3,974%	3,816%	0,794794	0,763222
0,10736 €	0,10736 €	0,16466 €	4,000%	3,887%	0,799940	0,777471
0,10323 €	0,10323 €	0,16053 €	4,031%	3,976%	0,806259	0,795114
0,09737 €	0,09737 €	0,15467 €	4,115%	4,087%	0,822965	0,817485

Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica

Custo Final sem storage			Perfil de Consumo CS			
Simples	Bi-horário	Tri-Horario	Bi-Horário	Tri-Horário		
0,154183	0,09592 €	0,10199 €	5,084%	5,405%	1,01672	1,08097
0,143265	0,08714 €	0,09198 €	8,917%	9,146%	1,78339	1,82915
0,135930	0,08150 €	0,08518 €	8,731%	8,880%	1,74615	1,77599
0,131022	0,07808 €	0,08077 €	8,563%	8,544%	1,71263	1,70872
0,127043	0,07549 €	0,07734 €	8,472%	8,425%	1,69448	1,68496
0,124739	0,07455 €	0,07587 €	4,380%	4,457%	0,87596	0,89147
0,125563	0,15656 €	0,12830 €	4,270%	4,325%	0,85400	0,86499
0,127264	0,15758 €	0,12954 €	4,175%	4,214%	0,83507	0,84283
0,128099	0,15792 €	0,12960 €	4,108%	4,122%	0,82158	0,82435
0,129485	0,15897 €	0,25413 €	4,061%	4,042%	0,81217	0,80848
0,129262	0,15844 €	0,25103 €	0,000%	0,000%	-	-
0,127827	0,15673 €	0,24708 €	0,000%	0,000%	-	-
0,126036	0,15464 €	0,12467 €	3,940%	3,866%	0,78804	0,77320
0,123944	0,15219 €	0,12279 €	3,891%	3,823%	0,77816	0,76465
0,120678	0,14858 €	0,11994 €	3,844%	3,789%	0,76873	0,75775
0,118316	0,14604 €	0,11767 €	3,819%	3,767%	0,76383	0,75333
0,118441	0,14625 €	0,11700 €	3,830%	3,752%	0,76603	0,75037
0,121193	0,14927 €	0,11837 €	3,867%	3,746%	0,77343	0,74918
0,124606	0,15292 €	0,23559 €	3,900%	3,744%	0,78010	0,74877
0,128068	0,15670 €	0,23892 €	0,000%	0,000%	-	-
0,130358	0,15921 €	0,24340 €	0,000%	0,000%	-	-
0,131716	0,08588 €	0,08347 €	4,000%	3,887%	0,79994	0,77747
0,129428	0,08323 €	0,08208 €	4,031%	8,097%	0,80626	1,61946
0,127288	0,08013 €	0,07960 €	4,115%	8,130%	0,82297	1,62596

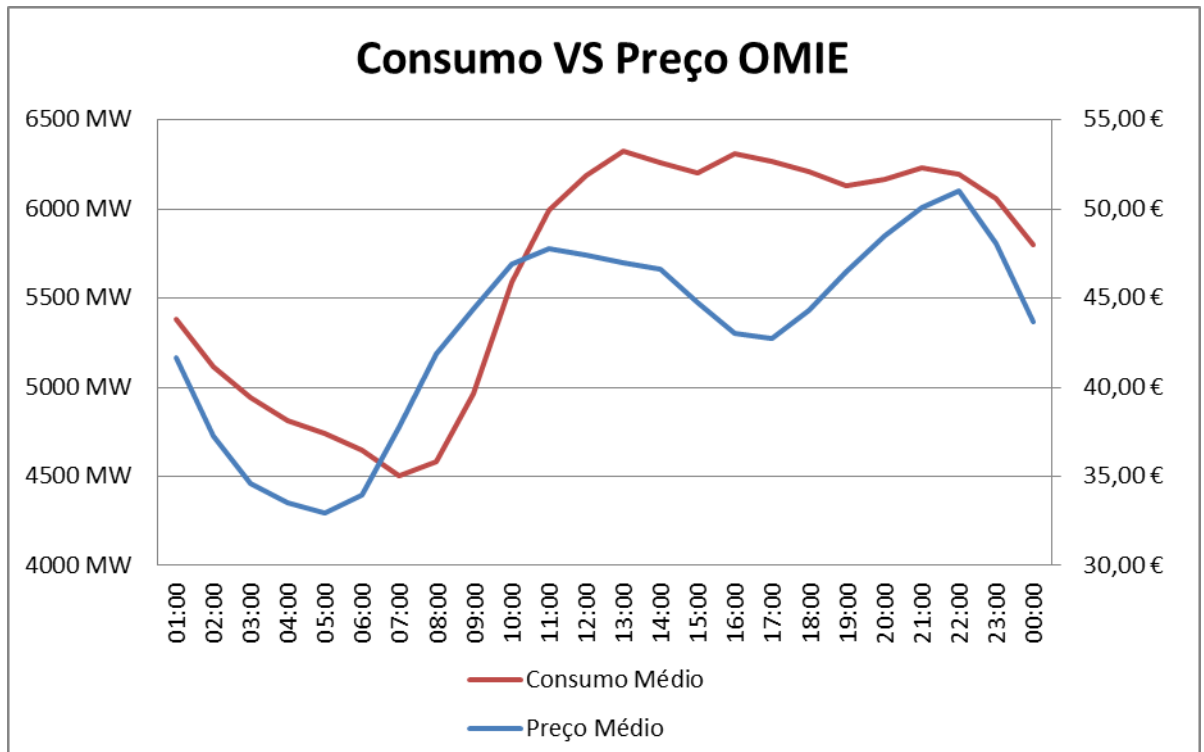
Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica

