

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Estimativa horária de custo real de produção de
eletricidade**

André Manuel Pereira Alves

Versão Final

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Cláudio Domingos Martins Monteiro

Junho de 2012

Resumo

Pretende-se com esta dissertação o desenvolvimento de metodologias de cálculo de custos reais de produção de eletricidade. Para o cálculo desses custos ter-se-á em conta fatores como ciclo de vida completo das centrais de produção de eletricidade, estimativa de custos de operação do sistema, evolução dos custos dos combustíveis utilizados e fatores económicos, como a evolução das taxas de desconto.

Para além do cálculo dos custos atuais, será ainda alargado o estudo a anos futuros, com um horizonte até 2020. Serão considerados três cenários diferentes no desenvolvimento do sistema elétrico de energia, de forma a tirar algumas conclusões acerca das melhores políticas a seguir no investimento em novas centrais de produção de eletricidade. Como cenário base utilizam-se os pressupostos do PNAEE no que diz respeito a evoluções de potências instaladas e consumos. Os cenários alternativos são variantes do cenário base. O cenário 2 sofre alterações essencialmente a nível de tecnologia solar e hídrica, e o cenário 3 sofre alterações na tecnologia térmica.

Pretende-se retirar conclusões sobre a sustentabilidade económica do método de formação dos preços de mercado atual.

Palavras-chave: Custos de investimento; Preço de mercado; Custos de produção de eletricidade; Sustentabilidade económica;

Abstract

This thesis intends to the development of methodologies of calculation the actual costs of producing electricity. To calculate these costs has been taken into consideration factors such as entire life cycle of electricity generation plants, estimated costs of operating the system, changes in costs of fuel used and economic factors and the evolution in interest rates. In addition to the calculation of current costs, the study was extended to future years, with a horizon to 2020. Three different scenarios were considered in the development of electric power system in order to draw some conclusions about the best policies to follow on investment in new electricity generation plants. Finally, we intend to realize the sustainability of the training method of the current market prices.

Keywords: investment costs, market price and costs of producing electricity; economic sustainability;

Agradecimentos

Ao professor Cláudio Domingos Martins Monteiro o meu muito obrigado por todo o apoio e toda a disponibilidade prestada. Obrigado pela confiança depositada nas minhas capacidades.

Ao meu Pai, à minha Mãe e à minha Irmã, o meu muito obrigado por tudo o que fizeram por mim para me ajudar em tudo o que precisei. Obrigado pelo apoio e compreensão.

À minha namorada, obrigado por tudo, por estares sempre ao meu lado, por me compreenderes, por me ajudares, por me aturares, por me dares força, apoio, amor e carinho. Obrigado por seres quem és.

A todos os meus colegas e amigos da faculdade, que passaram comigo uma das fases mais importantes da minha vida, obrigado pelo companheirismo, pelas festas que nunca faltaram, pela ajuda sempre que foi preciso. Obrigado pela vossa amizade.

*“Anyone who has never made a mistake
has never tried anything new”
Albert Einstein*

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice	xi
Lista de figuras.....	xiii
Lista de tabelas.....	xvii
Abreviaturas e símbolos.....	xix
Capítulo 1.....	1
Introdução	1
1.1. Considerações Gerais.....	1
1.2. Motivação.....	1
1.3. Objetivos	2
1.4. Estrutura	2
Capítulo 2.....	5
Pesquisa e recolha de informação	Erro! Marcador não definido.
2.1. Introdução	5
2.2. Estado da arte	Erro! Marcador não definido.
2.3. Vida útil das centrais.....	8
2.4. Evolução da taxa de desconto	8
2.5. Investimento inicial.....	10
2.6. Custos de O&M.....	16
2.7. Custos de combustível.....	17
2.8. Custos de CO2.....	20
2.9. Centrais em Portugal	22
Capítulo 3.....	31

Cenários estudados.....	31
3.1. Cenário base	31
3.2. Cenário 2	37
3.3. Cenário 3	40
Capítulo 4.....	43
Metodologia utilizada.....	43
4.1. Introdução.....	43
4.2. Cálculo do LCOE	43
4.3. Estimativa horária dos custos	48
Capítulo 5.....	53
Demonstração de resultados.....	53
5.1. Energia produzida.....	53
5.2. <i>Mix</i> energético	60
5.3. LCOE.....	65
5.4. Estimativa horária dos custos de produção de eletricidade	71
Capítulo 6.....	83
Conclusões e trabalhos futuros.....	83
6.1. Conclusões.....	83
6.2. Trabalhos futuros.....	84
Anexos	85
Referências.....	103

Lista de figuras

Figura 2.1 - Evolução da taxa de desconto	9
Figura 2.2 - Evolução do custo do gás natural [30]	17
Figura 2.3 - Evolução do custo do carvão [30]	18
Figura 2.4 – Evolução do fator de conversão USD/€ [30].....	19
Figura 2.5 - Evolução do custo de CO ₂ [30]	21
Figura 2.6 - PRE_Fotovoltaico em Portugal	23
Figura 2.7 - PRE_Eólica em Portugal	24
Figura 2.8 - PRE_Hídrica em Portugal	25
Figura 2.9 - PRE_Biomassa em Portugal.....	26
Figura 2.10 - PRE_Biogás em Portugal	27
Figura 2.11 - PRE_Resíduos sólidos urbanos em Portugal	27
Figura 2.12 - PRO_Hídrica em Portugal.....	28
Figura 2.13 - PRO_Gás natural em Portugal	29
Figura 2.14 - PRO_Carvão em Portugal	30
Figura 3.1 - Evolução da Potência instalada de PRE_Solar Fotovoltaico	32
Figura 3.2 - Evolução da Potência instalada de PRE_Solar termoelétrico	33
Figura 3.3 - Evolução da Potência instalada de PRE_Eólica.....	33
Figura 3.4 - Evolução da Potência instalada de PRE_Hídrica	33
Figura 3.5 - Evolução da Potência instalada de PRE_Ondas.....	34

Figura 3.6 - Evolução da Potência instalada de PRE_Térmica.....	34
Figura 3.7 - Evolução da Potência instalada de PRO_Hídrica.....	34
Figura 3.8 - Evolução da Potência instalada de PRO_Carvão	35
Figura 3.9 - Evolução da Potência instalada de PRO_Gás Natural.....	35
Figura 3.10 - Evolução das Potências Instaladas	35
Figura 3.11 - Evolução do consumo.....	36
Figura 3.12 - Evolução do saldo importador.....	36
Figura 3.13 - Evolução da bombagem	37
Figura 3.14 - Evolução de PRE_Solar fotovoltaico	38
Figura 3.15 - Evolução de PRE_Solar termoelétrico	38
Figura 3.16 - Evolução de PRO_Hídrica	39
Figura 3.17 - Evolução das potências instaladas.....	39
Figura 3.18 - Evolução de PRO_Carvão.....	40
Figura 3.19 - Evolução de PRO_Gás natural	41
Figura 3.20 - Evolução das potências instaladas.....	41
Figura 5.1 - Energia produzida por PRE_Solar fotovoltaico	53
Figura 5.2 - Energia produzida por PRE_Solar termoelétrico	54
Figura 5.3 - Energia produzida por PRE_Eólica.....	54
Figura 5.4 - Evolução do fator de carga.....	55
Figura 5.5 - Energia produzida por PRE_Hídrica	55
Figura 5.6 - Energia produzida por PRE_Ondas.....	56
Figura 5.7 - Energia produzida por PRE_Térmica.....	56
Figura 5.8 - Evolução do fator de carga.....	57
Figura 5.9 Energia produzida por PRO_Hídrica.....	57
Figura 5.10 - Evolução do fator de carga.....	58
Figura 5.11 - Energia produzida por PRO_Carvão	58

Figura 5.12 - Evolução do fator de carga.....	59
Figura 5.13 - Energia produzida por PRO_Gás natural	59
Figura 5.14 - <i>Mix</i> de produção em 2012	61
Figura 5.15 - <i>Mix</i> de produção em 2015	61
Figura 5.16 - <i>Mix</i> de produção em 2020	62
Figura 5.17 - <i>Mix</i> de produção em 2012	62
Figura 5.18 - <i>Mix</i> de produção em 2015	63
Figura 5.19 - <i>Mix</i> de produção em 2020	63
Figura 5.20 - <i>Mix</i> de produção em 2012	64
Figura 5.21 - <i>Mix</i> de produção em 2015	64
Figura 5.22 - <i>Mix</i> de produção em 2020	65
Figura 5.23 - Evolução do LCOE para PRE_Solar fotovoltaico	65
Figura 5.24 - Evolução do LCOE para PRE_Solar termoelétrico	66
Figura 5.25 - Evolução do LCOE para PRE_Eólica.....	66
Figura 5.26 - Evolução do LCOE para PRE_Hídrica	67
Figura 5.27 - Evolução do LCOE para PRE_Ondas.....	68
Figura 5.28 - Evolução do LCOE para PRE_Térmica.....	68
Figura 5.29 - Evolução do LCOE para PRO_Hídrica.....	69
Figura 5.30 - Evolução do LCOE para PRO_Carvão	69
Figura 5.31 - Evolução do LCOE para PRO_Gás Natural	70
Figura 5.32 - Comparação entre o LCOE de PRO_Carvão e PRO_Gás natural sem custos de CO ₂	71
Figura 5.33 - Estimativa horária do custo de produção de eletricidade para 1 de janeiro de 2020.....	72
Figura 5.34 - Estimativa horária do custo de produção de eletricidade para 13 de junho de 2020.....	73
Figura 5.35 - Comparação de produções entre 01-Jan e 13-Jun	73

Figura 5.36 - Energia produzida por tecnologias divididas por tipo de custo.....	74
Figura 5.37 – Estimativa horária do custos de produção de eletricidade na 1ª semana de jan-2020.....	75
Figura 5.38 – Estimativa horária do custos de produção de eletricidade na 1ª semana de jun-2020.....	75
Figura 5.39 - Estimativa diária do custo de produção de eletricidade para janeiro de 2020.	76
Figura 5.40 - Estimativa diária do custo de produção de eletricidade para junho de 2020...	76
Figura 5.41 – Estimativa mensal do custo de produção de eletricidade para o ano de 2012	77
Figura 5.42 – Estimativa mensal do custo de produção de eletricidade para o ano de 2020	77
Figura 5.43 - Estimativa anual do custo de produção de eletricidade	78
Figura 5.44 - Custos fixos vs Custos variáveis	79
Figura 5.45 - Custos variáveis vs preço de mercado.....	80
Figura 5.46 - Custos variáveis vs % de PRO_Térmica	81
Figura 5.47 - MIBEL vs Fator de carga térmico	81
Figura A.1	99
Figura A.2	99
Figura A.3	99
Figura A.4	100
Figura A.5	100
Figura A.6	100
Figura A.7	101
Figura A.8	101
Figura A.9	101

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Tempo de vida das centrais [16-19].....	8
Tabela 2.2 - Taxas de desconto [21]	8
Tabela 2.3 - Valores médios da taxa de desconto (+ de 20 anos) [21]	9
Tabela 2.4 - Custos de Investimento PRE_Fotovoltaico [17, 23-26]	10
Tabela 2.5 - Custos de Investimento PRE_Solar termoelétrico [24, 26]	10
Tabela 2.6 - Custos de Investimento PRE_Eólica [17, 24-27]	10
Tabela 2.7 - Custos de investimento PRE_Eólica <i>OffShore</i> [17, 24-27]	11
Tabela 2.8 - Custos de investimento PRE_Hídricas [24-26]	11
Tabela 2.9 - Custos de investimento PRO_Hídrica [24-26]	12
Tabela 2.10 - Custos de investimento Biomassa [17, 25, 26]	12
Tabela 2.11 - Custos de investimento Biogás [17, 26]	12
Tabela 2.12 - Custos de investimento Resíduos [17, 26]	13
Tabela 2.13 - Custos de investimento cogeração não renovável [28]	13
Tabela 2.14 - Custos de investimento PRO_Carvão [17, 26, 29]	14
Tabela 2.15 - Custos de investimento PRO_Gás natural [17, 26, 29]	14
Tabela 2.16 - Custos de investimento geotérmica [24, 26]	15
Tabela 2.17 - Custos de investimento ondas [17, 19, 24, 26]	15
Tabela 2.18 - Custos de investimento por tecnologia (1)	16
Tabela 2.19 - Custos de investimento por tecnologia (2)	16
Tabela 2.20 - Custos de O&M utilizados.....	17
Tabela 2.21 - Evolução do custo dos combustíveis	18
Tabela 2.22 - Evolução da taxa USD/€.....	19
Tabela 2.23 - Custos dos Combustíveis em €/MWh elétrico.....	20

Tabela 2.24 - Evolução do custo de CO ₂	21
Tabela 2.25 – Evolução dos custos das emissões de CO ₂ em €/MWh elétrico.....	22
Tabela 2.26 - PRE_Fotovoltaico em Portugal [36]	23
Tabela 2.27 - PRE_Eólica em Portugal [36]	24
Tabela 2.28 - PRE_Hídrica em Portugal [36]	25
Tabela 2.29 - PRE_Biomassa em Portugal [36].....	26
Tabela 2.30 - PRE_Biogás em Portugal [36]	26
Tabela 2.31 - PRE_Resíduos sólidos urbanos em Portugal [36].....	27
Tabela 2.32 - PRO_Hídrica em Portugal [37].....	28
Tabela 2.33 - PRO_Gás natural em Portugal [38]	29
Tabela 2.34 - PRO_Carvão em Portugal [38]	29
Tabela 5.1 - Evolução de custos variáveis, preço de mercado, %térmica e fator de carga ...	80
Tabela A.1 - PRE_Solar fotovoltaico.....	85
Tabela A.2- PRE_Eólica	85
Tabela A.3 - PRE_Hídrica	92
Tabela A.4 - PRE_Biomassa	95
Tabela A.5 - PRE_Biogás	96
Tabela A.6 - PRE_Resíduos sólidos urbanos.....	97
Tabela A.7 - PRO_Hídrica.....	97
Tabela A.8 - PRO_Gás natural.....	98
Tabela A.9 - PRO_Carvão	98

Abreviaturas e símbolos

Lista de Abreviaturas

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis
BPI – Banco Português de Investimento
CCGT – *Combined Cycle Gas Turbine*
CIEG – Custos de interesse económico geral
CO₂ – Dióxido de carbono
IEA – *International Energy Agency*
LCOE – *Levelized cost of energy*
MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade
MMBtu - *million british thermal units*
NEA - *Nuclear Energy Agency*
O&M – Operação e Manutenção
PNAER – Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PNBEPH – Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico
PRE – Produção em Regime Especial
PRO – Produção em Regime Ordinário
PV – *Photovoltaic*
REN – Redes Energéticas Nacionais
SEP – Sistema Elétrico de serviço Público
USD – Dólar norte-americano

Lista de símbolos

€ - Euro
t – Tonelada

Capítulo 1

Introdução

1.1. Considerações Gerais

Atualmente discute-se muito o tema da elevada penetração das energias renováveis no sistema energético português. O principal objetivo é a redução da dependência energética de Portugal em relação aos combustíveis fósseis, bem como a redução das emissões de CO₂. A introdução destas tecnologias no sistema elétrico tem que ser muito bem pensada, e seguir um plano estratégico cuidado, não só no que diz respeito às restrições técnicas do sistema elétrico, mas também no que diz respeito a aspetos económicos. É necessário que se faça um estudo da viabilidade económica destas tecnologias, para não correr o risco de se investir em demasia. Os custos de produção de eletricidade são diretamente influenciados pelo *mix* energético, portanto, a maior ou menor penetração de renováveis no sistema elétrico de energia irá influenciar diretamente os custos de produção de eletricidade. A tarifa a ser paga pelos consumidores finais é composta por várias parcelas, onde podemos destacar a componente que diz respeito à energia, que engloba valores relativos à produção e comercialização da energia, a componente do uso das redes, que diz respeito às tarifas de acesso às redes, e a componente dos CIEG, que diz respeito a custos de política energética e de interesse económico geral. No trabalho apresentado o estudo centraliza-se no valor da parcela relativa à energia, componente não regulada. Este valor é baseado no preço de mercado e, por sua vez, o preço de mercado é calculado de acordo com as ofertas de compra e venda de energia. No entanto, não entram para o cálculo do preço de mercado as propostas de oferta pelas fontes de energia renovável, sendo que este varia principalmente de acordo com os preços dos combustíveis fósseis. Os sobrecustos das energias renováveis, não entrando para o cálculo do preço de mercado, irão ser pagos através de subsídios que o estado sustenta. Este facto está a provocar o aumento do défice tarifário e é, portanto, necessário estudar os custos reais de produção de eletricidade e a sua evolução para os diferentes cenários de planeamento energético e integração de renováveis.

1.2. Motivação

Uma parte da dívida pública do país está relacionada com a energia, nomeadamente o défice tarifário correspondente ao setor elétrico. Deste modo é necessário perceber onde está a origem do problema. A estimativa do custo real da produção de eletricidade é uma forma de estudar o

impacto real da política energética de forma não distorcida pelas políticas de subsidiação das diversas fontes, pelas estratégias de investimento em novas centrais e pelas ineficiências dos sistemas de mercado. Com o intuito de clarificar o verdadeiro custo nos sistemas elétricos de produção, pretende-se nesta tese retirar algumas conclusões importantes acerca dos impactos das políticas energéticas de produção de eletricidade em Portugal.

1.3. Objetivos

O trabalho desenvolvido visa obter com maior clareza possível os valores reais para os custos de produção de eletricidade em Portugal. O objetivo principal é verificar se os preços de mercado praticados atualmente vão de encontro aos custos reais de produção de eletricidade. Com este trabalho será ainda possível obter uma estimativa de custos para os próximos anos, tendo em consideração diferentes cenários de evolução do mercado energético. O objetivo é retirar algumas conclusões acerca das melhores políticas a seguir no mercado energético de maneira a manter os custos de produção o mais baixo possível, tendo em conta as necessidades energéticas básicas.

1.4. Estrutura

A presente dissertação está dividida em seis capítulos diferentes, sendo que em seguida se apresenta uma breve apresentação de cada capítulo:

O Capítulo 1 contém uma breve introdução, onde é abordado o tema das tarifas da energia, a inserção das renováveis no mercado e os principais aspetos a ter em conta no cálculo do preço de mercado. São ainda referidos os principais objetivos a alcançar com o trabalho e a motivação para o desenvolvimento da dissertação.

O Capítulo 2 inclui todo o tipo de informação que foi necessário compilar para a elaboração do trabalho. Inclui informação relativa aos custos associados a cada tecnologia, taxas de desconto utilizadas, custos de combustível e previsões de evolução, custos de CO₂, e centrais existentes em Portugal. No mesmo capítulo é feito o tratamento de informação, uma vez que nem todos os dados são fornecidos nas unidades utilizadas em Portugal.

O Capítulo 3 retrata os cenários estudados. Inicialmente é apresentado o cenário base, fazendo referência aos principais pressupostos assumidos e a toda informação relevante para o desenvolvimento do trabalho, que se baseia nas previsões de desenvolvimento de cada tecnologia em Portugal. Posteriormente são apresentados dois cenários alternativos, onde são apresentadas as diferenças consideradas em relação ao cenário base.

O Capítulo 4 diz respeito à metodologia utilizada. Neste capítulo é apresentado todo o trabalho desenvolvido para obtenção dos resultados obtidos. Apresentam-se todas as fórmulas utilizadas e pressupostos assumidos para o cálculo dos custos de produção de eletricidade. A informação apresenta-se dividida por pequenas secções de forma a simplificar o processo de cálculo.

No Capítulo 5 são apresentados os principais resultados obtidos. Os resultados são apresentados essencialmente em forma de figura de forma a facilitar a sua interpretação. Também os resultados são apresentados em pequenas secções, tal como acontece na metodologia, com o objetivo de mostrar todo o tipo de resultados intermédios necessários para a obtenção dos resultados finais do custo de produção de eletricidade. Juntamente com os

Estrutura

resultados são retiradas pequenas conclusões intermédias que ajudam na interpretação de resultados.

Por fim, no Capítulo 6, são apresentadas as principais conclusões retiradas ao longo do trabalho, fazendo um apanhado global aos resultados obtidos. Faz-se ainda referência a possíveis trabalhos futuros relacionados com o tema da dissertação, que possam facilitar a estimativa dos custos de produção, de forma a ser possível fazer comparações entre vários países e vários cenários diferentes.

Capítulo 2

Estado da arte

2.1. Introdução

Para o desenvolvimento do trabalho proposto foi necessária uma grande pesquisa de dados relativos a todo o tipo de custos relacionados com a produção de energia. Inicialmente foi necessário averiguar quais são esses custos, sendo que, de acordo com a fórmula tradicional do cálculo de LCOE [1-9] pudemos dividir os custos em três parcelas diferentes: os custos de investimento, custos de O&M e custos de combustível. Estes custos são divisíveis em custos fixos e custos variáveis, sendo os custos de investimento fixos, os custos de combustível variáveis e os custos de O&M têm uma parcela fixa e outra variável.

Ao fazer a pesquisa destes dados é importante ter em atenção o espaço temporal ao qual as informações dizem respeito, pois na sua maioria, são valores que variam ao longo dos anos, e é necessário ter o devido cuidado na seleção dos dados a utilizar.

Para além dos custos referidos é ainda necessário fazer uma pesquisa sobre a evolução das taxas de desconto verificadas em Portugal, bem como do tempo de vida útil esperado para cada tecnologia, fatores que vão ter influência no cálculo do LCOE.

2.2. Estudos equivalentes

O estudo do LCOE é muito importante para avaliar a viabilidade económica das tecnologias de produção de eletricidade. Com o cálculo do LCOE é possível comparar tecnologias muito diferentes no que diz respeito a custos de investimento, combustível utilizado, eficiência, tempo de vida e custos de O&M. Existem muitos estudos envolvendo custos de produção de eletricidade, apresentam-se em seguida alguns exemplos consultados:

2.2.1. *Projected Costs of Generating Electricity* [10]

Trata-se de um estudo muito completo acerca do LCOE, desenvolvido pela IEA juntamente com a NEA que apresenta os dados mais recentes disponíveis para uma ampla variedade de combustíveis e tecnologias, incluindo carvão e gás natural (com e sem a captura de carbono), nuclear, hídrica, eólica *onshore* e *offshore*, biomassa, ondas, solar e cogeração. Fornece dados

relativos ao LCOE para cerca de 200 centrais, incluindo dados de 21 países diferentes. O relatório contém uma extensa análise de sensibilidade do impacto das variações nos parâmetros fundamentais, tais como taxas de desconto, preços de combustível e custos de CO₂. O estudo mostra que a competitividade dos custos de tecnologias geradoras de energia elétrica depende de uma série de fatores que podem variar a nível nacional e regional.

O objetivo principal do estudo é disponibilizar informação que ajude decisores políticos, investigadores e profissionais do setor que procuram entender melhor os custos de geração de energia de diferentes tecnologias.

2.2.2. *Potentials and Costs for Renewable Electricity Generation* [11]

É um trabalho que apresenta os dados característicos acerca do potencial e dos custos relacionados com energias renováveis. O objetivo deste relatório é fornecer uma visão geral das figuras-chave que descrevem as tecnologias mais importantes para a geração de eletricidade renovável. A abordagem adotada no relatório é a seguinte: em primeiro lugar, é apresentado um panorama dos dados descritivos como pode ser encontrado na literatura. Para esse fim, focam-se em duas entidades: a Holanda de um lado, e os 15 Estados membros da União Europeia na época por outro. A partir desta visão geral, para os parâmetros de tecnologia, vários intervalos de dados foram identificados, que descrevem melhor essas tecnologias. Finalmente, seguindo uma abordagem bem definida, os intervalos de dados definidos para a Holanda e os Estados membros da União Europeia são utilizados para criar um país específico com um resumo dos dados. Os parâmetros apresentados neste relatório dividem-se em três grupos: potenciais, financeiros e técnicos.

Os dados sobre o potencial da energia renovável são limitados por questões de planeamento e de aceitação do público, ou seja, é usado o conceito de “potencial realista”.

Os dados técnicos específicos são descritos por parâmetros como densidade energética, fator de carga e tempo de vida das centrais.

Os dados financeiros considerados são os custos de investimento e custos de O&M.

2.2.3. *Study on Cost and Business Case Comparisons of renewable vs. non-renewable technologies* [12]

É um estudo que pretende dar resposta a algumas perguntas tais como: A produção de eletricidade por tecnologias de fontes renováveis não é mais cara que a produção térmica convencional? Como respondemos a isso se as comparações entre custos são efetuadas entre as novas tecnologias renováveis e não com os custos marginais? Quais os parâmetros que causam diferenças de custos? A energia convencional ainda representa uma opção viável a longo prazo para os investidores e utilizadores?

Por estes motivos a questão dos custos de produção de eletricidade deve ser esclarecida, estudando os custos reais de produção de eletricidade por parte das renováveis e não renováveis, bem como o impacto real das medidas políticas.

Os principais objetivos do estudo em questão são a redução das lacunas existentes a nível de informação relativa a custos de diferentes tecnologias renováveis e não renováveis, analisando dados primários que influenciam os custos de produção. Estudo sobre o impacto das medidas políticas em relação aos custos de produção de eletricidade. Apoiar o serviço público de energia e os investidores na tomada de decisões acerca dos investimentos a fazer, e na escolha de tecnologias, tendo em conta os custos e as remunerações associadas a cada uma.

2.2.4. *Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants* [13]

Trata-se de um estudo que aborda o tema dos custos de produção de eletricidade, considerando que se trata de um assunto crítico no que respeita a projeções e análises energéticas. O custo de produção de eletricidade é um indicador importante na definição do *mix* de capacidades adicionais para alimentar cargas futuras. Os custos de produção ajudam também a determinar como as novas centrais competem com centrais já existentes, bem como a resposta dos produtores de eletricidade às exigências ambientais no que respeita a limitações das emissões de gases com efeito de estufa.

Neste trabalho é feito um resumo sobre os dados fornecidos pela IEA, acerca dos custos de produção de eletricidade, atualizados anualmente, fazendo a comparação entre o ano de 2011 e 2010. São recolhidos dados a cerca de várias tecnologias diferentes, fazendo estimativas de custo para cada tecnologia. As estimativas são feitas para uma central genérica de um determinado tamanho e configuração, e assumindo um local sem restrições incomuns ou necessidades de infraestrutura. Os dados utilizados são maioritariamente relativos a projetos reais, ou em desenvolvimento, sendo que na falta desta informação, são estimados os custos para centrais genéricas.

2.2.5. O Setor Elétrico em Portugal Continental [14]

A nível nacional não foram encontrados muitos estudos envolvendo o custo de produção de eletricidade por unidade. O estudo do BPI baseia-se, tal como o presente estudo, no cenário proposto pelo PNAER, no entanto, baseia-se na proposta inicial do governo, enquanto o presente estudo se baseia nas mais recentes alterações propostas para discussão pública. O estudo do BPI tem como objetivo propor um cenário economicamente mais viável, alternativo ao cenário do PNAER. Inicialmente é feita uma análise à situação atual do setor energético, estudam-se as principais tendências de evolução, e por fim faz uma análise aos investimentos previstos, propondo cenários alternativos, economicamente mais viáveis, com base nos investimentos efetuados, e no custo unitário de produção de eletricidade. Tendo em conta os fatores económicos enunciados, o BPI propõe um cenário onde serão adiados, ou mesmo cancelados todos os investimentos em energias renováveis, admitindo apenas o aumento da capacidade hídrica e de gás natural.

2.2.6. Roteiro Nacional das Energias Renováveis [15]

Trata-se de um estudo nacional, desenvolvido pela APREN, que tem como principal objetivo o apoio à elaboração no PNAER. Este estudo foi efetuado tendo em conta as metas impostas pela Diretiva 2009/28/CE. O cenário proposto neste estudo não se baseia no custo de produção de eletricidade por tecnologia, pelo que corre o risco de não ser economicamente sustentável. É um cenário onde há a clara tendência para a elevada penetração de renováveis, pelo que consideramos não ser adequado à situação do país. Apesar de não atender ao custo de produção de eletricidade por cada tecnologia, é um estudo muito completo, onde aborda todos os setores energéticos, e propõe cenários de desenvolvimento em todos os setores, de forma a garantir as metas previstas para 2020.

2.3. Vida útil das centrais

Como todo e qualquer bem material, também as centrais de produção de energia têm um tempo de vida útil estimado. Este tempo de vida útil tem influência direta no cálculo do LCOE, pois os custos relativos ao investimento inicial terão de ser pagos durante este tempo para que a central não dê prejuízo ao promotor.

Para saber quais os tempos de vida de cada tipo de tecnologia foram consultados documentos elaborados pela IEA, de forma a obter valores o mais viáveis e realistas possível. Na maioria dos documentos as informações disponibilizadas iam de encontro aos mesmos valores, sendo que os valores utilizados para os cálculos efetuados são os apresentados na seguinte tabela:

Tabela 2.1 - Tempo de vida das centrais [16-19]

Tempo de vida das diferentes tecnologias (anos)				
PRE_Eólica	PRE_Eólica OffShore	PRE_Fotovoltaico	PRE_Solar Termoelétrico	PRE_Hídrica
20	20	20	20	50
Grande Hídrica	PRE_Térmica	Carvão	Gás_Natural	PRE_Ondas
50	15	40	30	20

Em casos onde as informações não coincidiam nos diferentes documentos optou-se por valores dentro da gama apresentada, optando sempre por cenários mais pessimistas.

No que diz respeito às centrais de PRE_Térmica optou-se por utilizar um valor intermédio, uma vez que dentro deste tipo de centrais temos várias tecnologias diferentes, e era impossível obter um valor exato.

2.4. Evolução da taxa de desconto

Numa perspetiva económica é diferente fazer um investimento no ano t , ou no ano $t+i$, sendo i um número inteiro. O dinheiro não tem sempre o mesmo valor, e por isso é necessário que se faça o estudo acerca dos investimentos tendo em conta o ano dos mesmos. Da mesma forma é necessário conhecer as taxas de desconto (taxa de desconto) em vigor no ano do investimento, para que se possa obter o valor real desse investimento no ano atual[20].

As taxas de desconto utilizadas pelos promotores das centrais de eletricidade são definidas em contrato, no entanto, uma vez que era impossível ter conhecimento de todas essas taxas de desconto acordadas por cada promotor, optou-se por utilizar as taxas de desconto do banco central [21, 22]. Para os anos futuros fez-se uma estimativa com base no desenvolvimento económico esperado para Portugal, para tornar os cálculos o mais realistas possível. As taxas de desconto utilizadas são então as apresentadas na tabela seguinte:

Tabela 2.2 - Taxas de desconto [21]

Evolução da taxa de desconto

1968	1973	1979	1985	1987	1992	1993
0,03	0,05	0,18	0,19	0,15	0,22	0,11
1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
0,09	0,09	0,07	0,05	0,03	0,04	0,0575
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
0,04	0,0375	0,03	0,03	0,0325	0,045	0,05
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
0,03	0,0421	0,054	0,1024	0,11	0,11	0,1
2015	2016	2017	2018	2019	2020	
0,09	0,08	0,075	0,07	0,065	0,06	

Para casos esporádicos onde os investimentos efetuados têm mais de 20 anos, e são efetuados em vários anos diferentes, optou-se por utilizar taxas de desconto médias para essas épocas, sendo elas apresentadas de seguida:

Tabela 2.3 - Valores médios da taxa de desconto (+ de 20 anos) [21]

+ de 50 anos	+ de 40 anos	+ de 30 anos	+ de 25 anos	+ de 20 anos
0,02	0,03	0,12	0,2	0,17

Para uma melhor perceção da evolução das taxas de desconto podemos analisar a seguinte Figura:

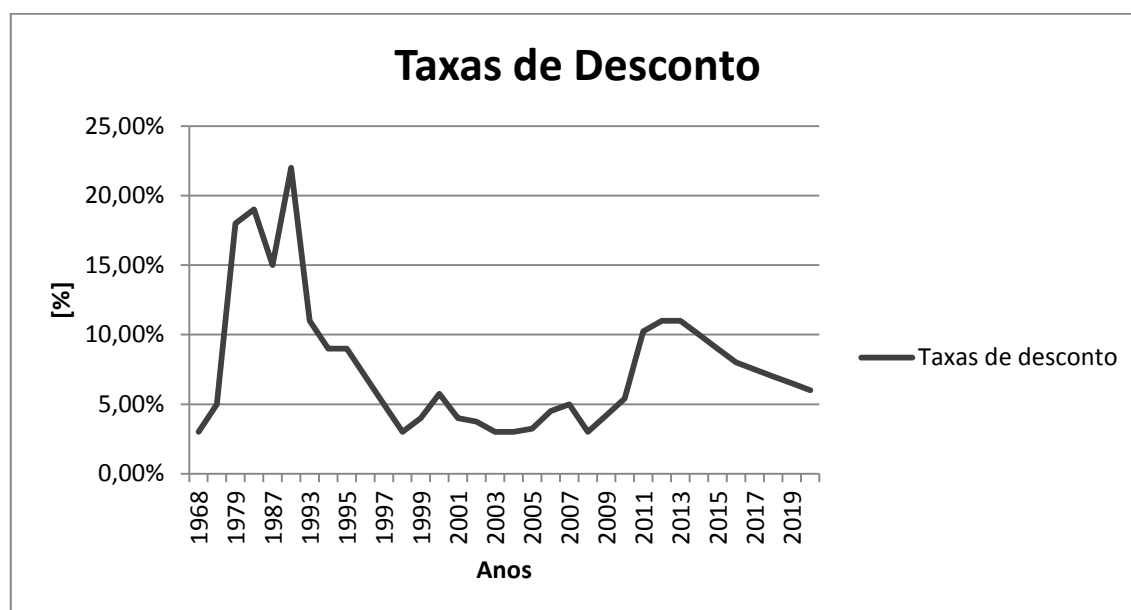


Figura 2.1 - Evolução da taxa de desconto

Ao analisar a figura podemos observar que em certas épocas a taxa de desconto passou por valores bastante elevados. Estas épocas correspondem a momentos de maior crise económica no país, tal como aquela que se vive nos dias de hoje. Pode ver-se por exemplo os efeitos da crise

vivida após o 25 de abril, juntamente com os efeitos provocados pelo choque petrolífero de 1979. A taxa de desconto é um indicador importante para ajudar a tomar decisões acerca de grandes investimentos, podendo significar diferenças muito significativas a longo prazo.

2.5. Investimento inicial

Na maioria das tecnologias de produção de eletricidade o investimento inicial representa a principal fonte de custos, sendo a maior parte das vezes responsável por mais de 50% dos custos totais no ciclo de vida da central. Para o estudo em causa foram consultados vários documentos de forma a garantir a maior veracidade possível nos valores utilizados. As informações disponibilizadas dizem normalmente respeito a preços praticados em outros países, no entanto tentou-se fazer a adaptação adequada ao nosso país de forma a garantir resultados verídicos.

A seguir apresentam-se os valores encontrados para as diferentes tecnologias:

Tabela 2.4 - Custos de Investimento PRE_Fotovoltaico [17, 23-26]

PRE_Fotovoltaico				
Ano	USD/kW	€/kW	Fonte	Notas:
2008	4000	3048	IEA	Para grandes centrais(multi-megawatt)
2008	6000	4572	IEA	Para pequenas centrais(residenciais)
2009	3000	2286	IEA	Para grandes centrais(multi-megawatt)
2009	2700	2057	IEA	1kW-50MW
2009	4100	3124	IEA	1kW-50MW
2010		2842		
2010		3450	DEA	Dinamarca
2011	2700	2057	IEA	
2011	4100	3124	IEA	
2015	3600	2743	IEA	
2020	1800	1372	IEA	Para grandes centrais(multi-megawatt) (previsão)
2030	1200	914	IEA	Para grandes centrais(multi-megawatt) (previsão)
2030	1800	1372	IEA	Para pequenas centrais(residenciais) (previsão)
2030	2550	1943	IEA	
2030		1750	DEA	Dinamarca
2050	800	610	IEA	Para grandes centrais(multi-megawatt) (previsão)
2050		950	DEA	Dinamarca

Tabela 2.5 - Custos de Investimento PRE_Solar termoelétrico [24, 26]

PRE_Solar Termoelétrico				
Ano	USD/kW	€/kW	Fonte	Notas:
2015	2950	2248	IEA	Europa
2030	2300	1753	IEA	Europa
2009	8400	6401	IEA	1MW-250MW
2009	4200	3200	IEA	1MW-250MW

Tabela 2.6 - Custos de Investimento PRE_Eólica [17, 24-27]

Investimento inicial

PRE_Eólica				
Ano	USD/kW	€/kW	Fonte	Notas:
2008	1450	1105	IEA	
2008	2600	1981	IEA	
2009	1400	1067	IEA	
2009	2500	1905	IEA	
2010	1700	1295	IEA	
2011	1400	1067	IEA	
2011	2500	1905	IEA	
2015	1750	1334	IEA	
2030	1400	1067	IEA	
2030	1600	1219	IEA	
2050	1300	991	IEA	
2010		1400	DEA	Dinamarca(grandes)
2010		2000	DEA	Dinamarca(5000W-30000W)
2020		1250	DEA	Dinamarca(grandes)
2030		1220	DEA	Dinamarca(grandes)
2050		1160	DEA	Dinamarca(grandes)

Tabela 2.7 - Custos de investimento PRE_Eólica *OffShore* [17, 24-27]

PRE_Eólica offshore				
Ano	USD/kW	€/kW	Fonte	Notas:
2003	1900	1448	IEA	
2008	3100	2362	IEA	United Kingdom
2008	4700	3581	IEA	Alemanha e Holanda
2009	3200	2438	IEA	100MW-1000MW
2009	5800	4420	IEA	100MW-1000MW
2010	4800	3658	IEA	
2015	2550	1943	IEA	
2030	2600	1981	IEA	
2010		2700	DEA	Dinamarca
2020		2300	DEA	Dinamarca
2030		2200	DEA	Dinamarca
2050		2000	DEA	Dinamarca

Tabela 2.8 - Custos de investimento PRE_Hídricas [24-26]

PRE_Hídrica				
Ano	USD/kW	€/kW	Fonte	Notas:
2009	2000	1524	IEA	100kW-300MW
2009	4000	3048	IEA	100kW-300MW
2011	2000	1524	IEA	<300MW
2011	4000	3048	IEA	<300MW
2015	3250	2477	IEA	
2030	3300	2515	IEA	

Tabela 2.9 - Custos de investimento PRO_Hídrica [24-26]

PRO_Hídrica				
Ano	USD/kW	€/kW	Fonte	Notas:
2009	1000	762	IEA	100kW-10000MW
2009	2000	1524	IEA	100kW-10000MW
2011	<2000	<1524	IEA	>300MW
2011	2000	1524	IEA	<300MW
2011	4000	1524	IEA	<300MW
2015	2300	1524	IEA	
2030	2350	1524	IEA	

Tabela 2.10 - Custos de investimento Biomassa [17, 25, 26]

Biomassa				
Ano	USD/kW	€/kW	Fonte	Notas:
2010		1500	DEA	Dinamarca (lascas de madeira(média))
2010		2700	DEA	Dinamarca (palha(média))
2010		4850	DEA	Dinamarca (lascas de madeira(pequena))
2010		4800	DEA	Dinamarca (palha(pequena))
2011	2600	1981	IEA	25MW-100MW
2011	4100	3124	IEA	25MW-100MW
2015	3150	2400	IEA	Europa (Cogeração de pequena e média escala)
2015	650	495	IEA	Europa (cofiring)
2020		1500	DEA	Dinamarca (lascas de madeira(média))
2020		3950	DEA	Dinamarca (lascas de madeira(pequena))
2020		3900	DEA	Dinamarca (palha(pequena))
2030	3000	2286	IEA	Europa (Cogeração de pequena e média escala)
2030	600	457	IEA	Europa (cofiring)
2030		1500	DEA	Dinamarca (lascas de madeira(média))
2030		3950	DEA	Dinamarca (lascas de madeira(pequena))
2030		3900	DEA	Dinamarca (palha(pequena))

Tabela 2.11 - Custos de investimento Biogás [17, 26]

Investimento inicial

Biogás				
Ano	USD/kW	€/kW	Fonte	Notas:
2015	2700	2058	IEA	Europa (biogás digestor)
2030	2550	1943	IEA	Europa (biogás digestor)
2010		5900	DEA	Dinamarca (300ton/dia)
2010		4200	DEA	Dinamarca (550ton/dia)
2010		3400	DEA	Dinamarca (800ton/dia)
2020		5200	DEA	Dinamarca (300ton/dia)
2020		3700	DEA	Dinamarca (550ton/dia)
2020		3100	DEA	Dinamarca (800ton/dia)
2030		5200	DEA	Dinamarca (300ton/dia)
2030		3700	DEA	Dinamarca (550ton/dia)
2030		3100	DEA	Dinamarca (800ton/dia)

Tabela 2.12 - Custos de investimento Resíduos [17, 26]

Resíduos				
Ano	USD/kW	€/kW	Fonte	Notas:
2015	7000	5334	IEA	Europa (inceneração de resíduos)
2030	6600	5029	IEA	Europa (inceneração de resíduos)
2010		8500	DEA	Dinamarca (resíduos)
2020		8500	DEA	Dinamarca (resíduos)
2030		8500	DEA	Dinamarca (resíduos)
2050		8500	DEA	Dinamarca (resíduos)

Tabela 2.13 - Custos de investimento cogeração não renovável [28]

Cogeração não Renovável				
Ano	USD/kW	€/kW	Fonte	Notas:
2005		400	DGEG	Motores de combustão interna
2005		700	DGEG	Motores de combustão interna
2005		300	DGEG	Turbinas e Motores a Vapor
2005		900	DGEG	Turbinas e Motores a Vapor
2005		476	DGEG	Turbinas a gás em ciclo combinado
2005		560	DGEG	Turbinas a gás em ciclo combinado
2005		1260	DGEG	Turbinas a gás em ciclo combinado
2005		2100	DGEG	Turbinas a gás em ciclo combinado
2005		1000	DGEG	Microturbinas
2005		1500	DGEG	Microturbinas
2010		1400	DGEG	Células de Combustível-PEMFC
2010		2500	DGEG	Células de Combustível-PEMFC
2010		1700	DGEG	Células de Combustível-PAFC
2010		2200	DGEG	Células de Combustível-PAFC

Cogeração não Renovável				
Ano	USD/kW	€/kW	Fonte	Notas:
2010		1500	DGEG	Células de Combustível-MCFC
2010		2600	DGEG	Células de Combustível-MCFC
2010		1500	DGEG	Células de Combustível-SOFC
2010		2500	DGEG	Células de Combustível-SOFC

Tabela 2.14 - Custos de investimento PRO_Carvão [17, 26, 29]

PRO_Carvão				
Ano	USD/kW	€/kW	Fonte	Notas:
2001	410	312	IEA	África do Sul
2002	1175	895	IEA	Alemanha
2002	822	626	IEA	India
2003	993	757	IEA	Coreia
2005	1100	838	IEA	Canadá-(excluindo interest rate or owner's costs)
2006	1500	1143	IEA	Dinamarca-(excluindo interest rate or owner's costs)
2006	1800	1372	IEA	Japão
2006	580	442	IEA	China
2015	1700	1295	IEA	Europa (subcritical)
2015	2000	1524	IEA	Europa (Supercritical)
2015	2300	1753	IEA	Europa (Ultrasupercritical)
2015	2800	2134	IEA	Europa (IGCC)
2030	1700	1295	IEA	Europa (subcritical)
2030	2000	1524	IEA	Europa (Supercritical)
2030	2300	1753	IEA	Europa (Ultrasupercritical)
2030	2750	2096	IEA	Europa (IGCC)
2010		1450	DEA	Dinamarca
2020		1400	DEA	Dinamarca
2030		1400	DEA	Dinamarca
2050		1400	DEA	Dinamarca

Tabela 2.15 - Custos de investimento PRO_Gás natural [17, 26, 29]

PRO_Gás Natural				
Ano	USD/kW	€/kW	Fonte	Notas:
1999	950	724	IEA	Reino Unido
2015	1000	762	IEA	Europa (turbina a gas de ciclo combinado)
2015	600	457	IEA	Europa (turbina a gás (grande))
2015	1000	762	IEA	Europa (turbina a gás (pequena))
2015	5000	3810	IEA	Europa (fuel cell)
2030	1000	762	IEA	Europa (turbina a gas de ciclo combinado)
2030	600	457	IEA	Europa (turbina a gás (grande))

Investimento inicial

PRO_Gás Natural				
Ano	USD/kW	€/kW	Fonte	Notas:
2030	1000	762	IEA	Europa (turbina a gás (pequena))
2030	2500	1905	IEA	Europa (fuel cell)
2010		930	DEA	Dinamarca

Tabela 2.16 - Custos de investimento geotérmica [24, 26]

Geotérmica				
Ano	USD/kW	€/kW	Fonte	Notas:
2015	3600	2743	IEA	Europa
2030	3450	2629	IEA	Europa
2009	2000	1524	IEA	(flash) 10 MW-250 MW
2009	4000	3048	IEA	(flash) 10 MW-250 MW
2009	2400	1829	IEA	(binary) 12 MW-20 MW
2009	5900	4496	IEA	(binary) 12 MW-20 MW

Tabela 2.17 - Custos de investimento ondas [17, 19, 24, 26]

Ondas				
Ano	USD/kW	€/kW	Fonte	Notas:
2015	4250	3239	IEA	Europa
2030	3250	2477	IEA	Europa
2009	4500	3429	IEA	100kW-2MW
2009	5000	3810	IEA	100kW-2MW
2010		5100	DEA	
2010		12000	DEA	
2030		2100	DEA	
2030		4300	DEA	
2050		1700	DEA	
2050		3400	DEA	
2010	6800	5182	IEA	
2010	9000	6858	IEA	
2020	5700	4343	IEA	
2030	4700	3581	IEA	

Como é possível verificar muitos dos valores apresentados estavam em USD/kW, pelo que foi necessário fazer a conversão para €/kW através da taxa de conversão em vigor. Posteriormente fez-se ainda a conversão de €/kW para €/MW de modo a que todos os cálculos fossem efetuados nessa grandeza.

Tendo em conta todos os valores apresentados anteriormente, e ainda valores presentes no relatório *Projected costs of generating electricity* [10] optou-se por utilizar os seguintes custos de investimento para cada tecnologia. De salientar que a seguinte tabela foi realizada tendo em consideração as tendências de cada tecnologia, bem como da economia em Portugal.