Custo Final com storage		
Bi-horário	Tri-Horario	Simples
0,095925 €	0,101987 €	0,15418 €
0,158645 €	0,162715 €	0,26083 €
0,149830 €	0,152391 €	0,24988 €
0,144747 €	0,144417 €	0,24288 €
0,142182 €	0,141383 €	0,23928 €
0,074547 €	0,075866 €	0,12474 €
0,156563 €	0,128303 €	0,12556 €
0,157577 €	0,129543 €	0,12726 €
0,157923 €	0,129602 €	0,12810 €
0,158967 €	0,254130 €	0,12949 €
- €	- €	- €
- €	- €	- €
0,154642 €	0,124668 €	0,12604 €
0,152191 €	0,122786 €	0,12394 €
0,148583 €	0,119939 €	0,12068 €
0,146043 €	0,117669 €	0,11832 €
0,146248 €	0,116996 €	0,11844 €
0,149269 €	0,118368 €	0,12119 €
0,152924 €	0,235586 €	0,12461 €
- €	- €	- €
- €	- €	- €
0,085879 €	0,083467 €	0,13172 €
0,083229 €	0,167175 €	0,12943 €
0,080132 €	0,158319 €	0,12729 €

Anexo C

Data

Análise da Integração de Armazenamento de Energia na Rede Eléctrica



Anexo D

Data

ENERGIA SOLAR

Centrais solares em licenciamento permitem abastecer cerca de 750 mil casas

21/7/2016, 9:47


A Direção Geral de Energia e Geologia tem em fase de licenciamento 35 pedidos para produção de energia solar, sem tarifa bonificada, num total de 1.250 MW, o suficiente para abastecer 750 mil casas.

Partilhe [f](#) [t](#) [g+](#) [in](#) [✉](#)



NUNO VEIGA/LUSA

Autor

 Agência Lusa

Mais sobre

ENERGIA
ENERGIA SOLAR
ECONOMIA
ENERGIA RENOVÁVEL

O Governo já aprovou 180 MW de energia solar, em regime de mercado, na região do Alentejo, isto é, sem a tarifa bonificada, aplicada à produção a partir de fontes renováveis, que é suportada pelos consumidores na tarifa de eletricidade.

Segundo a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), entre setembro de 2015 e maio deste ano, deram entrada mais 68 pedidos de licenciamento, também em regime de mercado, que totalizavam uma potência de 2.300 MW.

Deste conjunto de pedidos apresentados para centrais solares, 35 tinham condições para avançar, revela a DGEG, encontrando-se 1.250 MW em fase de licenciamento, uma potência que é suficiente para abastecer cerca de 750 mil habitações.

“Estes números revelam a crescente adesão dos promotores por esta tecnologia de produção de energia elétrica, num contexto de mercado concorrencial, com regras claras e bem definidas”, refere a DGEG num esclarecimento à Lusa.

Na edição de quarta-feira do Jornal de Negócios, a Associação de Energias Renováveis (APREN) **críticou** o modelo de desenvolvimento defendido pelo Governo, considerando que, sem subsídios, a “revolução” da energia solar pode ficar no papel.

No final de 2015, o solar representava apenas 1,5% do total de produção de eletricidade em Portugal Continental, tendo o Governo assumido que esta é a grande aposta do país para continuar a liderar nas renováveis.

O secretário de Estado da Energia, Jorge Seguro Sanches, tem vindo a defender o fim da subsidiação tarifária, realçando a necessidade de travar o aumento do défice tarifário do sistema elétrico.

A dívida tarifária atingia em 2015 4,8 mil milhões de euros, segundo dados da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e, sem medidas adicionais para conter os custos, o serviço da dívida tarifária disparará para, pelo menos, 1,8 mil milhões de euros, atingindo-se em 2017 o pico dos encargos a suportar pelos consumidores.