Tabela 2.18 - Custos de investimento por tecnologia (1)

Custos de investimento [€/MW]					
Ano	PRE_Fotovoltaico	PRE_Solar termoelectrico	PRE_Eólica	PRE_Eólica offshore	PRE_Hídrica
+ de 20 anos			3.000.000 €		4.000.000 €
1993					3.500.000 €
2001			2.000.000 €		3.000.000 €
2006	5.000.000 €		2.000.000 €		2.500.000 €
2007	4.500.000 €		2.000.000 €		2.500.000 €
2008	4.000.000 €		1.500.000 €		2.500.000 €
2009	3.500.000 €	6.000.000 €	1.500.000 €		2.500.000 €
2010	3.000.000 €	5.550.000 €	1.500.000 €		2.500.000 €
2011	3.000.000 €	5.100.000 €	1.500.000 €		2.500.000 €
2012	3.000.000 €	4.650.000 €	1.200.000 €	3.000.000 €	2.500.000 €
2013	2.500.000 €	4.200.000 €	1.200.000 €	3.000.000 €	2.000.000 €
2014	2.500.000 €	3.750.000 €	1.200.000 €	2.500.000 €	2.000.000 €
2015	2.500.000 €	3.300.000 €	1.100.000 €	2.500.000 €	2.000.000 €
2016	2.500.000 €	2.850.000 €	1.100.000 €	2.500.000 €	2.000.000 €
2017	2.000.000 €	2.400.000 €	1.000.000 €	2.500.000 €	2.000.000 €
2018	2.000.000 €	1.950.000 €	1.000.000 €	2.500.000 €	2.000.000 €
2019	2.000.000 €	1.500.000 €	1.000.000 €	2.000.000 €	2.000.000 €
2020	1.500.000 €	1.050.000 €	900.000 €	2.000.000 €	1.500.000 €

Tabela 2.19 - Custos de investimento por tecnologia (2)

Custos de investimento [€/MW]					
Ano	Grande_Hídrica	PRE_Ondas	Carvão	Gás Natural	PRE_Cogeração
1992	2.000.000 €		1.000.000 €		
1998	2.000.000 €		1.000.000 €	750.000 €	
2000	2.000.000 €		1.000.000 €	750.000 €	900.000 €
2001	1.500.000 €		1.000.000 €	750.000 €	900.000 €
2003	1.500.000 €		1.000.000 €	700.000 €	900.000 €
2009	1.500.000 €	6.000.000 €	1.000.000 €	650.000 €	900.000 €
2013	1.500.000 €	5.000.000 €	1.000.000 €	650.000 €	900.000 €
2018	1.500.000 €	4.000.000 €	1.000.000 €	650.000 €	900.000 €

Na tabela anterior os espaços em branco significam que não foram utilizados dados para o ano e tecnologia. Os anos que foram ocultados não representam quaisquer modificações nos custos de investimento, ou seja, mantém o custo referido no ano anterior.

2.6. Custos de O&M

Uma das parcelas constituintes do custo final de produção de eletricidade diz respeito aos custos relativos à operação e manutenção do sistema. Estes custos estão normalmente

Custos de combustível

relacionados com despesas em pessoal, para operação das centrais, bem como manutenção e/ou substituição de componentes da central. Por norma não representam uma parte muito relevante dos custos, no entanto não devem ser ignorados. De referir ainda que alguns documentos dão conta de custos de O&M em €/MW e outros em €/MWh. No estudo efetuado optou-se por utilizar os valores fornecidos em €/MWh, uma vez que para o cálculo do LCOE é necessário ter os custos de O&M nesta unidade. Desta forma foi consultado o documento [10] para obter custos de O&M credíveis.

Dado que neste documento são apresentados custos para vários países diferentes, observa-se uma variação muito grande nos valores, o que nos leva a optar pelo valor médio dos casos apresentados, uma vez que não existem dados referentes a Portugal. Os valores utilizados para custos de O&M são então os apresentados na seguinte tabela:

Tabela 2.20 - Custos de O&M utilizados

Custos de O&M [€/MWh]				
PRE_Fotovoltaico	PRE_Solar Concentração	PRE_Eólica	PRE_Eólica offshore	PRE_Hídrica
27	25	18	20	12
Grande Hídrica	PRE_Ondas	Carvão	Gás Natural	PRE_Térmico
9	50	8	4	10

2.7. Custos de combustível

Os custos de combustível constituem uma parcela muito relevante no custo de produção de eletricidade em centrais térmicas. São custos considerados variáveis, porque dependem da produção de energia, ou seja, se uma central não produzir, estes custos não entram para o cálculo do LCOE, enquanto os custos de investimento são fixos, quer a central produza muito ou pouco esses custos estarão sempre presentes.

A evolução prevista para os preços dos combustíveis apresenta-se nas seguintes figuras:

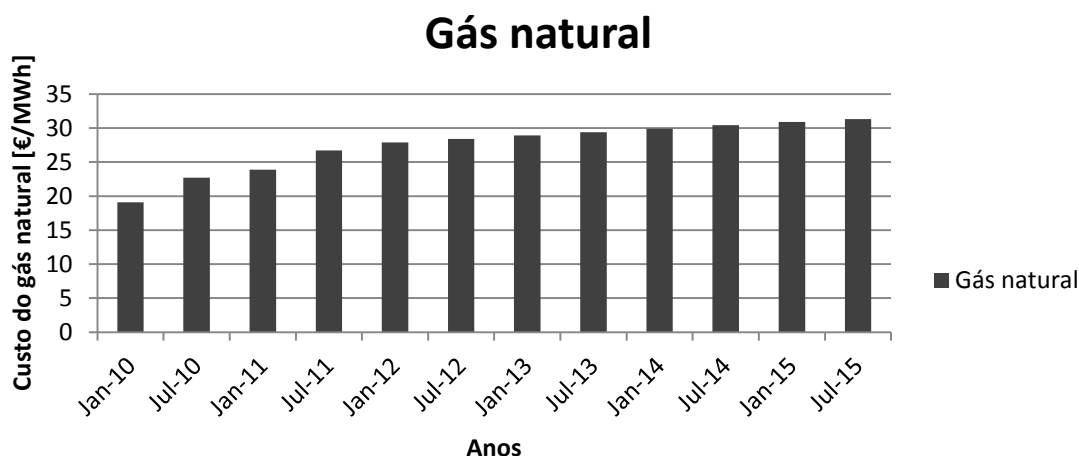


Figura 2.2 - Evolução do custo do gás natural [30]

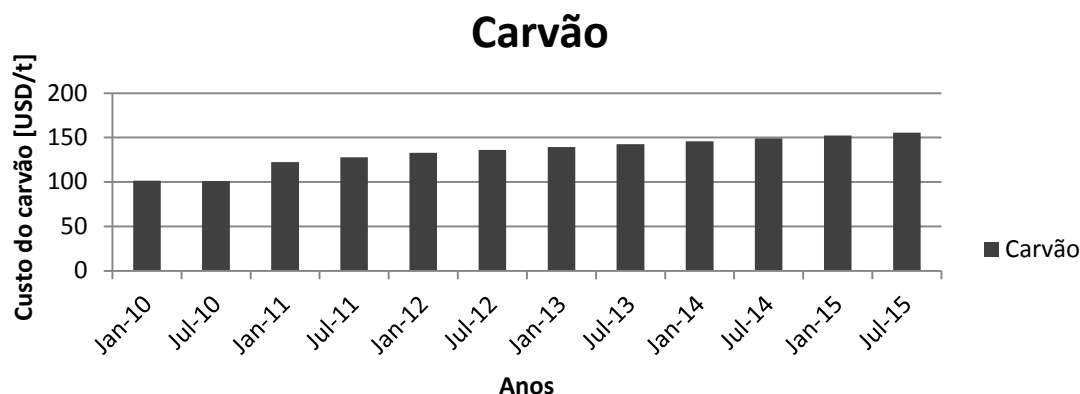


Figura 2.3 - Evolução do custo do carvão [30]

Tendo em conta que apenas temos informação disponível até 2015 optou-se por calcular, com base nessa informação, a tendência da evolução dos custos dos combustíveis, podendo estimar assim a evolução dos custos até 2020. De acordo com as evoluções apresentadas nas figuras calculou-se a taxa de evolução, sendo esta de aproximadamente 1,52% para o gás natural e 3,99% para o carvão. Com base nestas taxas de evolução dos custos estimou-se a seguinte evolução:

Tabela 2.21 - Evolução do custo dos combustíveis

	Gas Natural [€/MWh]	Carvão [USD/t]
2011	26	119
2012	26,39464286	120,0398601
2013	26,79527583	121,0797203
2014	27,20198984	122,1195804
2015	27,61487718	123,1594406
2016	28,03403157	124,1993007
2017	28,45954812	125,2391608
2018	28,8915234	126,279021
2019	29,33005545	127,3188811
2020	29,7752438	128,3587413

Uma vez que os valores apresentados nas figuras não estão em €/MWh elétricos, é necessário fazer essa conversão[31, 32].

A figura do gás natural está em €/MWh de energia primária, no entanto é necessário transformar esse valor em €/MWh de energia elétrica, de maneira a incluir a eficiência das centrais no custo de combustível por cada MWh produzido. Para isso é necessário fazer a divisão do valor em €/MWh pela eficiência da central, obtendo o custo em €/MWh elétrico.

A eficiência das centrais de ciclo combinado a gás natural pode atingir os 60%, no entanto esses valores só se verificam quando estão a funcionar a plena carga, podendo descer até aproximadamente 50% quando funciona a 50% da carga [33]. O valor de eficiência das centrais de ciclo combinado utilizado para o estudo foi 50%, pois as centrais por norma não funcionam à plena carga em Portugal.

Custos de combustível

Podemos então concluir que o custo de combustível por MWh elétrico é o dobro do custo de combustível por MWh expresso em energia primária.

Para o caso do carvão a conversão não se torna tão linear, pois a figura encontra-se em USD/t. Neste caso é necessário fazer uma série de conversões até conseguir expressar o custo em €/MWh elétrico. Inicialmente converte-se de USD/t para USD/MWh, para isso é necessário saber qual a densidade energética do carvão. A densidade depende do tipo de carvão que se usa, e de acordo com o livro [34] consideramos que a densidade energética do carvão utilizado nas centrais de Portugal é aproximadamente de 25000 MJ/t.

Para converter USD/t em USD/MWh é necessário ter a densidade energética em MWh/t, então, multiplicando o fator de conversão de MJ para MWh ($2,78 \times 10^{-4}$) pelo valor da densidade energética em MJ/t obtemos a densidade energética nas unidades pretendidas, 6,945 MWh/t. Estamos assim em condições de converter USD/t em USD/MWh, bastando para isso dividir o valor em USD/t por 6,945 MWh/t. O próximo passo é converter o custo em €/MWh, para isso utilizam-se os fatores de conversão de USD para € previstos para os próximos anos:

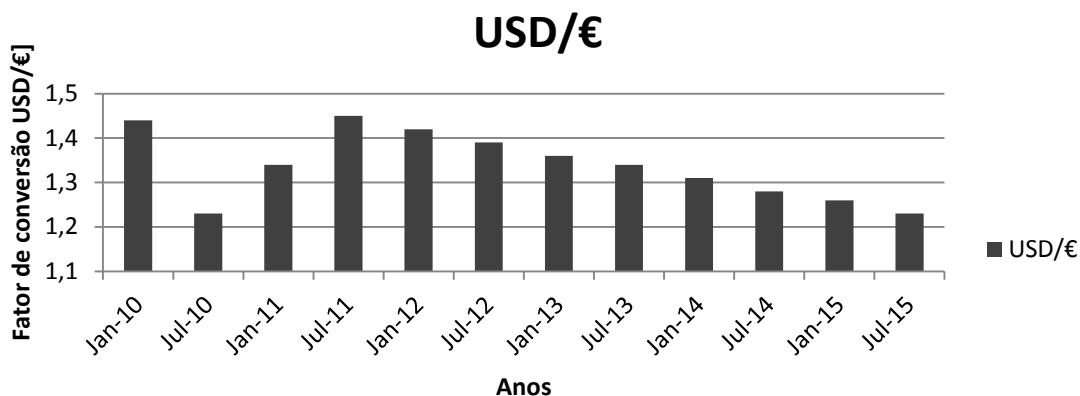


Figura 2.4 – Evolução do fator de conversão USD/€ [30]

Mais uma vez foi necessário estimar a evolução até 2020, visto a informação ser só até 2015. Para isso supôs-se que a uma certa altura a taxa de conversão ia estabilizar, não continuando a descer ao ritmo inicial. Obtemos assim, a seguinte evolução para a taxa de conversão USD/€:

Tabela 2.22 - Evolução da taxa USD/€

	USD/€
2011	1,45
2012	1,39
2013	1,33
2014	1,27
2015	1,21
2016	1,18
2017	1,17
2018	1,16
2019	1,15
2020	1,15

Fazendo a divisão do custo do carvão em USD/MWh pelas taxas de conversão apresentadas obtemos o custo do carvão em €/MWh.

Por fim falta converter o custo do carvão em €/MWh elétrico, para incluir a eficiência das centrais de carvão no custo do combustível. As centrais a carvão podem atingir cerca de 40% de eficiência [33, 35], no entanto, considera-se que em Portugal a eficiência é cerca de 35%, devido à antiguidade das centrais existentes. Tendo em conta este valor basta dividir os custos do combustível em €/MWh pela eficiência e obtemos os custos em €/MWh elétrico.

Desta forma obtemos os custos dos combustíveis a incluir no cálculo do LCOE:

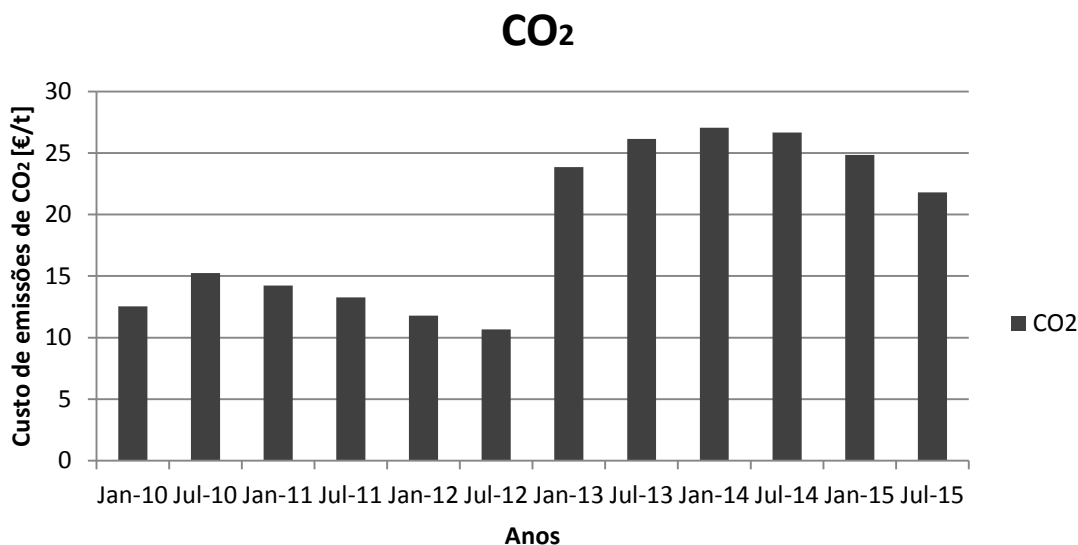
Tabela 2.23 - Custos dos Combustíveis em €/MWh elétrico

	Gas Natural (€/MWh)	Carvão (€/MWh)
2011	52	33,76281622
2012	52,78928571	35,5279694
2013	53,59055166	37,45238452
2014	54,40397967	39,55863414
2015	55,22975437	41,87376802
2016	56,06806314	43,30089259
2017	56,91909624	44,03662154
2018	57,78304681	44,78503548
2019	58,66011091	45,5464653
2020	59,55048759	45,91846004

Para os custos de combustível associados à PRE_Térmica foram considerados os mesmos custos do gás natural, acrescidos de 20%, devido ao custo elevado de biomassa e biogás incluídos na PRE_Térmica. No entanto a tendência seguida foi a do custo de gás natural por ser o combustível predominante na produção em PRE_Térmica.

2.8. Custos de CO₂

As emissões de CO₂ são um efeito provocado pela produção de eletricidade em centrais térmicas, aquando da queima dos combustíveis. É um efeito cada vez mais discutido por questões ambientais, pois prejudica seriamente o meio ambiente e contribui para o efeito de estufa. De acordo com o protocolo de Quioto é necessário reduzir as emissões de gases poluentes para a atmosfera, com o objetivo de reduzir o aquecimento global. Por este motivo os custos associados às emissões de CO₂ são cada vez mais relevantes na produção de eletricidade em centrais térmicas. As previsões para a evolução do custo de emissões de CO₂ são as apresentadas em seguida:

Figura 2.5 - Evolução do custo de CO₂ [30]

Uma vez que só há informação até 2015 é necessário estimar a evolução até 2020. Assumimos então que ao fim de alguns anos o custo de CO₂ irá estabilizar, mantendo-se constante a partir de 2016, que será o cenário mais provável. Obtemos os seguintes valores até 2020:

Tabela 2.24 - Evolução do custo de CO₂

	CO ₂ (€/t _{CO2})
2011	14
2012	12
2013	25
2014	27
2015	23
2016	22
2017	22
2018	22
2019	22
2020	22

A emissão de CO₂ depende da eficiência das centrais em questão e do tipo de combustível que estas utilizam. Inicialmente é necessário saber qual a massa de CO₂ emitida por cada tonelada de combustível. De acordo com o livro [34] o valor médio de emissões para carvão e gás natural é de 2,3 t_{CO2}/t_{carvão} e 2,8 t_{CO2}/t_{gás_natural} respetivamente. Para obter o custo do CO₂ em €/MWh elétrico é necessário converter as emissões de CO₂ para t_{CO2}/MWh. Para isso divide-se o valor em t_{CO2}/t_{combustível} pela densidade energética de cada combustível expressa em MWh/t_{combustível}. Desta forma obtemos as emissões de CO₂ em t_{CO2}/MWh. Por último é necessário converter as emissões para t_{CO2}/MWh elétrico, utilizando o mesmo método utilizado na conversão dos custos de combustível em €/MWh elétrico, ou seja, dividindo o valor a converter pela eficiência da central em questão. O valor das emissões de CO₂ expresso em

t/MWh elétrico para as centrais de carvão e gás natural é então de 0,946t/MWh elétrico e 0,376t/MWh elétrico respetivamente. Por fim falta apenas multiplicar estes valores pelo custo das emissões de CO₂ para obter o custo relativo às emissões por tecnologia. Obtemos então os seguintes valores:

Tabela 2.25 – Evolução dos custos das emissões de CO₂ em €/MWh elétrico

	Gás Natural	Carvão
	CO2 (€/MWh)	CO2 (€/MWh)
2011	5,265250422	13,24694024
2012	4,51307179	11,35452021
2013	9,402232896	23,65525044
2014	10,15441153	25,54767047
2015	8,650054264	21,7628304
2016	8,273964948	20,81662038
2017	8,273964948	20,81662038
2018	8,273964948	20,81662038
2019	8,273964948	20,81662038
2020	8,273964948	20,81662038

Estes custos constituem uma parcela importante no cálculo do LCOE, e são, a par dos custos de combustível e custos de O&M, custos variáveis, por dependerem essencialmente da quantidade de energia produzida.

Tal como aconteceu com os custos de combustível, o custo das emissões de CO₂ para a PRE_Térmica foram calculados com base nos custos das emissões pelo gás natural, igualmente acrescidos de 20% desse custo.

2.9. Centrais em Portugal

2.9.1. Introdução

Para ser possível fazer um estudo dos custos de produção de eletricidade é necessário ter o conhecimento de todo o tipo de tecnologias existentes no *mix* de produção do país, bem como da energia produzida por cada tecnologia, de maneira a obter a melhor estimativa de custos possível. No que diz respeito a PRE podemos contar no país com um forte contributo da energia eólica e cogeração, bem como a participação da tecnologia solar fotovoltaico, mini hídricas e futuramente energia das ondas e solar termoelétrico, sendo que a possibilidade de vir a existir eólica offshore em Portugal está cada vez mais afastada. No que diz respeito a PRO podemos contar com o forte contributo das centrais hídricas, bem como centrais térmicas a carvão e a gás natural, sendo que a produção térmica a fuel está praticamente extinta, não entrando então para as estimativas efetuadas.

O objetivo desta pesquisa é averiguar qual a potência instalada em Portugal de cada uma das tecnologias referidas, bem como o ano de entrada em funcionamento de cada central. As tabelas que se seguem baseiam-se nos dados presentes nas tabelas em anexo:

2.9.2. PRE_Fotovoltaico

Esta é uma tecnologia relativamente recente e ainda em desenvolvimento, pelo que ainda não representa uma parcela muito relevante no sistema energético português. As centrais fotovoltaicas existentes no país são as seguintes:

Tabela 2.26 - PRE_Fotovoltaico em Portugal [36]

PRE_Solar fotovoltaico		
Ano	Potência instalada [MW]	Potência instalada acumulada [MW]
2006	0,4	0,4
2007	12,6	13
2008	50,2	63,2
2009	30	93,2
2010	17,2	110,4

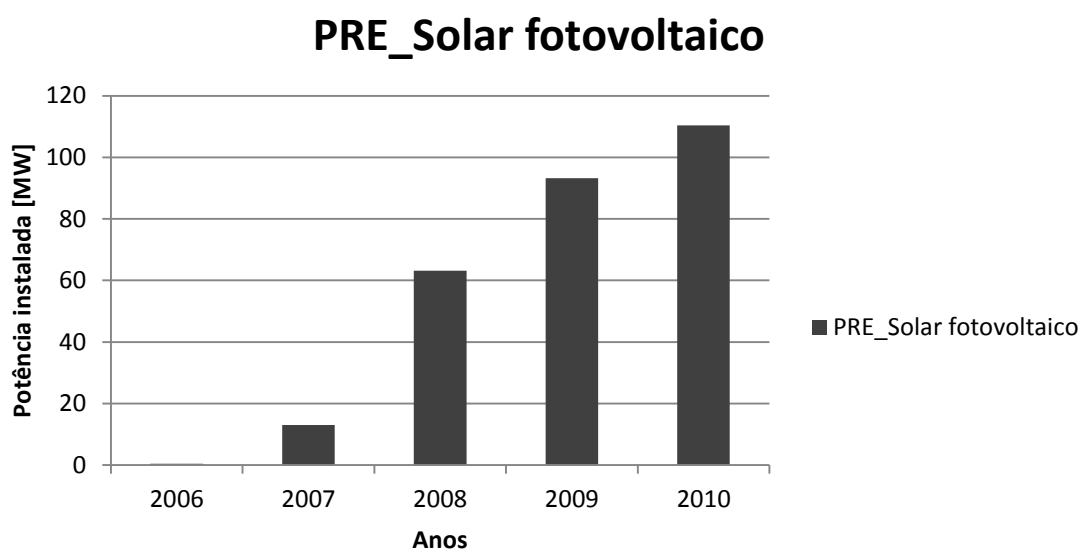


Figura 2.6 - PRE_Fotovoltaico em Portugal

2.9.3. PRE_Eólica

A energia proveniente do vento ocupa já um espaço importante no sistema elétrico português. Atualmente já representa, a par da cogeração, a tecnologia mais utilizada na PRE. Uma vez que é considerada uma tecnologia de produção dispersa, a potência dos parques é normalmente baixa, ou seja, para atingir o nível de potência instalada que se verifica hoje são necessários muitos parques eólicos, como é possível verificar na tabela seguinte:

Tabela 2.27 - PRE_Eólica em Portugal [36]

PRE_Eólica		
Ano	Potência Instalada [MW]	Potência Instalada acumulada [MW]
1992	1,8	1,8
1996	10,2	12
1998	37,5	49,5
1999	10,7	60,2
2000	38,6	98,7
2001	38,4	137,1
2002	100	237,1
2003	93,6	330,7
2004	352,9	683,6
2005	578,9	1262,5
2006	580,9	1843,3
2007	348,6	2191,9
2008	762,3	2954,2
2009	462,1	3416,3
2010	232,7	3649
2011	467,3	4116,3

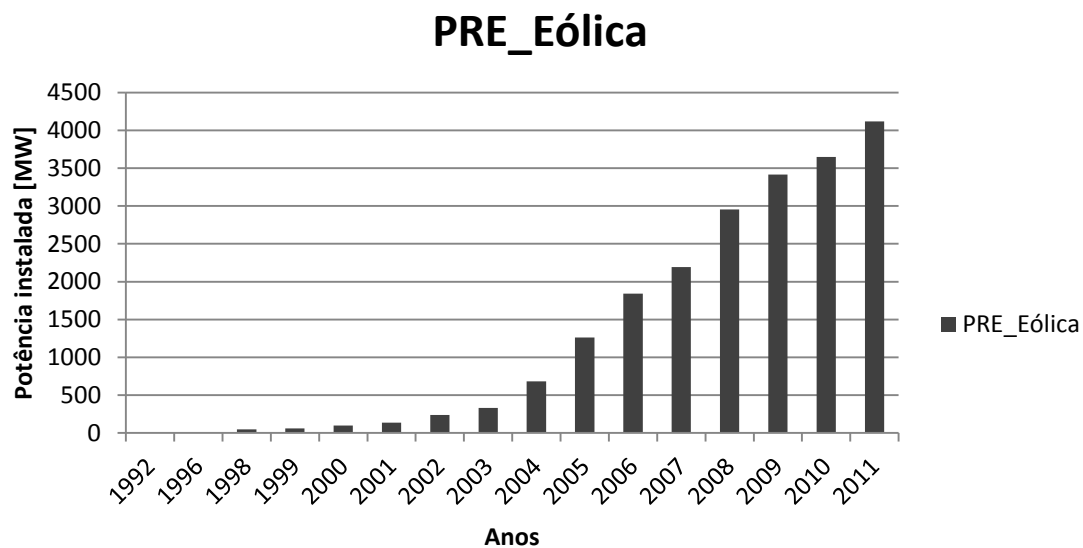


Figura 2.7 - PRE_Eólica em Portugal

2.9.4. PRE_Hídrica

A energia hídrica é o tipo de tecnologia mais utilizado para produzir energia em Portugal, sendo que existe em grandes e pequenas dimensões. Nos casos em que a potência da instalação é baixa então a produção é considerada PRE. Existem muitas centrais deste tipo em Portugal, algumas delas já com muitos anos de existência, como é possível verificar na tabela seguinte:

Centrais em Portugal

Tabela 2.28 - PRE_Hídrica em Portugal [36]

PRE_Hídrica		
Ano	Potência instalada [MW]	Potência instalada acumulada [MW]
+ de 50 anos	67,7	67,7
+ de 40 anos	8,5	76,2
+ de 25 anos	13,9	90,1
+ de 20 anos	21	111,1
1993	40,1	151,2
1994	4,5	155,7
1995	29,5	185,2
1996	8,2	193,3
1997	8,2	201,5
1998	8,1	209,6
1999	1,1	210,8
2001	17,8	228,6
2002	12,7	241,2
2003	1,1	242,4
2004	9,2	251,6
2005	2,1	253,7
2006	20,9	274,6
2007	0,7	275,3
2008	4,2	279,5
2009	3,6	283,1
2010	133,8	416,9

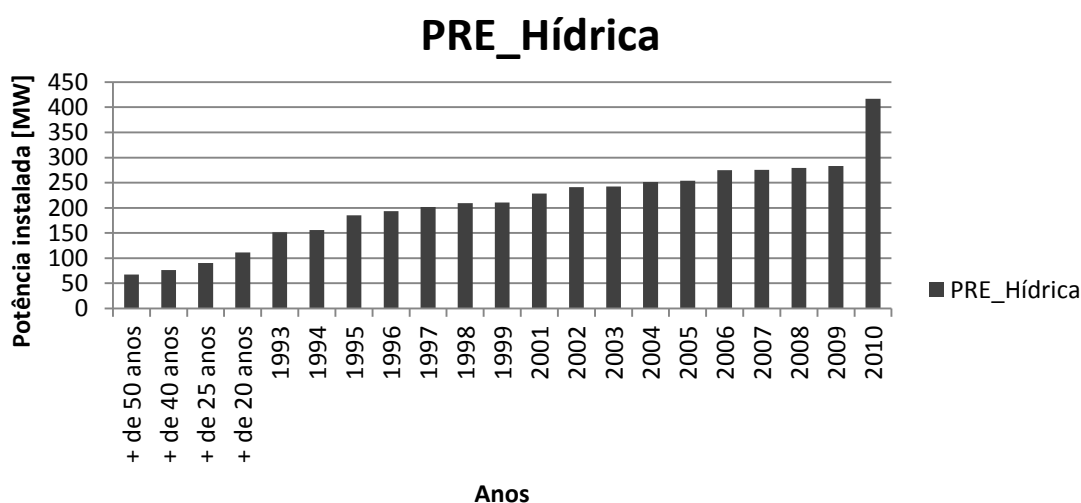


Figura 2.8 - PRE_Hídrica em Portugal

De referir que no ano de 2010 foram consideradas todas as centrais cujo ano de entrada em funcionamento não é conhecido, daí o súbito aumento na potência instalada entre 2009 e 2010.

2.9.5. PRE_Térmica

A PRE_Térmica inclui vários tipos de tecnologia diferente, onde se pode distinguir a biomassa e biogás, bem como centrais de cogeração. Devida ao grande número de centrais deste tipo existentes em Portugal e à falta de informação detalhada sobre essas centrais é impossível apresentar a lista de todas as centrais que compõe a potência instalada em Portugal em

PRE_Térmica, no entanto fica a lista de centrais de biomassa, biogás e resíduos sólidos urbanos existentes:

Tabela 2.29 - PRE_Biomassa em Portugal [36]

PRE_Biomassa		
Ano	Potência instalada [MW]	Potência instalada acumulada [MW]
1987	87	87
1992	30	117
1996	1	118
1998	3,5	121,5
1999	8,4	129,9
2004	188,7	318,6
2005	35,1	353,7
2006	12,1	365,8
2009	77,2	443
2010	5,3	448,3

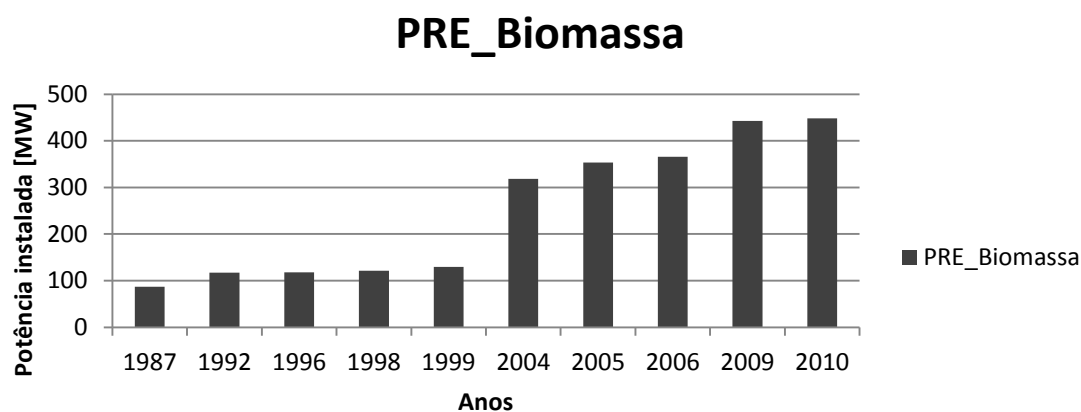


Figura 2.9 - PRE_Biomassa em Portugal

Tabela 2.30 - PRE_Biogás em Portugal [36]

PRE_Biogás		
Ano	Potência instalada [MW]	Potência instalada acumulada [MW]
1997	0,4	0,4
1998	0,3	0,8
2000	1,5	2,3
2002	0,02	2,3
2003	4,6	7
2004	2,6	9,5
2007	1,9	11,4
2008	1,7	13,1
2009	3,9	17
2010	9,8	26,8

PRE_Biogás

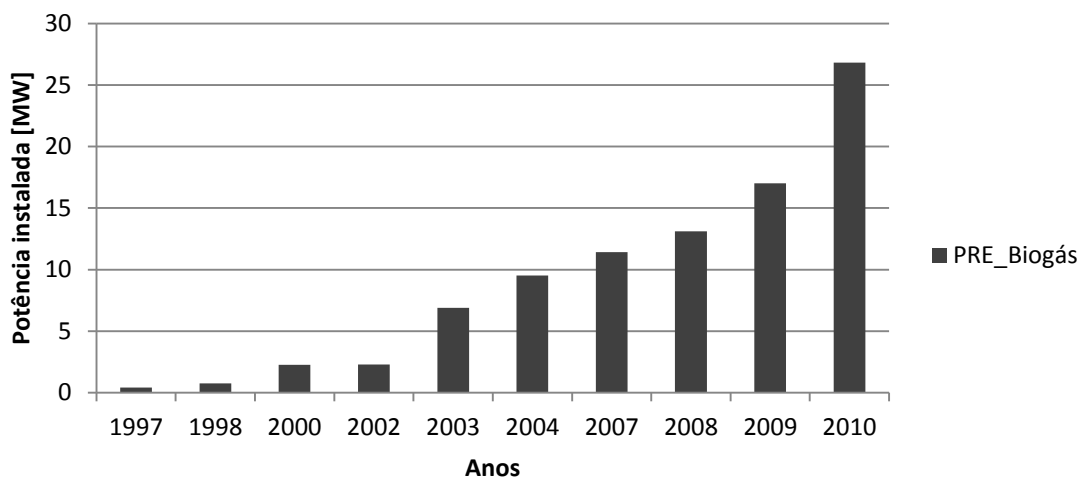


Figura 2.10 - PRE_Biogás em Portugal

Tabela 2.31 - PRE_Resíduos sólidos urbanos em Portugal [36]

PRE_Resíduos sólidos urbanos		
Anos	Potência instalada [MW]	Potência instalada acumulada [MW]
1998	50,6	50,6
1999	29	79,6

PRE_Resíduos sólidos urbanos

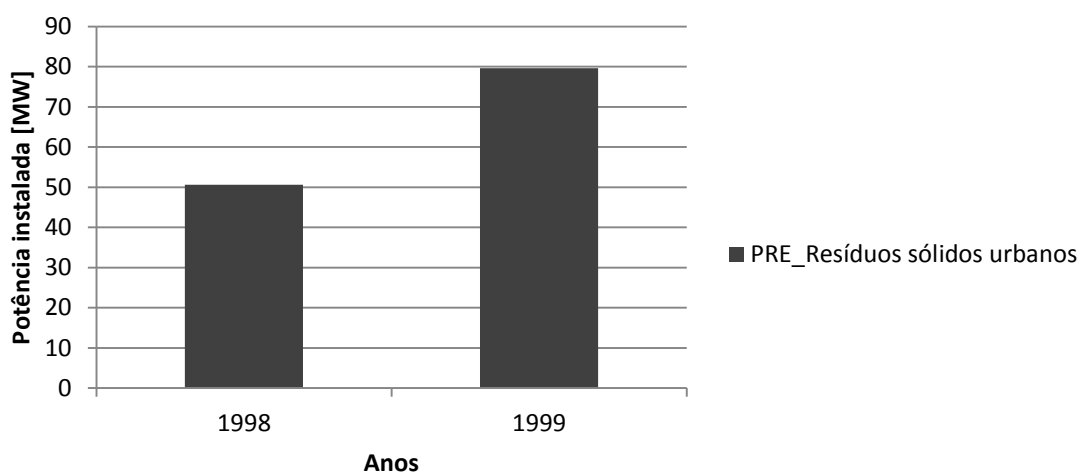


Figura 2.11 - PRE_Resíduos sólidos urbanos em Portugal

2.9.6. PRO_Hídrica

Como já foi referido anteriormente, o aproveitamento da energia hídrica é já uma tecnologia muito desenvolvida e ocupa uma parcela muito importante no plano energético português. É o tipo de energia mais utilizado em Portugal, por ser uma energia limpa e completamente fiável. Até ao momento existem os seguintes aproveitamentos hidroelétricos em Portugal:

Tabela 2.32 - PRO_Hídrica em Portugal [37]

PRO_Hídrica		
Ano	Potência instalada [MW]	Potência instalada acumulada [MW]
+ de 50 anos	1314	1314
+ de 40 anos	692	2006
+ de 30 anos	912	2918
+ de 20 anos	1073	3991
1993	41	4032
1994	40	4072
2001	23	4095
2003	240	4335
2005	191	4526
2011	436	4962

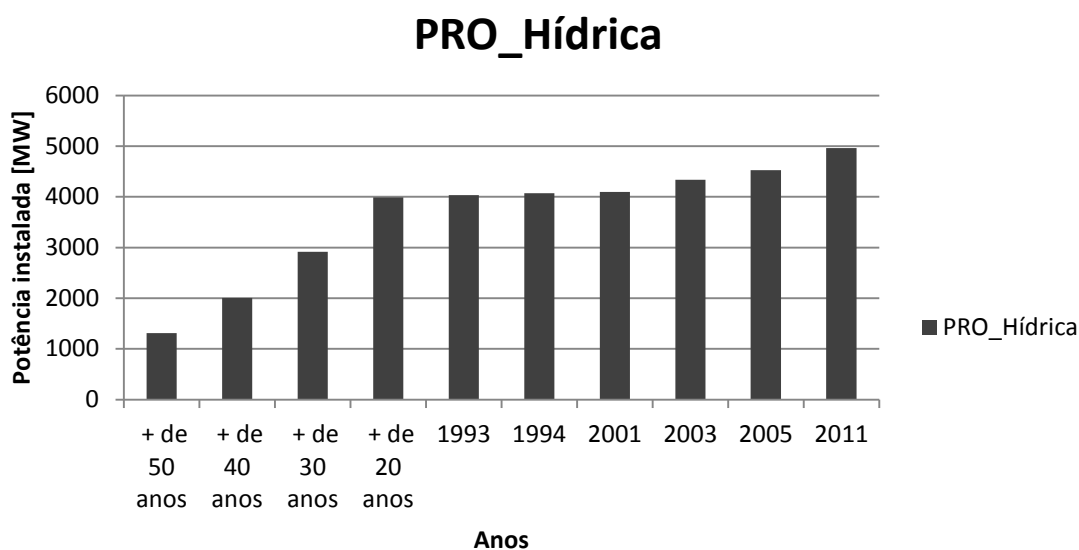


Figura 2.12 - PRO_Hídrica em Portugal

2.9.7. PRO_Gás natural

Apesar de ser uma tecnologia que utiliza combustíveis fósseis, ou seja, tem custos de combustível e emissões de gases indesejáveis para a atmosfera, as centrais a gás natural ocupam uma posição importante no sistema energético, pois fazem parte do tipo de centrais que garantem a segurança do sistema elétrico de energia. Apesar de não existirem muitas centrais desta tecnologia, elas são normalmente de grande potência, o que garante uma boa percentagem desta tecnologia na produção de energia para o país. Atualmente existem as seguintes centrais de gás natural:

Tabela 2.33 - PRO_Gás natural em Portugal [38]

PRO_Gás natural		
Ano	Potência instalada [MW]	Potência instalada acumulada [MW]
1998	990	990
2003	1176	2166
2009	826	2992
2010	837	3829

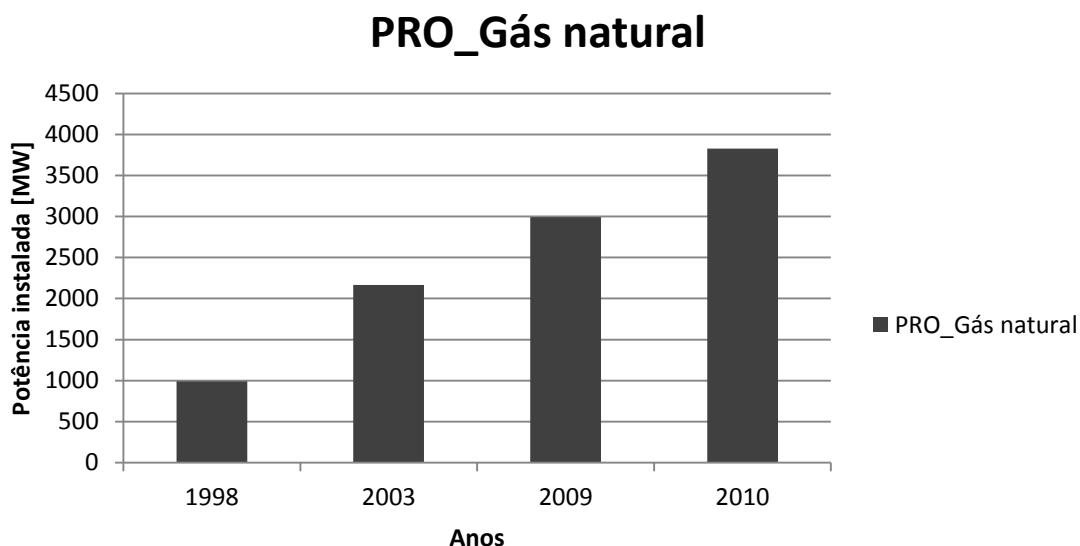


Figura 2.13 - PRO_Gás natural em Portugal

2.9.8. PRO_Carvão

A energia produzida através da combustão do carvão garante, a par das grandes hídricas e do gás natural, a segurança do sistema elétrico. No entanto são um tipo de centrais cujo funcionamento trás vários inconvenientes, nomeadamente a elevada emissão de gases poluentes e o elevado custo do combustível. Em Portugal só existem duas centrais deste tipo, no entanto estas apresentam uma potência elevada, resultando numa parcela importante na produção de energia.

Tabela 2.34 - PRO_Carvão em Portugal [38]

PRO_Carvão		
Ano	Potência instalada [MW]	Potência instalada acumulada [MW]
1985	1180	1180
1993	576	1756

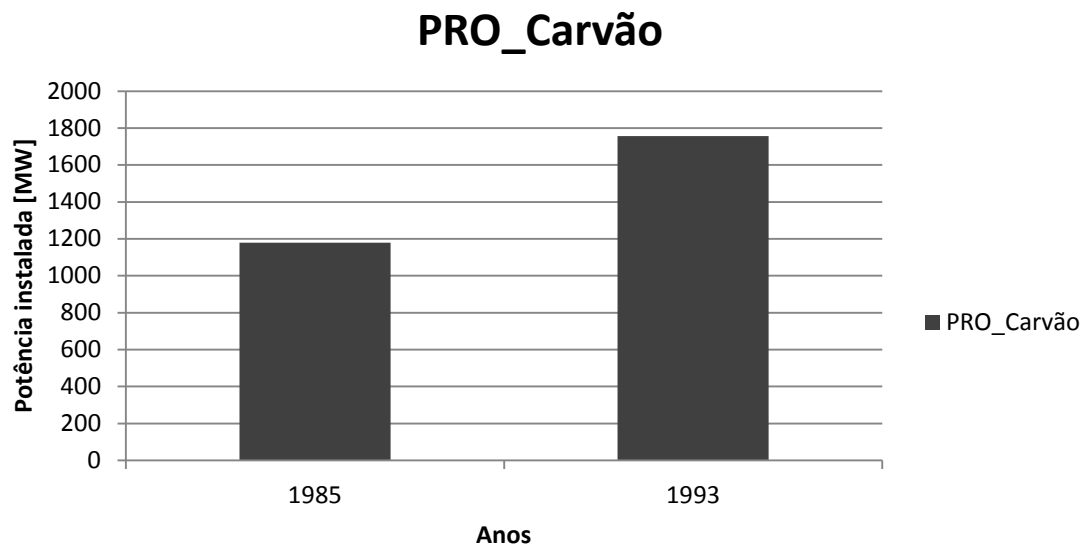


Figura 2.14 - PRO_Carvão em Portugal

Capítulo 3

Cenários estudados

3.1. Cenário base

Para a estimativa dos custos de produção de eletricidade para anos futuros é necessário ter em consideração previsões para o desenvolvimento de cada tipo de tecnologia. Para isso foi utilizado um cenário de desenvolvimento realizado pela DGEG [39]. Trata-se de um documento criado no âmbito da diretiva 2009/28/CE [40], que estabelece no seu artigo 4º que os Estados-Membros devem apresentar um plano nacional de ação para as energias renováveis até 30 de junho de 2010. Este plano fixa os objetivos nacionais relativos à quota de energia proveniente de fontes renováveis nos setores dos transportes, eletricidade e aquecimento e arrefecimento em 2020, bem como as respetivas trajetórias de penetração de cada tecnologia em cada um dos setores. Este plano foi realizado em 2010, no entanto, recentemente surgiram propostas à sua alteração, resultando no documento “Linhas estratégicas para a revisão dos Planos Nacionais de Ação para as Energias Renováveis e Eficiência Energética”, publicado em junho de 2012 [41].

As estimativas realizadas têm como base de previsão o último documento publicado, pois é um documento mais atual e que apresenta cenários de desenvolvimento mais credíveis do que a versão anterior. Os principais objetivos do governo com esta revisão ao plano são os seguintes:

- Alcançar os objetivos de eficiência energética;
- Cumprir metas europeias para 2020;
- Reduzir a dependência energética sem comprometer a segurança de abastecimento;
- Potenciar mercados energéticos liberalizados, competitivos e sustentáveis;

Na evolução da capacidade do sistema electroprodutor assumiram-se pressupostos de entradas e saídas de capacidade até 2020, de acordo com as previsões dos operadores.

Apresentam-se em seguida os pressupostos considerados por tipo de tecnologia.

- PRO_Térmica
 - Central a gásóleo de Tunes será encerrada em 2012
 - Descomissionamento da central a fuel de Setúbal na data prevista (2012)
 - Entrada das CCGT de Sines e Lavos no SEP em 2017

- Central de carvão de Sines é retirada do SEP em 2017, enquanto o Pego só deverá ser desclassificado do final de 2021
- PRO Hídrica
 - Serão executados, até 2020, 6 empreendimentos previstos do PNBEPH (Foz-tua, Fridão, Gouvães, Daivões, Alto Tâmega e Girabolhos)
 - Foram igualmente considerados 3 reforços de potência e 3 novos aproveitamentos
- PRE
 - Apenas considerada a capacidade em construção, licenciadas, pontos de receção atribuídos e outros compromissos. A capacidade das tecnologias emergentes (ondas e solar térmico) é reduzida, e a capacidade de PV e geotermia são inferiores relativamente ao PNAER atual.

3.1.1. Potência instalada por tecnologia

De acordo com estes pressupostos, prevê-se que a evolução da potência instalada em cada tipo de tecnologia siga as seguintes tendências:

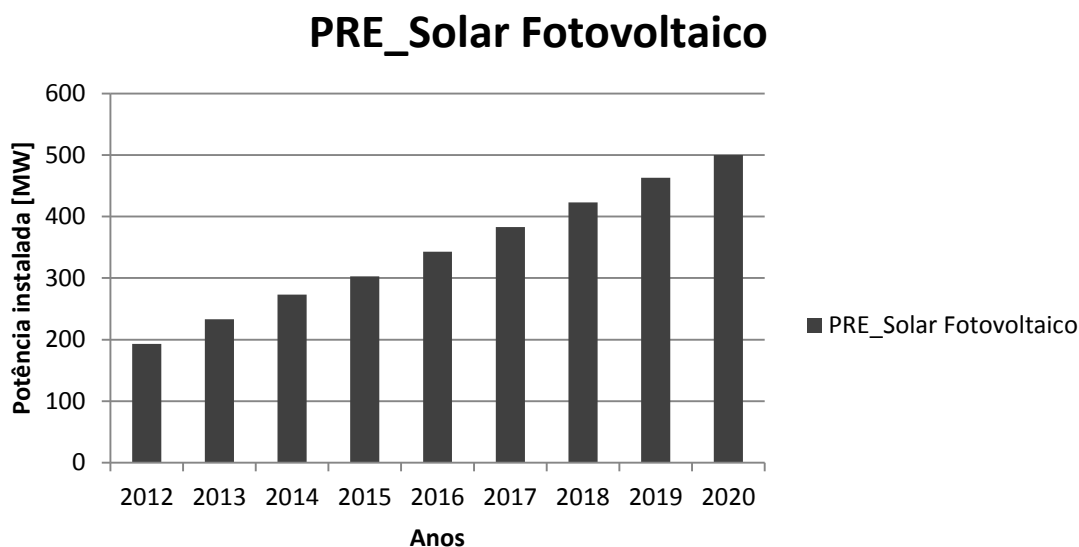


Figura 3.1 - Evolução da Potência instalada de PRE_Solar Fotovoltaico

PRE_Solar termoeletrico

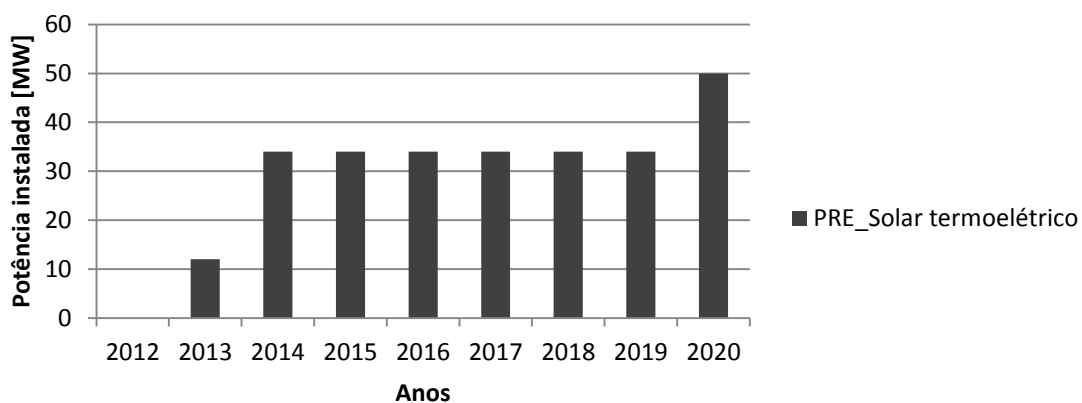


Figura 3.2 - Evolução da Potência instalada de PRE_Solar termoeletrico

PRE_Eólica

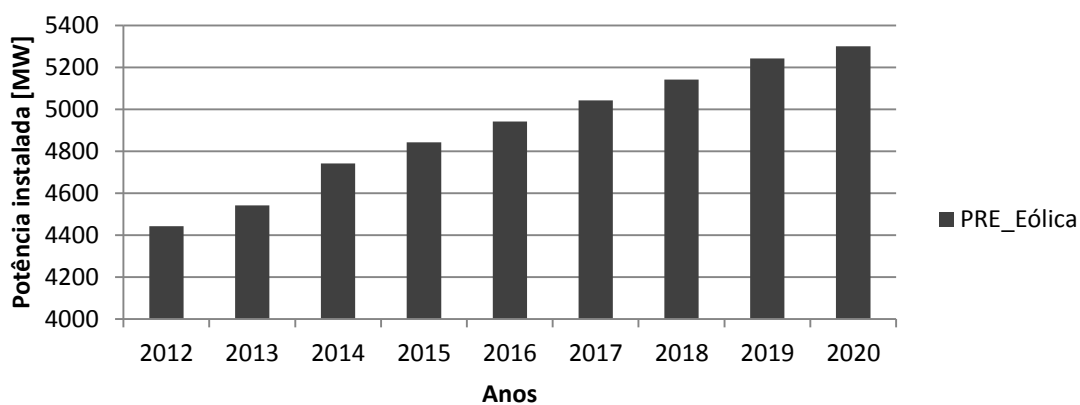


Figura 3.3 - Evolução da Potência instalada de PRE_Eólica

PRE_Hídrica

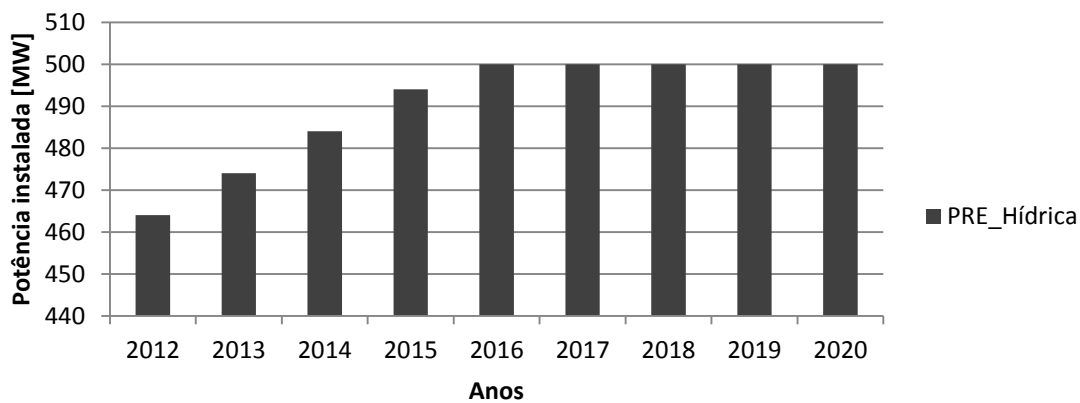


Figura 3.4 - Evolução da Potência instalada de PRE_Hídrica

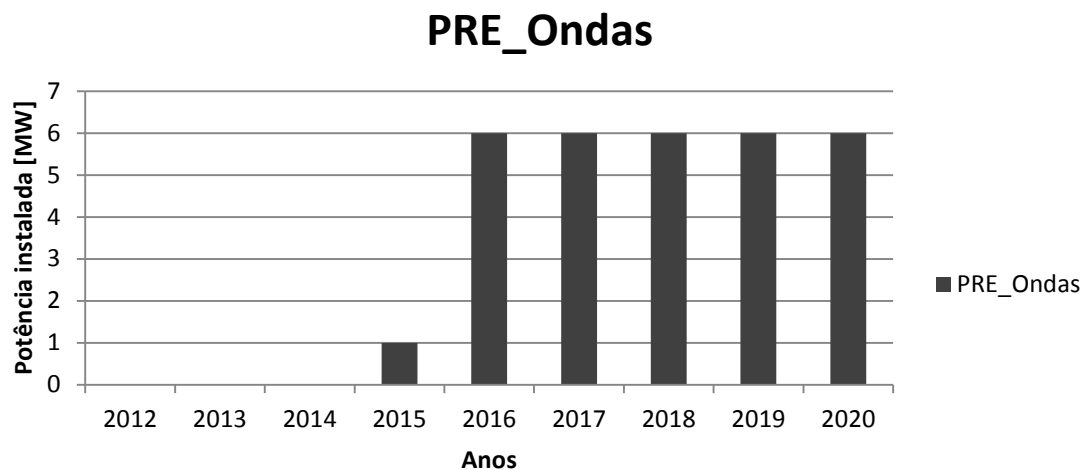


Figura 3.5 - Evolução da Potência instalada de PRE_Ondas

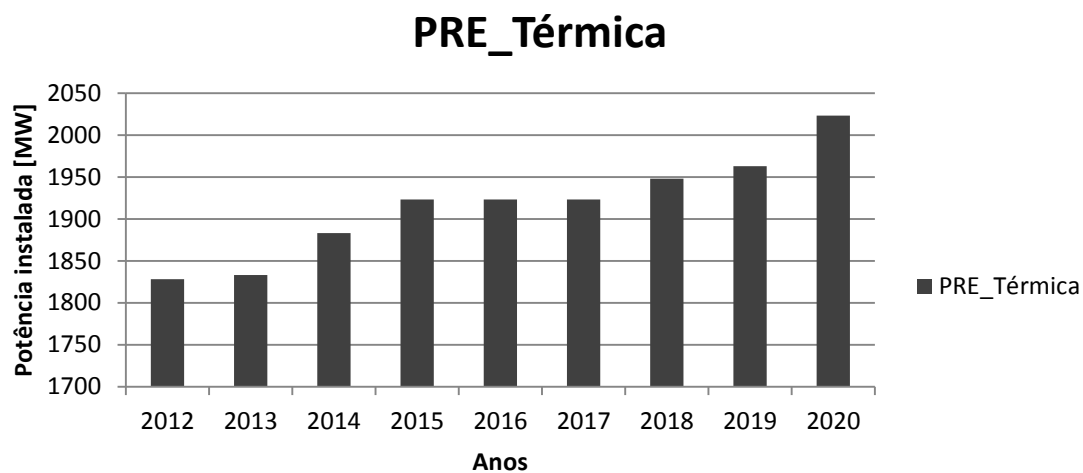


Figura 3.6 - Evolução da Potência instalada de PRE_Térmica

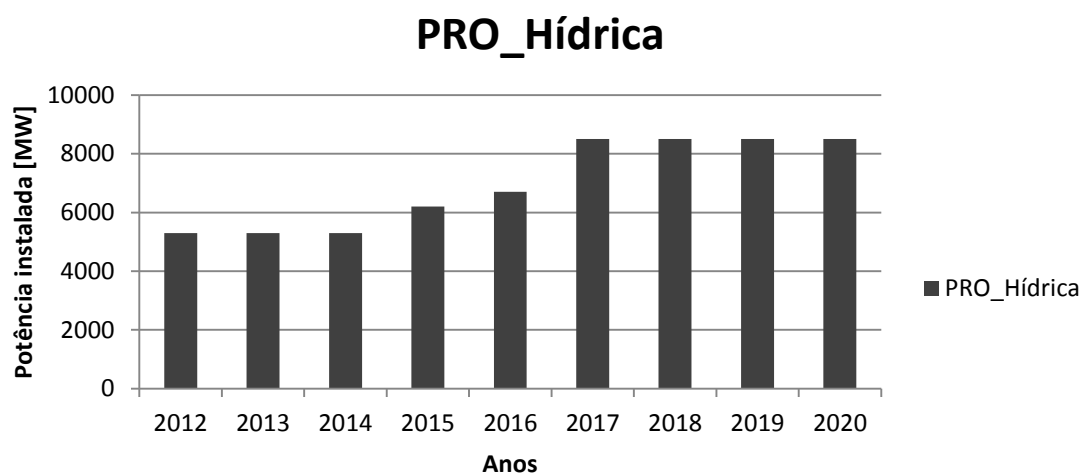


Figura 3.7 - Evolução da Potência instalada de PRO_Hídrica

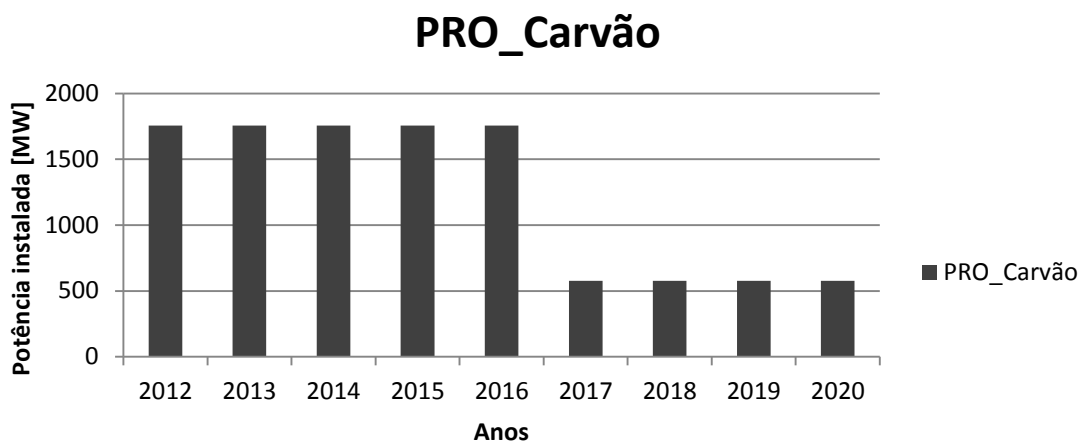


Figura 3.8 - Evolução da Potência instalada de PRO_Carvão

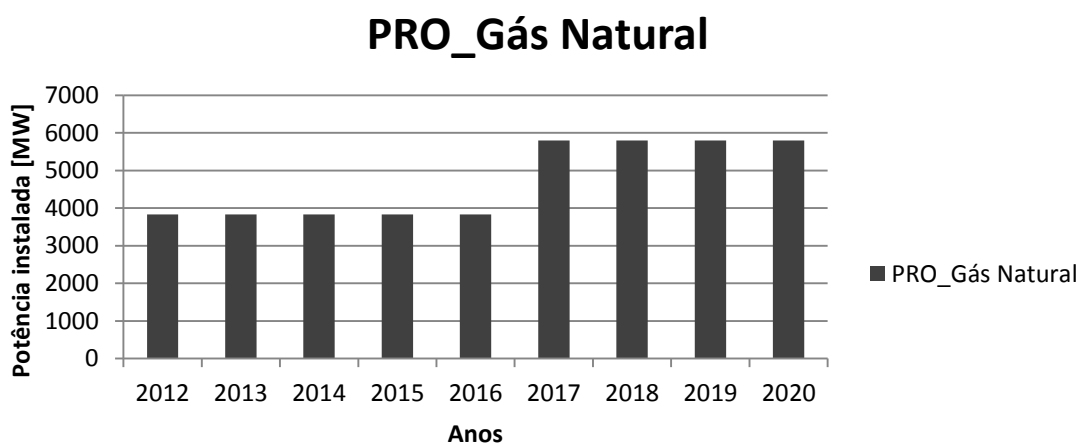


Figura 3.9 - Evolução da Potência instalada de PRO_Gás Natural

No que diz respeito à evolução da potência instalada de PRE e PRO podemos observar a seguinte figura para uma melhor percepção:

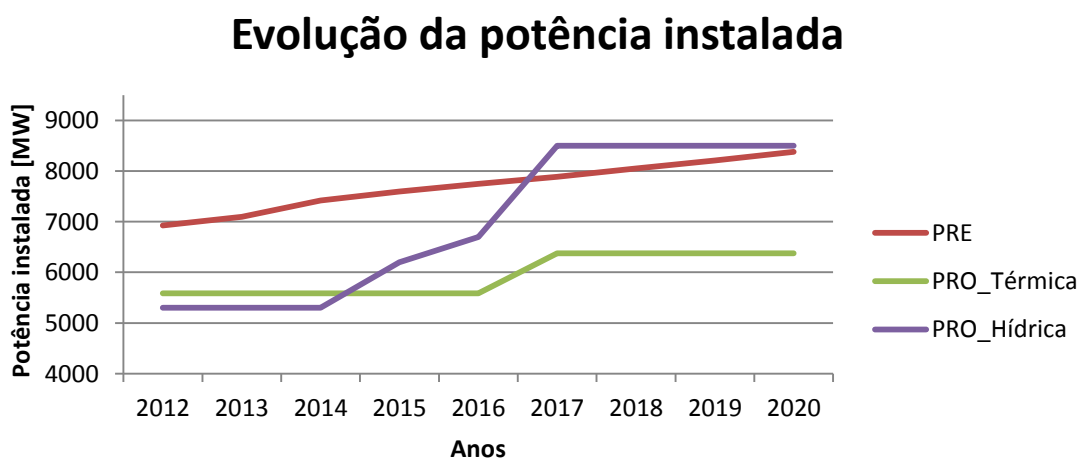


Figura 3.10 - Evolução das Potências Instaladas

3.1.2. Consumo

Prevê-se que o consumo aumente em cerca de 2,8% entre 2010 e 2020. De salientar que segundo o plano, o aumento do consumo seria de cerca de 7,4%, no entanto o valor apresentado para o consumo em 2010 não coincide com o valor verificado na realidade, daí a diferença na percentagem de crescimento. A evolução prevista para o consumo será a seguinte:

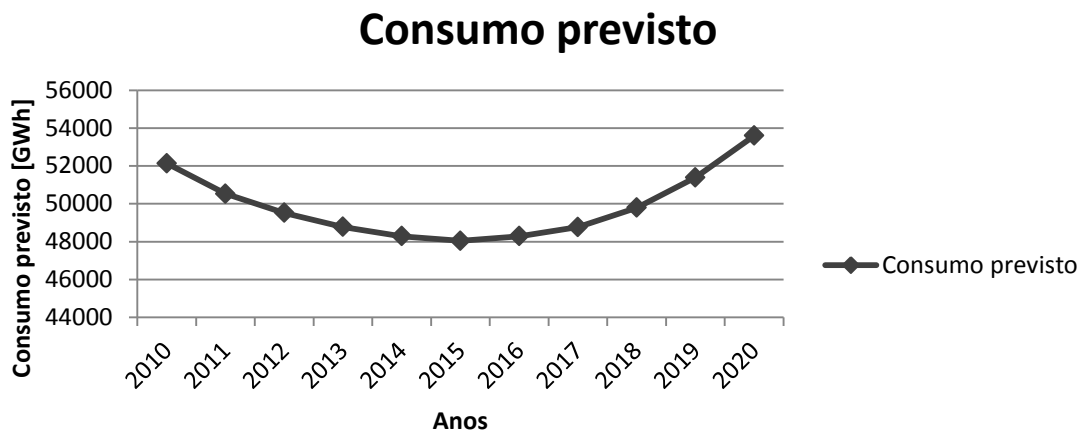


Figura 3.11 - Evolução do consumo

3.1.3. Saldo importador

Nos estudos relativos ao cenário base não são apresentadas previsões para a evolução do saldo importador, portanto é necessário fazer uma estimativa com base na evolução prevista de outros fatores que possam influenciar o saldo importador.

Uma vez que os países vizinhos têm energia nuclear, e o custo desta não tem tendência a subir com o passar dos anos, ao contrário do que acontece em Portugal, que depende muito dos custos de combustíveis, estima-se que a evolução do saldo importador venha a subir, ou seja, uma vez que há tendência para que a energia nos países vizinhos fique mais barata em comparação com a nossa, é provável que a importação aumente e a exportação diminua. De acordo com esta suposição admitiu-se que o saldo importador irá ter uma evolução linear ao longo dos anos, aumentando 5% ao ano.

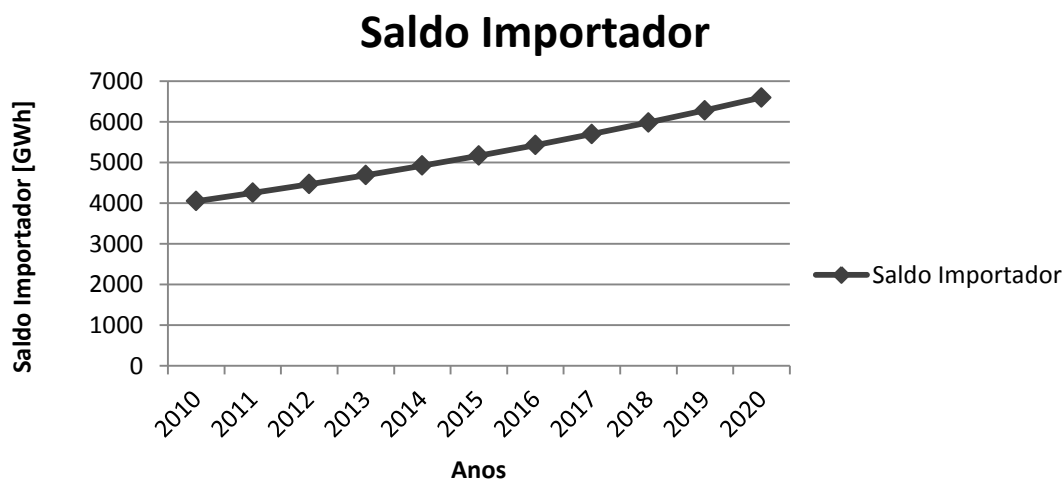


Figura 3.12 - Evolução do saldo importador

3.1.4. Bombagem

Tal como acontece com a importação e exportação, não existem dados relativos à evolução da bombagem prevista para Portugal.

Devido ao aumento da capacidade de bombagem, e uma vez que a bombagem, tal como a importação, está relacionada com os custos de produção de eletricidade, assumiu-se que a evolução desta segue a mesma evolução do saldo importador, representando 25% do seu valor:

$$Bom_t = 0,25 \times (Im_t - Ex_t) \quad (3.1.1)$$

onde,

- Bom_t – Bombagem no ano t ;
- Im_t – importação no ano t ;
- Ex_t – Exportação no ano t ;

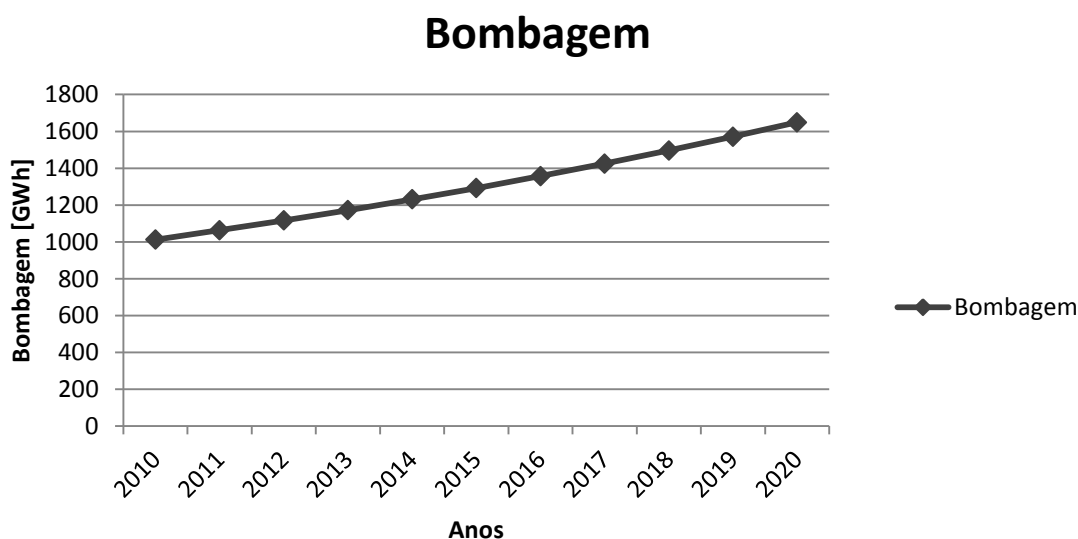


Figura 3.13 - Evolução da bombagem

3.2. Cenário 2

Tendo em atenção as previsões do cenário base foram criados cenários alternativos, com pequenas alterações na política de penetração de algumas tecnologias. Para o cenário 2 optou-se por considerar alterações na política de penetração das tecnologias de PRE solar fotovoltaico e termoelétrico, bem como alterações na introdução de centrais hídricas.

3.2.1. PRE_Solar fotovoltaico

Para este cenário considerou-se que a partir de 2017 a penetração de solar fotovoltaico irá sofrer um acréscimo considerável. Este incremento será essencialmente em microprodução. A maior competitividade da tecnologia em relação ao custo da energia poderá levar a uma maior

aderência à microprodução. Os custos de produção em tecnologia fotovoltaica continuam a ser superiores às demais tecnologias, no entanto, tendo em conta as tarifas de acesso às redes, o custo da eletricidade torna-se superior ao custo de produção, caso esta produção seja feita nas próprias casas.

Na seguinte figura é possível perceber as diferenças consideradas entre o cenário base e o cenário 2, no que diz respeito à potência instalada em PRE_Solar fotovoltaico:

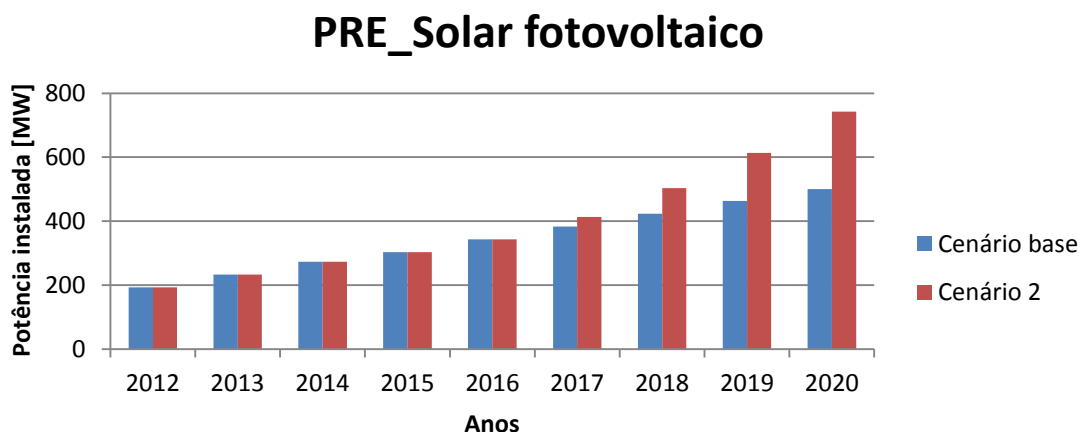


Figura 3.14 - Evolução de PRE_Solar fotovoltaico

3.2.2. PRE_Solar termoelétrico

No que diz respeito à tecnologia solar termoelétrica também foram consideradas algumas alterações em relação ao cenário base. No cenário base a política de penetração da tecnologia segue uma evolução pouco provável, considerando que existe investimento na tecnologia nos anos de 2013 e 2014 e depois não existe mais penetração da tecnologia até ao ano de 2020. No cenário 2 optamos por considerar uma política de penetração da tecnologia de uma forma mais gradual, pois é natural que inicialmente, enquanto a tecnologia ainda apresenta elevados custos de investimento, a penetração seja mais moderada, aumentando gradualmente com o passar dos anos.

Na figura seguinte podemos observar as diferenças consideradas entre o cenário base e o cenário 2, no que diz respeito à potência instalada em Solar termoelétrico:

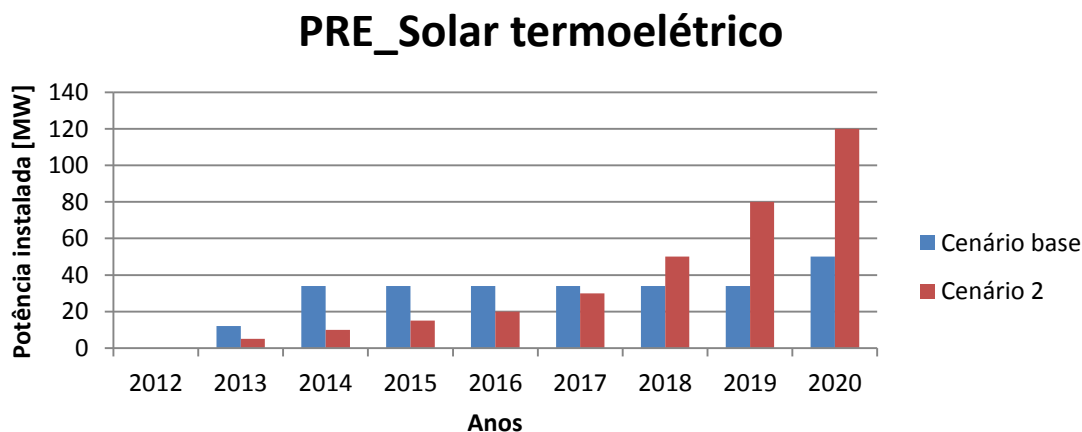


Figura 3.15 - Evolução de PRE_Solar termoelétrico

3.2.3. PRO_Hídrica

Em relação à introdução de novas centrais hidroelétricas existe a possibilidade de a Endesa cancelar a construção das centrais de Girabolhos e da Bogueira, portanto optou-se por incluir esse cenário no estudo. As duas centrais representam cerca de 450 MW, e a sua entrada em funcionamento estava prevista para 2017, portanto, as diferenças do cenário base para o cenário 2 no que diz respeito à potência instalada em PRO_Hídrica são apenas a partir de 2017:

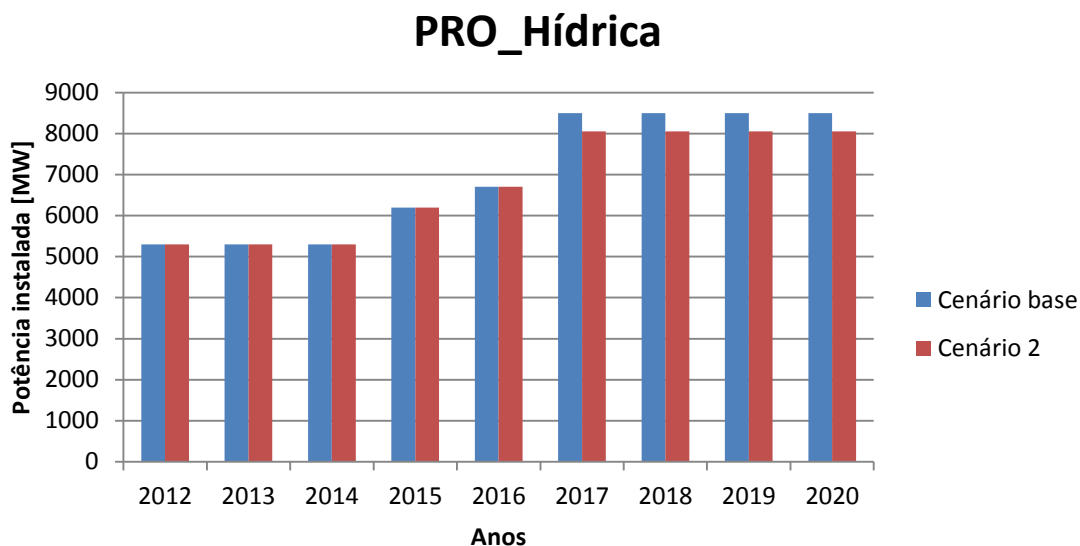


Figura 3.16 - Evolução de PRO_Hídrica

No panorama geral, o cenário 2 apresentará uma evolução de potências instaladas ligeiramente diferente do cenário base. Podemos observar essa evolução, decomposta em PRE, PRO_Térmica e PRO_Hídrica na figura que se segue:

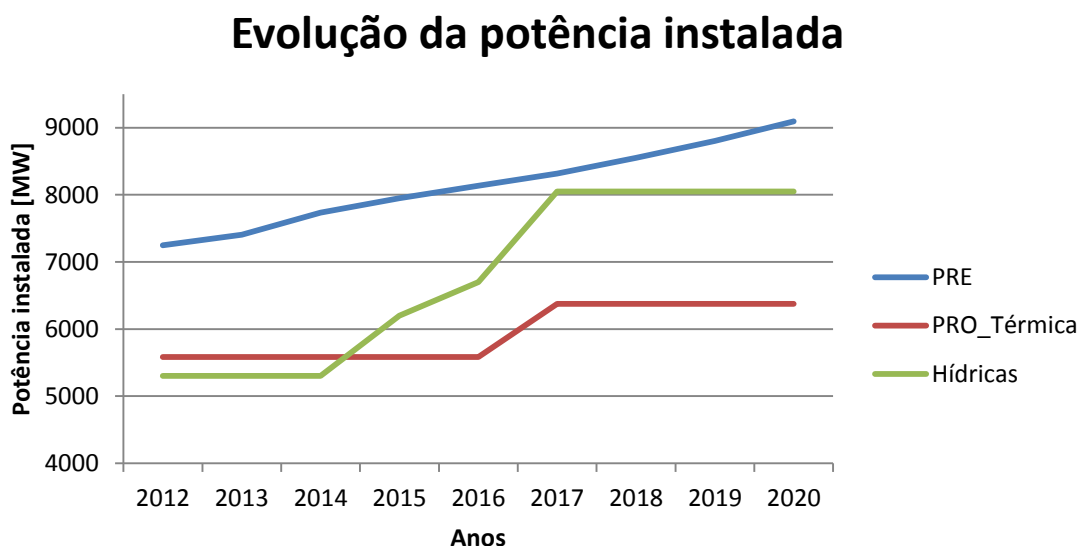


Figura 3.17 - Evolução das potências instaladas

3.3. Cenário 3

Para este cenário optou-se por acrescentar algumas alterações no que diz respeito à PRO_Térmica, ou seja, mantendo as alterações efetuadas no cenário 2, vamos ainda assumir algumas alterações para a PRO_Térmica.

São assumidas alterações nas duas tecnologias de PRO_Térmica, tanto no carvão, como no gás natural.

3.3.1. Carvão

No que diz respeito à evolução da potência instalada em centrais de carvão optou-se por estudar um cenário onde a central de carvão de Sines é retirada do SEP já em 2013, ao contrário do cenário base, onde a sua saída está apenas prevista para 2017. O objetivo é perceber qual a influência da saída desta central no custo de produção de eletricidade no sistema elétrico.

A evolução da potência instalada em centrais de carvão será então a seguinte:

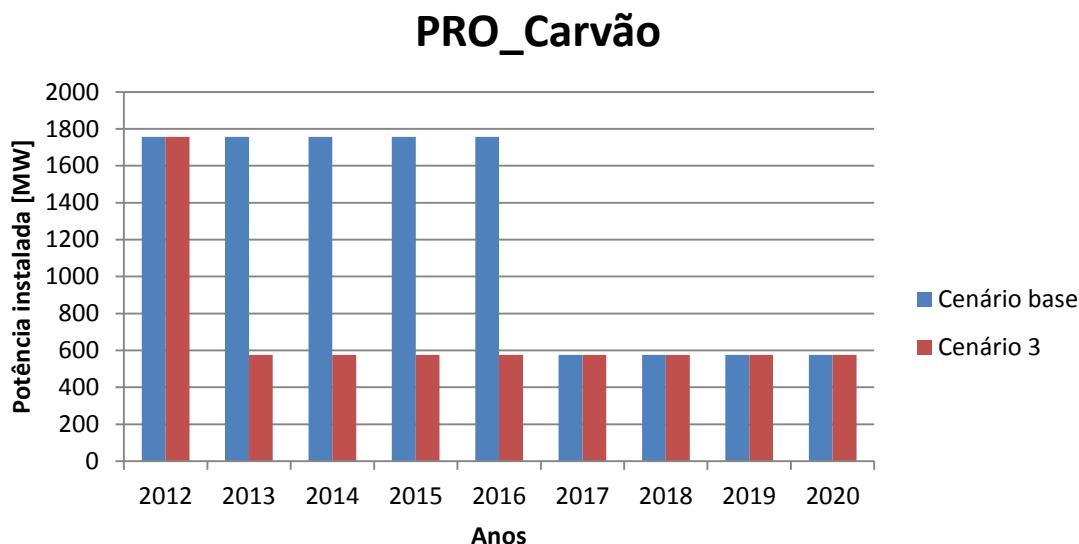


Figura 3.18 - Evolução de PRO_Carvão

3.3.2. Gás natural

No cenário base considera-se a entrada das centrais de gás natural de Sines e Lavos em 2017. No entanto, com base na previsão da evolução do consumo e das tecnologias renováveis, não haverá a necessidade da entrada destas centrais no SEP, pois as centrais existentes até ao momento são perfeitamente capazes de garantir as necessidades de produção de energia, sendo que a maioria do consumo será satisfeito pela produção das energias renováveis. Assumindo então que estas centrais não entram no SEP obtemos a seguinte evolução para a potência instalada em centrais de gás natural:

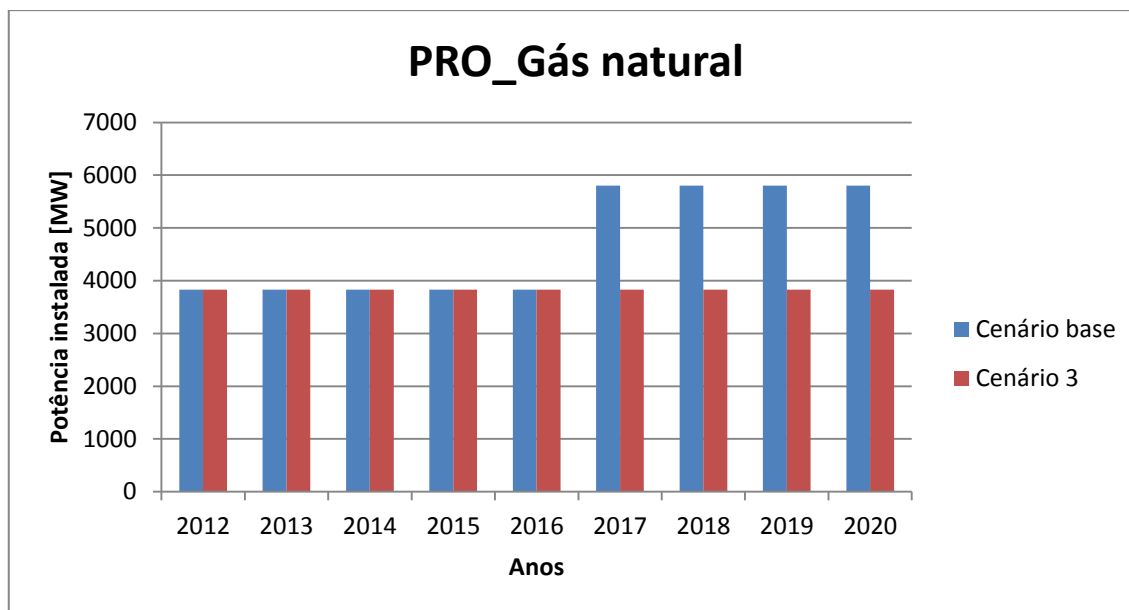


Figura 3.19 - Evolução de PRO_Gás natural

A evolução das potências instaladas por tipo de produção para o cenário 3 pode ser observada na figura seguinte:

Evolução da potência instalada

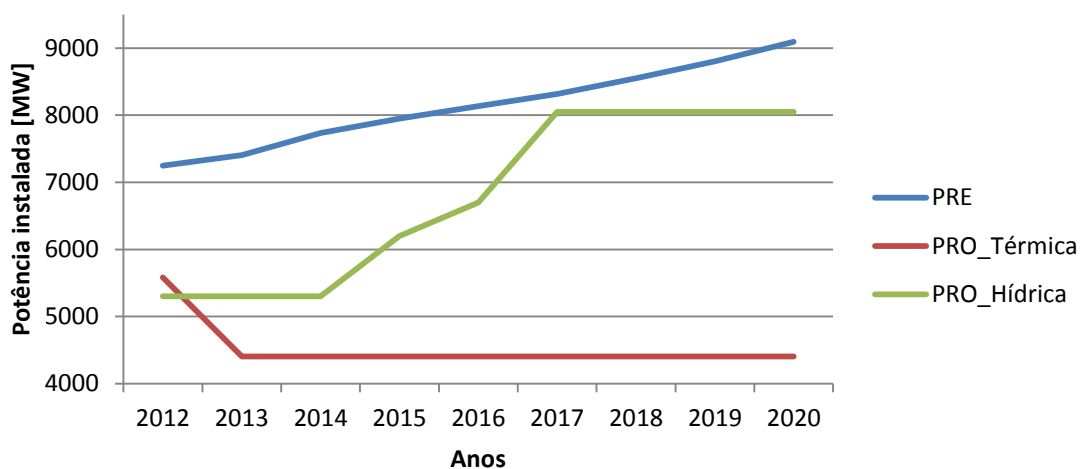


Figura 3.20 - Evolução das potências instaladas

É com base nestes cenários de potências instaladas e consumos esperados que serão desenvolvidas as estimativas de custo de produção de eletricidade.

Capítulo 4

Metodologia utilizada

4.1. Introdução

O trabalho foi completamente desenvolvido em Microsoft Excel, onde foram inseridas todas as informações adquiridas acerca das tecnologias de produção de eletricidade, bem como todas as informações relevantes ao desenvolvimento dos cálculos.

Todo o trabalho seguiu um modelo de cálculo automático e simples, para facilitar todos os testes necessários, de maneira a que a alteração de dados não se revelasse uma tarefa incomportável. Para isso foi criado um modelo geral de cálculo que serviu para todas as tecnologias e cenários estudados, de maneira a que facilmente fosse possível fazer comparações entre diferentes cenários, tecnologias e anos.

O objetivo central do trabalho é o cálculo do LCOE associado a cada tecnologia, de maneira a poder calcular os custos horários de produção de eletricidade. A informação necessária para o cálculo do LCOE foi já referida no capítulo anterior, faltando agora apenas fazer referência à forma como essa informação se irá cruzar de maneira a obter os custos de produção de eletricidade por tecnologia.

4.2. Cálculo do LCOE

O cálculo do LCOE é um princípio fundamental na indústria de energia. Basicamente permite a comparação de várias tecnologias com tempos de vida diferentes, potências diferentes, custos de O&M diferentes e custos de combustíveis diferentes. Esta abordagem simplificada é particularmente apropriada quando se faz uma estimativa sobre o custo da eletricidade, dadas as diversas tecnologias num país. O LCOE para o país é estimado usando a geração de eletricidade de cada tecnologia como fator de ponderação.

De acordo com Marcial T. Ocampo [42] o cálculo do LCOE deve incluir todo o tipo de custos que a produção de energia, normalmente elétrica, acarreta. Deve incluir portanto custos de investimento inicial, custos de O&M, custos de combustível e custos de capital. A forma como deve ser calculado o LCOE foi desenvolvida por Marcial T. Ocampo, e pode ser representada pela seguinte fórmula:

$$LCOE = \frac{Inv \times FRC + O \& MFix}{8760 \times FC} + (CC \times HR) + O \& MVar, \quad (4.2.1)$$

Onde:

- Inv – Investimento inicial, calculado multiplicando o custo de investimento pela potência da central;
- FRC – Fator de recuperação de capital:

$$FRC = \frac{(1+i)^t \times i}{(1+i)^t - 1}, \quad (4.2.2)$$

i – taxa de desconto

t – tempo de vida da central;

- O&MFix – Custos fixos de O&M, em USD/MW;
- 8760 – Horas num ano;
- FC - fator de capacidade: é um valor entre 0 e 1 que representa a fração de um ano em que a central está a produzir energia;
- CC – Custo do combustível em USD/MMBtu;
- HR – Heat rate, em MMBtu/MWh;
- O&MVar – Custos de O&M variáveis em USD/MWh;

No entanto a fórmula utilizada sofreu algumas adaptações de acordo com os dados que temos:

- Uma vez que optamos por utilizar apenas custos de O&M em €/MWh a parcela relativa a custos de O&M que se encontra em fração desaparece.
- Substituímos a parcela que representa a produção de energia, pela energia produzida efetivamente, calculada através da potência das centrais e do fator de utilização das centrais.
- Uma vez que já convertimos os custos dos combustíveis anteriormente, é desnecessário fazer a conversão na própria fórmula, bastando somar o custo dos combustíveis em €/MWh.
- Optou-se por juntar na fórmula os custos relativos às emissões de CO₂, uma vez que são custos muito relevantes na produção de eletricidade em centrais térmicas.

4.2.1. Investimento inicial

O investimento inicial deve ser representado em €, para isso é necessário fazer uma conversão dos valores de investimento apresentados no capítulo 2, que estão em €/MW. Para essa conversão basta multiplicar o valor do investimento em €/MW pela potência das centrais, obtendo assim o valor do investimento em €. Uma vez que temos investimentos feitos em vários anos distintos foi necessário calcular a parcela relativa ao investimento inicial várias vezes, isto porque o fator de recuperação de capital vai ser diferente de ano para ano. Desta forma, com base na informação relativa às centrais em Portugal, calculou-se para cada ano a parcela correspondente ao investimento inicial, resultando num valor de investimento inicial total mais realista:

$$Inv_t = \frac{\sum_a (Inv_{t_a} \times FRC_a)}{E_t}, \quad (4.2.3)$$

onde,

- Inv_t – Representa o investimento inicial total na tecnologia t , incluindo todos os anos anteriores. Valor representado em €/MWh.
- Inv_{t_a} – Representa o investimento inicial efetuado na tecnologia t no ano a , em €.
- FRC_a – representa o fator de recuperação de capital referente ao ano a .
- E_t - Energia produzida pela tecnologia t no ano atual.

4.2.2. Fator de recuperação de capital

O fator de recuperação de capital é utilizado para fazer uma decomposição de um dado valor conhecido hoje, em n parcelas iguais, divididas pelo mesmo intervalo de tempo. Utilizando o fator de recuperação de capital estamos a incluir os juros contados desde o dia de hoje até ao dia da efetivação de cada parcela. Na equação (4.2.2) podemos observar que este fator depende do tempo de vida das centrais e da taxa de desconto praticada. Este fator vai ser utilizado para decompor o valor do investimento inicial em n parcelas, sendo n o tempo de vida esperado para cada tecnologia.

4.2.3. Energia produzida

No cálculo do LCOE iremos utilizar, como já foi referido, o valor da energia efetivamente produzida por cada tipo de tecnologia. Esses valores dependem da potência instalada por tecnologia, bem como do fator de carga associado a cada tecnologia. Para as tecnologias que utilizam energias renováveis o fator de carga manter-se-á aproximadamente constante, podendo haver pequenas variações devido à introdução de centrais da mesma tecnologia mais ou menos eficientes, o que poderá alterar ligeiramente esse fator de carga, no entanto nunca serão alterações muito significativas.

Os fatores de carga foram calculados com base em informação de anos anteriores, onde temos o conhecimento da energia efetivamente produzida nesse ano através de cada tecnologia:

$$FC = \frac{E}{8760 \times P_{ins}}, \quad (4.2.4)$$

onde,

- E – Energia produzida em MWh
- FC – Fator de carga
- P_{ins} – Potência instalada em MW

Calcula-se a energia produzida para os anos futuros utilizando os fatores de carga calculados anteriormente:

$$E = FC \times 8760 \times P_{ins}, \quad (4.2.5)$$

onde:

- E – Energia produzida em MWh
- FC – Fator de carga
- P_{ins} – Potência instalada em MW

Para as centrais térmicas o fator de carga irá depender essencialmente da necessidade de produção ou não de energia, ou seja, pode sofrer grandes alterações em pequenos períodos de tempo, devido à maior ou menor necessidade de energia nesse período. No caso das centrais térmicas, a energia produzida é calculada através da diferença entre o consumo e a energia produzida pelas centrais renováveis:

$$E_t = (C + B_{om}) - E_r - (I - E), \quad (4.2.6)$$

onde,

- E_t – Energia térmica em MWh
- C – Consumo em MWh
- B_{om} – Bombagem em MWh
- E_r – Energia renovável em MWh: soma de todas as PRE e da PRO_Hídrica
- I, E – Importação e exportação em MWh

Para obter a energia térmica produzida dividida entre carvão e gás natural, optou-se por fazer uma divisão proporcional à potência instalada de cada tecnologia:

Carvão:

$$E_c = E_t \times \frac{P_c}{P_c + P_g}, \quad (4.2.7)$$

onde,

- E_c – Energia produzida por carvão em MWh
- E_t – Energia térmica total em MWh
- P_c – Potência instalada em centrais a carvão em MW
- P_g – Potência instalada em centrais a gás natural em MW

Gás natural:

$$E_g = (E_t - E_c), \quad (4.2.8)$$

onde,

- E_c – Energia produzida por carvão em MWh
- E_g – Energia produzida por gás natural em MWh

De salientar que para tecnologias já bastante desenvolvidas considerou-se que o fator de carga não iria sofrer alterações, pois a eficiência não será muito melhorada, já para tecnologias em desenvolvimento, como é o caso da energia das ondas, foi considerada uma evolução relevante no fator de carga, acreditando-se que a eficiência desta tecnologia irá melhorar com o passar dos anos. Nos casos da energia eólica e hídrica considerou-se inclusive um ligeiro decréscimo do fator de carga, pois com a introdução de novas centrais é possível que no futuro exista a necessidade de desligar algumas centrais em certos momentos, devido a restrições técnicas do sistema, o que irá reduzir o fator de potência das mesmas. No caso das centrais hídricas considerou-se esse decréscimo principalmente por considerar que há a possibilidade da entrada em funcionamento de centrais com eficiências ligeiramente mais baixas.

Para o caso das centrais incluídas na PRE_Térmica a produção poderá variar de acordo com as necessidades. Em cenários com muita penetração de renovável existe a possibilidade de a percentagem de PRO_Térmica ser muito baixa, o que poderá ser prejudicial ao funcionamento do sistema. Nesse sentido, o fator de carga da PRE_Térmica será reduzido propositadamente para introduzir no sistema maior produção de PRO_Térmica. O fator de carga típico para a PRE_Térmica, calculado com base em dados reais desde à 5 anos, é de 70%, podendo ser reduzido até próximo dos 55%, contribuindo assim para que a percentagem de PRO_Térmica não baixe dos 4% ou 5%, facto que poderia colocar em risco a capacidade de reserva.

4.3. Estimativa horária dos custos

4.3.1. Introdução

Para calcular os custos de produção num espaço temporal horário é necessário ter conhecimento da energia produzida em cada hora no ano em questão. Para estimar a evolução destes custos será necessário obter essa mesma informação para os anos futuros.

É necessário decompor o LCOE em custos fixos e variáveis, de maneira a obter uma estimativa real dos custos de produção. Os custos fixos irão prevalecer constantes ao longo de todo o ano, representando os custos relacionados com o investimento inicial e custos de O&M, por sua vez, os variáveis, serão calculados hora a hora, para compensar os custos em combustíveis e emissões de CO₂.

Quando é feito um investimento numa tecnologia mais cara, como é o caso da eólica, os custos fixos irão aumentar, no entanto, numa perspetiva de mercado, quando temos mais produção de eólica os preços de mercado são mais baixos, ou seja, a integração de eólica aumenta a parte fixa mas diminui a componente variável.

4.3.2. Energia horária produzida

Para estimar os custos horários de produção de energia é necessário ter informação acerca da energia produzida, por tecnologia, num período horário. Essa informação foi fornecida pela REN para o ano de 2011. Trata-se de um ano médio no que diz respeito a condições atmosféricas, portanto admite-se que será um bom ano para servir de base para estimar os anos futuros. De maneira a poder estimar os custos de produção para anos futuros, é necessário fazer uma estimativa de produção de energia para esses mesmos anos. Esta estimativa foi desenvolvida procedendo aos seguintes passos:

- Obter valores anuais de consumo e de produção por tecnologia em 2011: fazer o somatório dos valores horários fornecidos pela REN.
- Com base no cenário previsto, e nos fatores de carga estimados, calcular a produção de energia anual por tecnologia, bem como o consumo total, para os anos futuros.
- Calcular um fator de proporcionalidade entre o ano de 2011 e os anos futuros:

$$FP_{t-a} = \frac{X_{t-2011}}{X_{t-a}}, \quad (4.3.1)$$

onde,

- FP_{t-a} – Fator de proporcionalidade para a tecnologia t em relação ao ano a ;
- X_{t-2011} – Produção anual da tecnologia t em 2011 em MWh;
- X_{t-a} – Produção anual da tecnologia t no ano a em MWh;

Utilizando os fatores de proporcionalidade calculados, estimar os valores horários para os anos futuros:

$$X_{t_a_h} = \frac{X_{t_2011_h}}{FP_{t_a}}, \quad (4.3.2)$$

onde,

- $X_{t_a_h}$ – Produção horária da tecnologia t no ano a na hora h em MWh;
- $X_{t_2011_h}$ – Produção horária da tecnologia t em 2011 na hora h em MWh;
- FP_{t_a} - Fator de proporcionalidade para a tecnologia t em relação ao ano a ;

No caso das tecnologias de PRE de ondas e solar termoeletrico não existe informação relativa à produção para 2011, uma vez que ainda não existe este tipo de tecnologias, portanto é impossível proceder da mesma forma.

No caso da PRE_Solar termoeletrico optou-se por considerar como valores base os valores da PRE_fotovoltaico. Uma vez que a fonte de energia é a mesma estima-se que a produção de eletricidade incida sobre as mesmas horas. Portanto nesta situação utilizou-se o mesmo método utilizado para todas as outras tecnologias, mas tendo como base os valores de PRE_Solar fotovoltaico.

Para a energia das ondas, uma vez que não existe mais nenhuma tecnologia utilizando a mesma fonte de energia, optou-se por fazer uma distribuição da produção uniformemente, ou seja, considerando o valor anual de produção pela tecnologia das ondas, divide-se pelo número de horas no ano, e obtém-se o valor horário. Este valor vai ser constante ao longo de todas as horas do ano.

4.3.3. Custos horários de produção

Como já foi referido é necessário decompor o LCOE em custos fixos e variáveis. A parcela fixa inclui o custo de investimento e de O&M, enquanto a parcela variável diz respeito aos custos de combustível e das emissões de CO₂. Os custos de produção de eletricidade são calculados em três passos distintos.

Inicialmente é necessário calcular os custos fixos anuais a pagar, para isso faz-se o seguinte cálculo:

$$Cf_a = \frac{\sum_t (Cf_{t_a} \times E_{t_a})}{\sum_t E_{t_a}}, \quad (4.3.3)$$

onde,

- Cf_a – Custos fixos totais para o ano a , em €/MWh.
- Cf_{t_a} – Custos fixos para a tecnologia t no ano a . Inclui custos de investimento em €/MWh (calculados anteriormente) e custos de O&M em €/MWh.
 - $Cf_{t_a} = \text{Custos_investimento} + \text{Custos_O\&M}$

- $E_{t,a}$ - Energia produzida pela tecnologia t no ano a em MWh.

Este valor de custo fixo vai ser constante para todas as horas do ano em questão.

O passo seguinte é juntar aos custos fixos já calculados a componente variável do LCOE em cada hora:

$$C_{a,h} = Cf_a + \frac{\sum_t (Cv_{t,a} \times E_{t,a,h})}{\sum_t E_{t,a,h}}, \quad (4.3.4)$$

onde,

- $C_{a,h}$ – Representa o conjunto de custos fixos e variáveis para o ano a , na hora h .
- $Cv_{t,a}$ - Custos variáveis para a tecnologia t no ano a . Inclui custos de combustível em €/MWh e custos de CO₂ em €/MWh.
 - $Cv_{t,a} = \text{Custos_Combustíveis} + \text{Custos_CO}_2$
- $E_{t,a,h}$ - Energia produzida pela tecnologia t no ano a na hora h em MWh.

Por fim falta juntar a componente relativa aos custos de importação, exportação e bombagem. Esta componente depende do preço de mercado, que por sua vez é calculado com base no custo de produção e a própria estratégia do operador de mercado.

$$Ct_{a,h} = \frac{C_{a,h} \times \sum_t E_{t,a,h} + ((IMP_{a,h} - EXP_{a,h}) + BOM_{a,h}) \times Pm_{a,h}}{\sum_t E_{t,a,h} + (IMP_{a,h} - EXP_{a,h})}, \quad (4.3.5)$$

onde,

- $Ct_{a,h}$ – Custo total na hora h do ano a em €/MWh.
- $C_{a,h}$ – Conjunto de custos fixos e variáveis na hora h do ano a em €/MWh.
- $E_{t,a,h}$ - Energia produzida pela tecnologia t na hora h do ano a em MWh.
- $IMP_{a,h}$ – Importação na hora h do ano a , em MWh.
- $EXP_{a,h}$ – Exportação na hora h do ano a , em MWh.
- $BOM_{a,h}$ – Bombagem na hora h do ano a , em MWh.
- $Pm_{a,k}$ – Preço de mercado estimado para a hora h do ano a , em €/MWh.

Estimativa horária dos custos

Substituindo na equação (4.3.5 a componente $C_{a,h}$ pela equação correspondente, e na equação (4.3.4 a componente $C_{f,a}$, obtemos a equação geral do cálculo do custo total por hora:

$$C_{t,a,h} = \frac{\sum_t (C_{f,t,a} \times E_{t,a}) \times \frac{\sum_t E_{t,a,h}}{\sum_t E_{t,a}} + \sum_t (C_{v,t,a} \times E_{t,a,h}) + ((IMP_{a,h} - EXP_{a,h}) + BOM_{a,h}) \times Pm_{a,h}}{\sum_t E_{t,a,h} + (IMP_{a,h} - EXP_{a,h})}, \quad (4.3.6)$$

onde,

- $C_{t,a,h}$ – Custo total na hora h do ano a em €/MWh.
- $C_{f,t,a}$ – Custos fixos para a tecnologia t no ano a . Inclui custos de investimento em €/MWh (calculados anteriormente) e custos de O&M em €/MWh.
 - $C_{f,t,a} = \text{Custos_investimento} + \text{Custos_O\&M}$
- $E_{t,a}$ - Energia produzida pela tecnologia t no ano a em MWh.
- $C_{v,t,a}$ - Custos variáveis para a tecnologia t no ano a . Inclui custos de combustível em €/MWh e custos de CO₂ em €/MWh.
 - $C_{v,t,a} = \text{Custos_Combustíveis} + \text{Custos_CO}_2$
- $E_{t,a,h}$ - Energia produzida pela tecnologia t no ano a na hora h em MWh.
- $IMP_{a,h}$ – Importação na hora h do ano a , em MWh.
- $EXP_{a,h}$ – Exportação na hora h do ano a , em MWh.
- $BOM_{a,h}$ – Bombagem na hora h do ano a , em MWh.
- $Pm_{a,k}$ – Preço de mercado estimado para a hora h do ano a , em €/MWh.

Desta forma obtemos os custos totais de produção de eletricidade em Portugal, em período horário, com estimativa até 2020.

Capítulo 5

Resultados

5.1. Energia produzida

Tal como foi referido anteriormente a energia produzida por cada tecnologia ao longo dos anos foi calculada com base nos fatores de carga associados a cada tecnologia. Em seguida podemos observar a evolução da energia produzida por cada tecnologia até 2020, nos diferentes cenários considerados.

5.1.1. PRE_Solar fotovoltaico

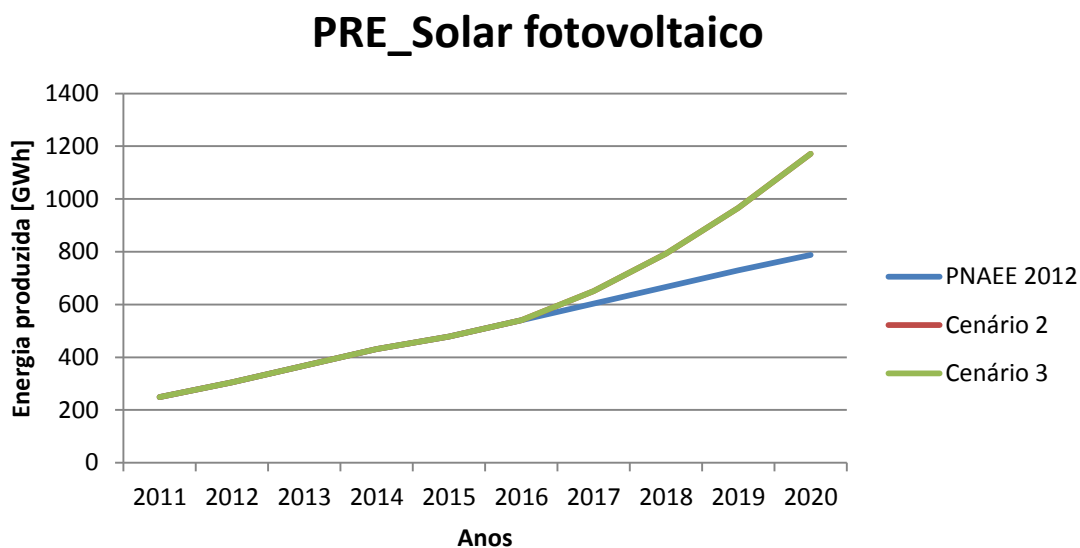


Figura 5.1 - Energia produzida por PRE_Solar fotovoltaico

Podemos observar na imagem que a partir de 2017 há maior produção de energia nos cenários 2 e 3, isto é devido à diferença de potências instaladas a partir desse ano, como podemos observar na Figura 3.14.

O fator de carga utilizado para esta tecnologia mantém-se constante ao longo dos anos, e é de 18%.

5.1.2. PRE_Solar termoeletrico

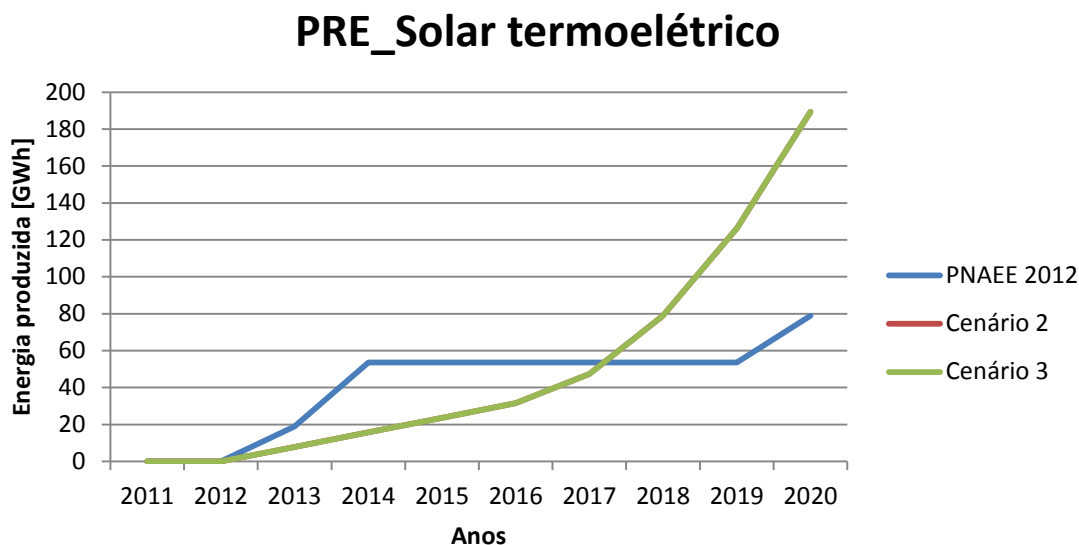


Figura 5.2 - Energia produzida por PRE_Solar termoeletrico

Uma vez que consideramos alterações significativas na potência instalada desta tecnologia, como podemos observar na Figura 3.15, também se pode observar uma diferença significativa na produção de energia, isto porque ao longo dos anos o fator de carga mantém-se constante.

O fator de carga utilizado para esta tecnologia mantém-se constante ao longo dos anos, e é de 18%.

5.1.3. PRE_Eólica

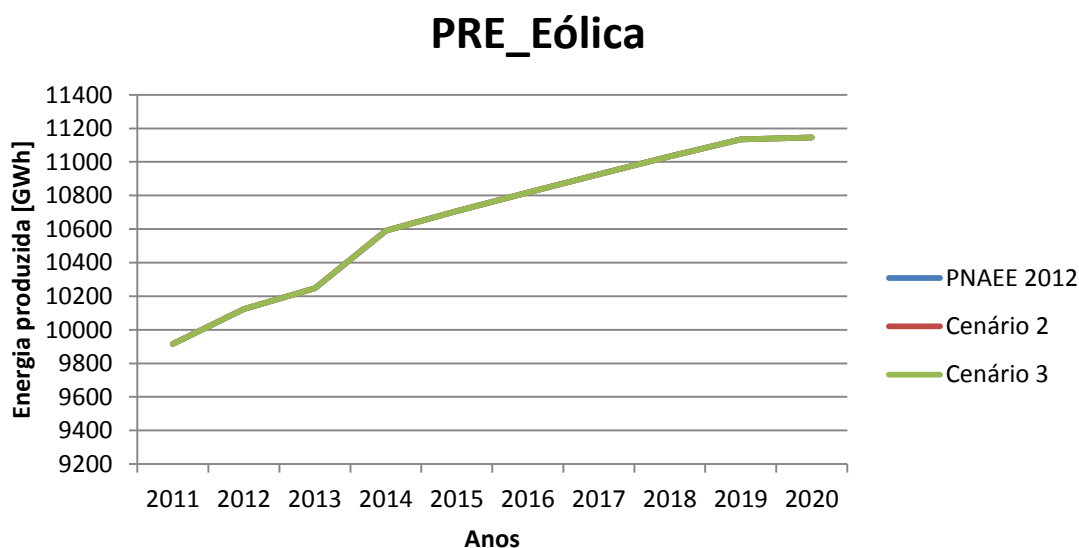


Figura 5.3 - Energia produzida por PRE_Eólica

Energia produzida

Podemos observar que nos três cenários estudados não existe diferença na produção de energia por parte desta tecnologia, uma vez que não se admitiram nenhuma alteração ao cenário base, no que diz respeito à potência instalada.

No caso da PRE_Eólica considerou-se um pequeno decréscimo no fator de carga utilizado para o cálculo da energia. O decréscimo justifica-se pelo facto de que no futuro, devido ao excesso de parques eólicos, haverá a possibilidade de ser necessário desligar alguns parques durante certos períodos de tempo, devido a restrições do sistema. Isso provocará um pequeno decréscimo, representado de seguida:

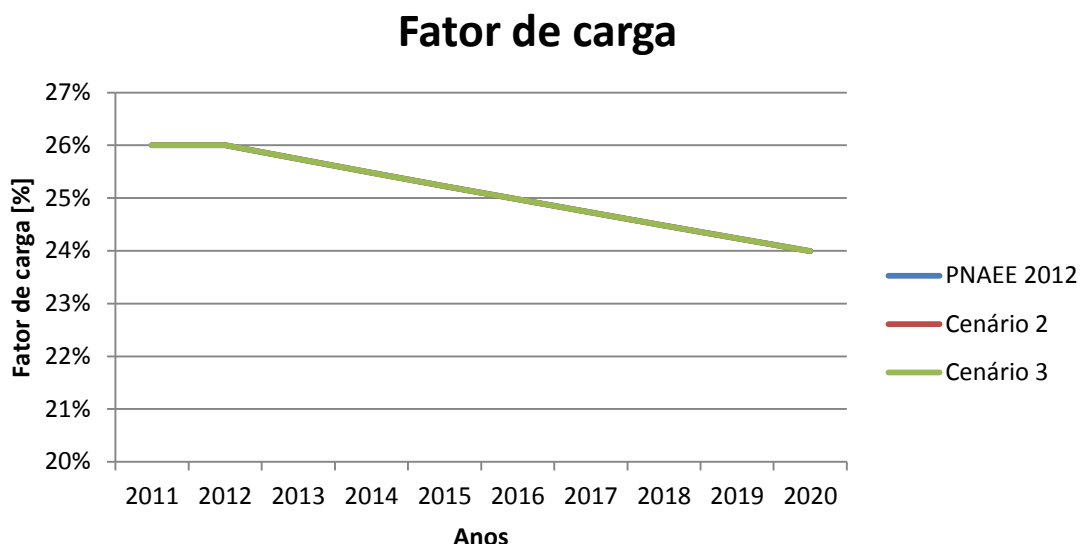


Figura 5.4 - Evolução do fator de carga

5.1.4. PRE_Hídrica

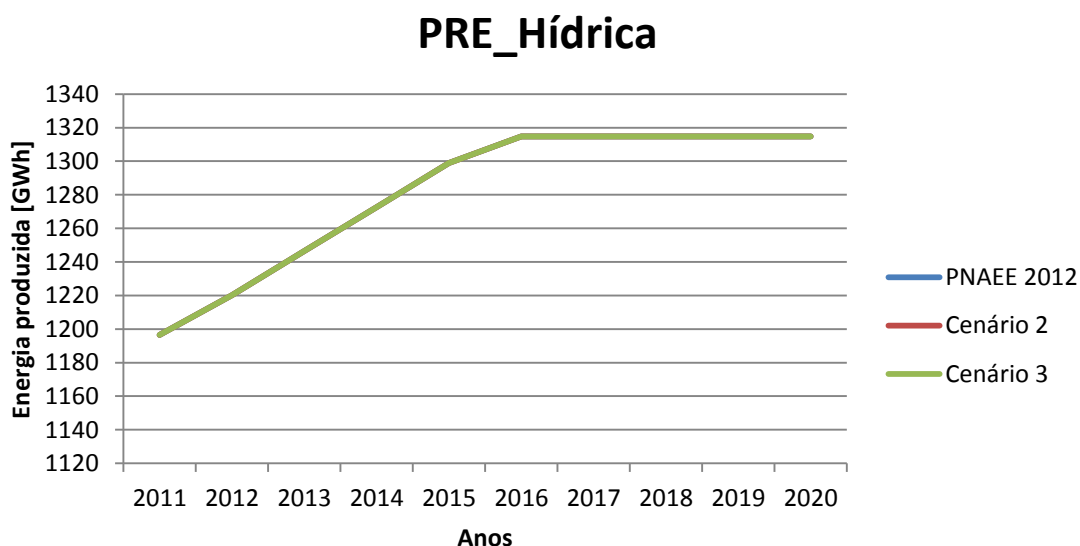


Figura 5.5 - Energia produzida por PRE_Hídrica

Tal como na PRE_Eólica não se observam diferenças na produção de energia entre cenários, isto porque em todos eles a evolução da potência instalada é igual.

O fator de carga utilizado para esta tecnologia mantém-se constante ao longo dos anos, e é de 30%.

5.1.5. PRE_Ondas

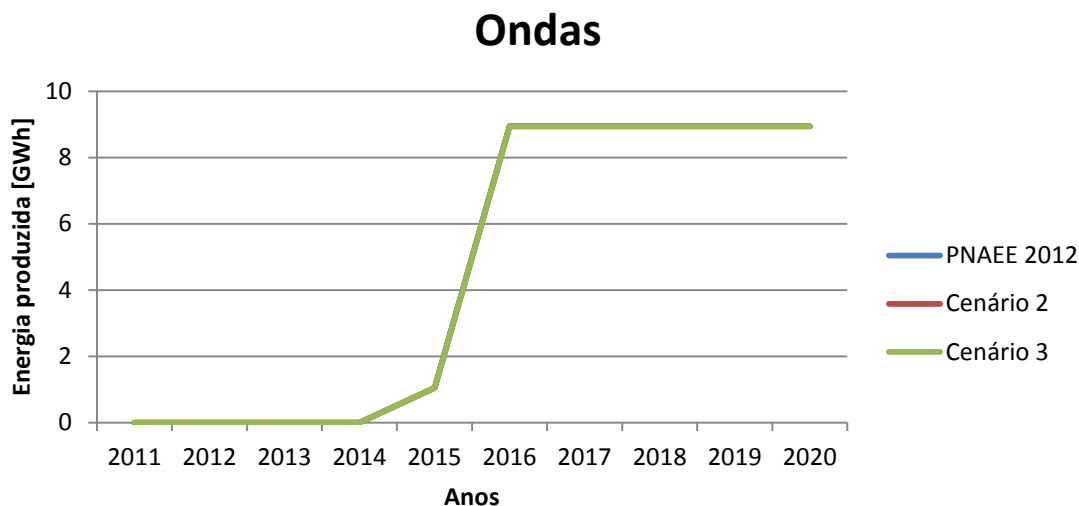


Figura 5.6 - Energia produzida por PRE_Ondas

No caso da PRE_Ondas a evolução da energia produzida não depende apenas da potência instalada mas também do fator de carga considerado. Por ser uma tecnologia ainda em desenvolvimento considerou-se que o fator de carga poderá melhorar com o tempo, por isso considerou-se que em 2015 seria de 12% e em 2016 já estaria próximo dos 17%, devido à evolução da eficiência da tecnologia.

5.1.6. PRE_Térmica

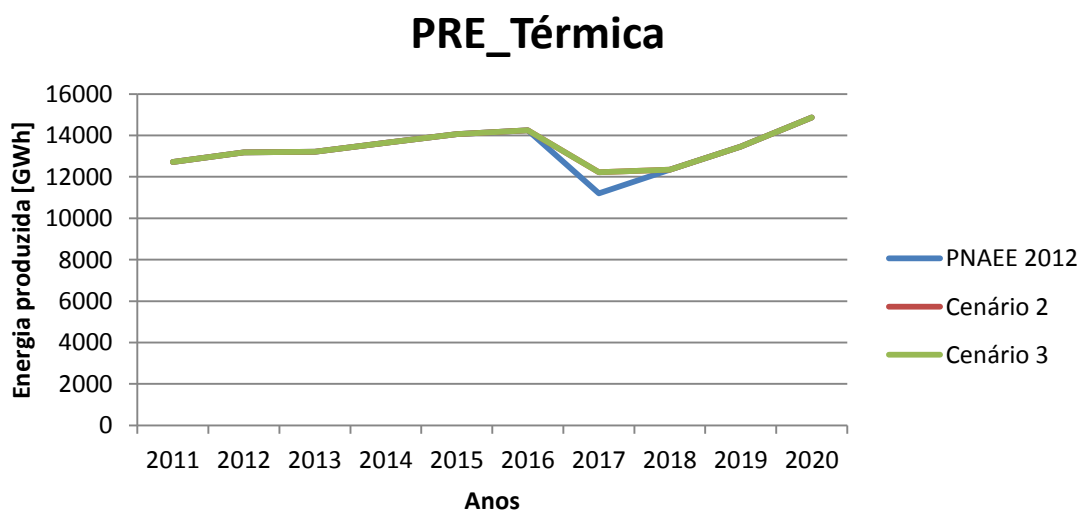


Figura 5.7 - Energia produzida por PRE_Térmica

Energia produzida

No caso da PRE_Térmica a produção de eletricidade não depende apenas da evolução da potência instalada mas também do fator de carga. Como já foi referido anteriormente o fator de carga da PRE_Térmica depende de outros fatores relacionados com as necessidades de energia. A partir de 2017 o fator de carga é reduzido propositadamente para garantir que a produção de PRO não baixe demasiado, de modo a assegurar a segurança do sistema.

O fator de carga variou do seguinte modo:

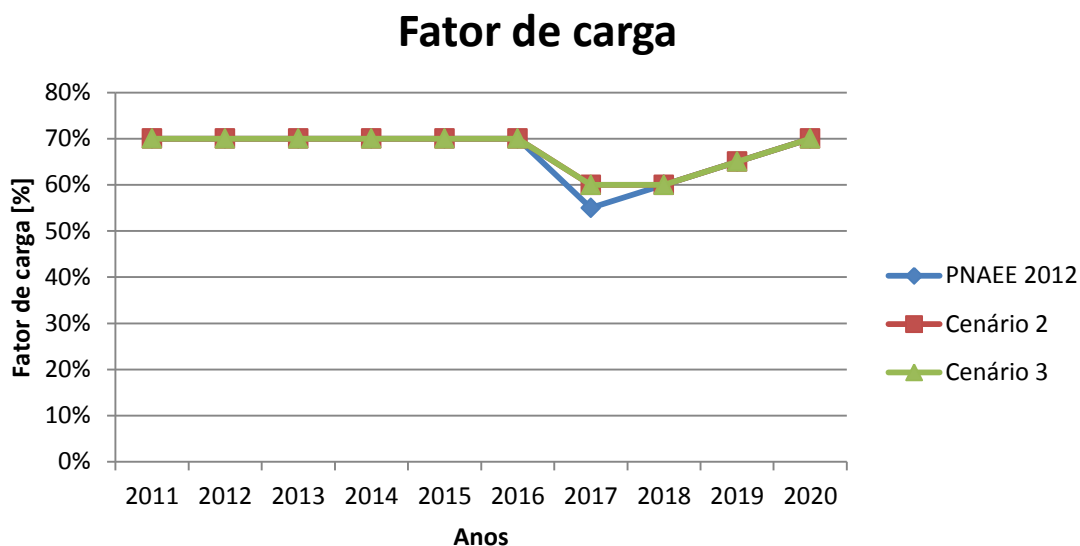


Figura 5.8 - Evolução do fator de carga

5.1.7. PRO_Hídrica

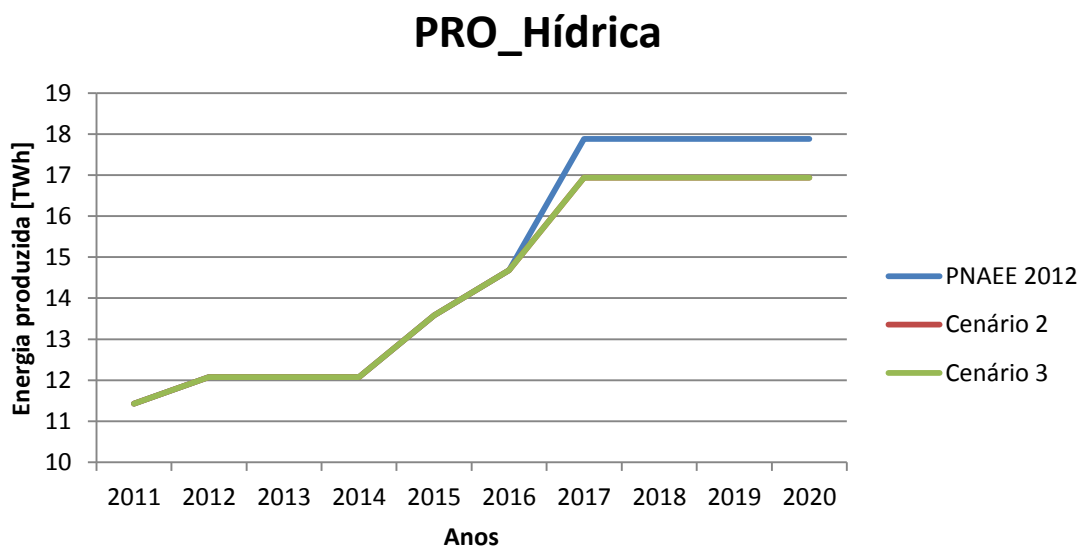


Figura 5.9 Energia produzida por PRO_Hídrica

Uma vez mais existe diferença na energia produzida entre o cenário base e os outros dois cenários devido à diferença na potência instalada que se pode verificar na Figura 3.16.

Como já foi mencionado anteriormente considerou-se que o fator de carga para a PRO_Hídrica poderá admitir um pequeno decréscimo, devido à antiguidade que algumas

centrais apresentam, podendo a sua eficiência decair um pouco, bem como devido à introdução de novas centrais, que poderão apresentar eficiências ligeiramente mais baixas. A evolução considerada para o fator de carga associado a PRO_Hídrica é então a seguinte:

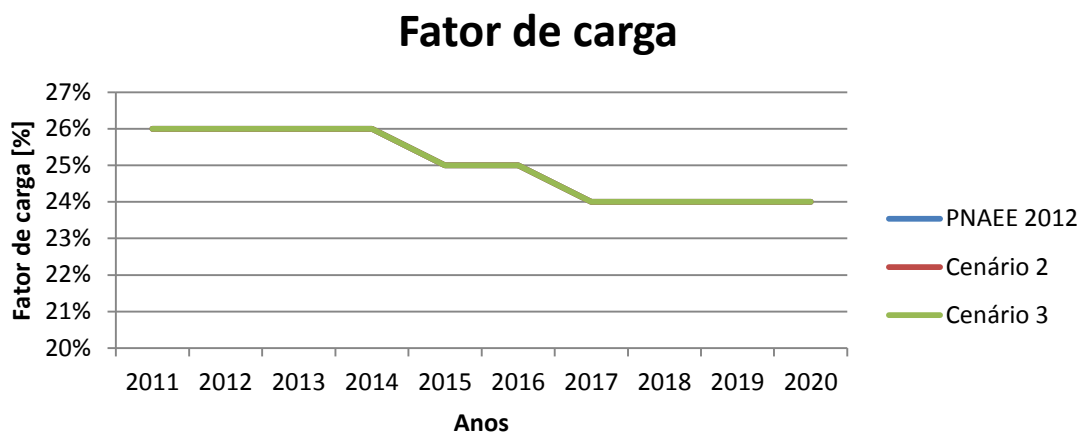


Figura 5.10 - Evolução do fator de carga

5.1.8. PRO_Carvão

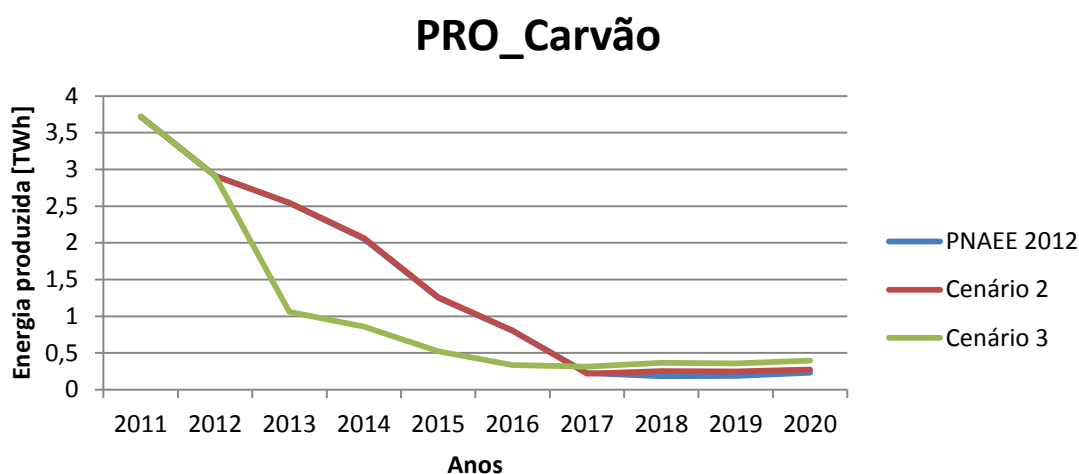


Figura 5.11 - Energia produzida por PRO_Carvão

A energia produzida pelo carvão depende de vários fatores. Como todas as outras tecnologias, depende essencialmente da potência instalada, no entanto, o fator de carga das centrais térmicas não será sempre fixo, irá variar consoante as necessidades de energia. A grande diferença que se nota entre o cenário 3 e os outros dois cenários é devido à diferença na potência instalada, referida na Figura 3.18. A diferenças perceptíveis a partir do ano de 2017 são facilmente explicáveis. O cenário base apresenta o valor mais baixo de energia produzida pois é o cenário onde se admite que há a entrada de duas grandes centrais hídricas e duas centrais a gás natural, bem como a saída de serviço da central a carvão de Sines, o que naturalmente diminui a produção total por parte das centrais a carvão. Entre o cenário base e o cenário 2 existe aquela pequena diferença de produção pois no cenário 2 considera-se que as centrais hídricas de Girabolhos e Bogueira não entraram para o SEP, o que irá obrigar a maior produção por parte

Energia produzida

das térmicas. O cenário 3 é o que apresenta maior valor de energia produzida a partir de 2017 pois neste cenário assume-se que as centrais a gás natural previstas para 2017 não entrarão em serviço. Isto irá provocar um aumento na produção por parte das centrais a carvão, para garantir que a produção térmica se mantenha uniformemente dividida entre carvão e gás natural.

De referir ainda que, apesar de haver diferenças na produção de energia a partir de 2017, essas diferenças poderiam ser mais significativas caso não se tivesse alterado o fator de carga da PRE_Térmica, de modo a equilibrar a produção de PRO_Térmica.

Como já foi referido o fator de carga destas centrais depende da necessidade de energia para satisfazer o consumo. A evolução prevista para o fator de carga vai variar de acordo com a seguinte figura, tendo em conta a evolução do consumo, bem como a evolução das tecnologias renováveis:

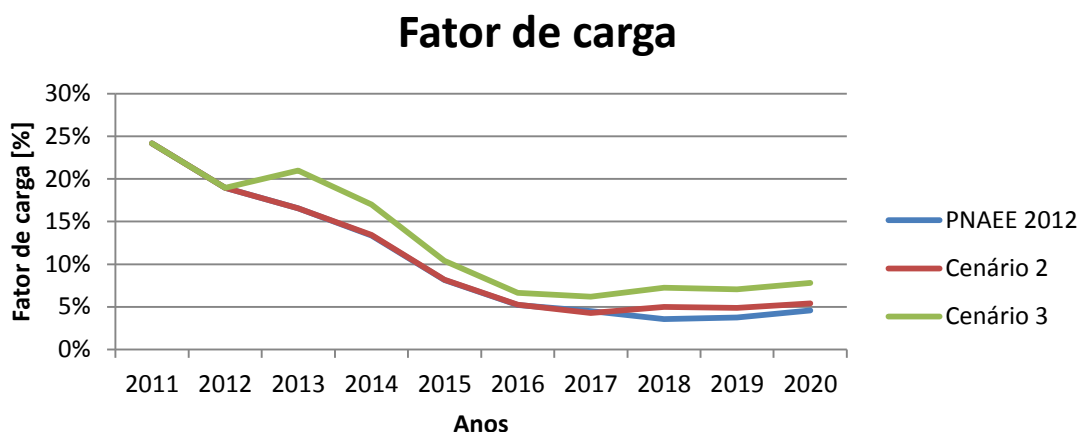


Figura 5.12 - Evolução do fator de carga

Podemos observar que o fator de carga segue exatamente a mesma linha de evolução da energia produzida, com exceção do cenário 3, onde a central de Sines é retirada de serviço em 2013, o que provoca um aumento no fator de carga, apesar de diminuir a energia produzida, isto porque o fator de carga depende inversamente da potência instalada.

5.1.9. PRO_Gás natural

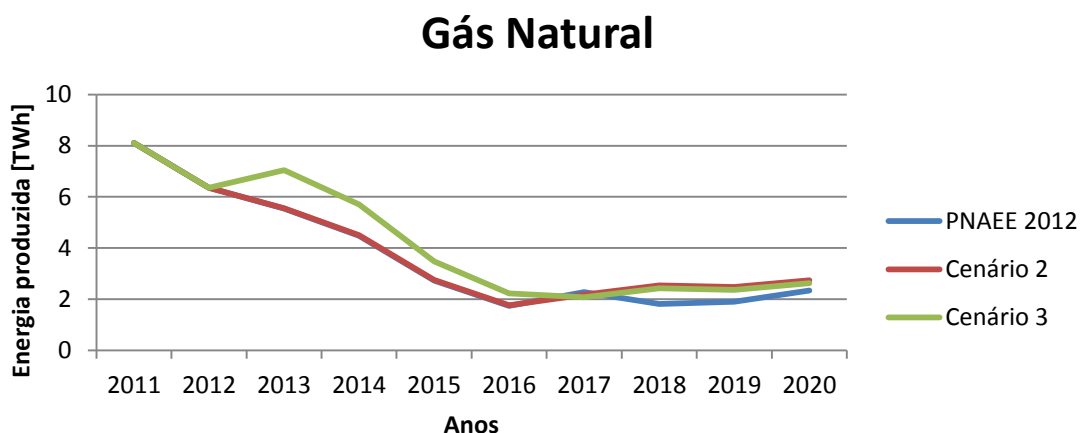
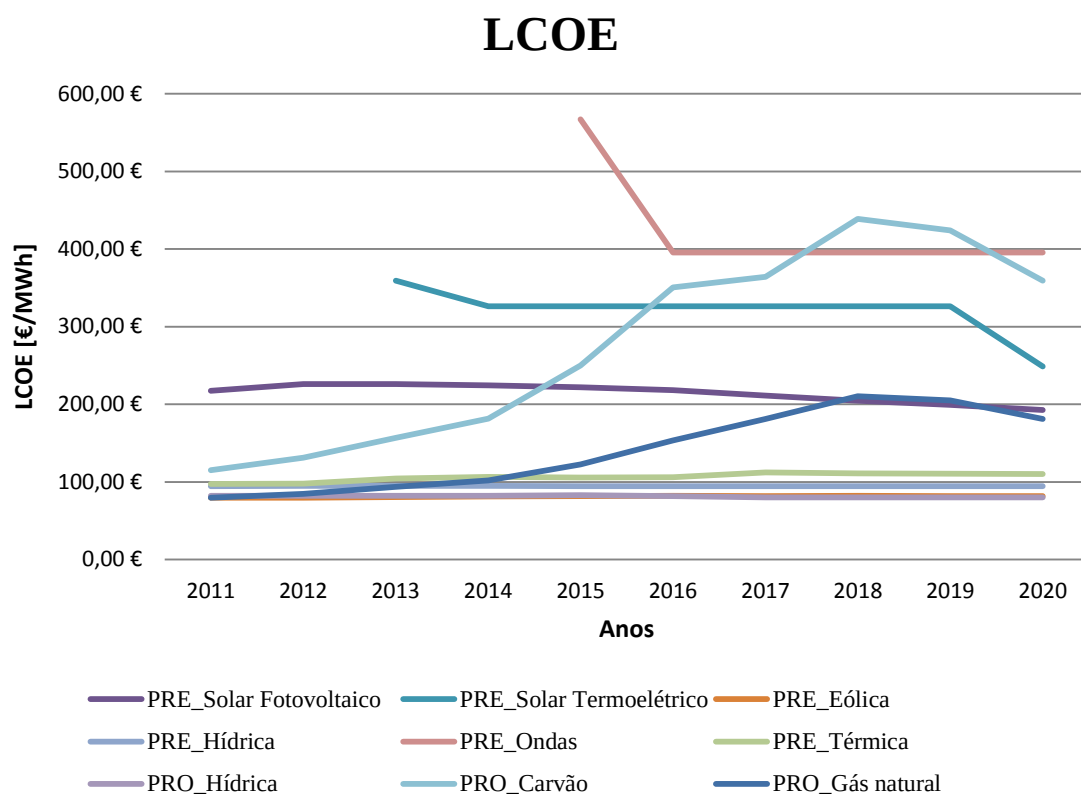


Figura 5.13 - Energia produzida por PRO_Gás natural

Seguindo a mesma lógica de raciocínio utilizada para análise da energia produzida por PRO_Carvão podemos explicar as diferenças na produção de energia por PRO_Gás natural. Em 2013, considera-se, no cenário 3, que a central a carvão de Sines sai de serviço, o que obriga a um aumento da produção por parte do gás natural, para manter o nível de produção térmica exigido pelas necessidades dos consumidores. Nos cenários 2 e de base essa mesma central sai de serviço apenas em 2017, ano em que a produção por parte do gás natural se volta a equilibrar entre os cenários. Daqui para a frente, tal como no carvão, observamos no cenário base um menor valor de energia produzida devido ao grande aumento da produção hídrica neste ano, enquanto nos cenários 2 e 3, por não entrarem em funcionamento as centrais hídricas de Girabolhos e Bogueira, a produção de energia por gás natural será ligeiramente superior. Inversamente ao que acontece com o carvão, a partir de 2017 verifica-se um maior valor de energia produzida no cenário 2, isto porque no cenário 3 consideramos que em 2017 não entram em funcionamento as duas centrais a gás natural previstas no cenário 2.

Uma vez que a produção térmica é dividida entre PRO_Carvão e PRO_Gás natural de acordo com a potência instalada de cada uma das tecnologias, o fator de carga do PRO_Gás natural é exatamente igual ao do PRO_Carvão.

Na seguinte figura podemos comparar todas as tecnologias em relação aos custos reais de produção de eletricidade. Os dados mostrados referem-se ao cenário base:



5.2. Mix energético

De acordo com todos os pressupostos assumidos em cada cenário estudado em relação a consumos e produções, e após calcular a energia produzida por cada tipo de tecnologia, é possível demonstrar a evolução do *mix* energético, no que diz respeito à percentagem de produção de energia por parte de cada tecnologia em relação ao consumo.

5.2.1. Cenário base

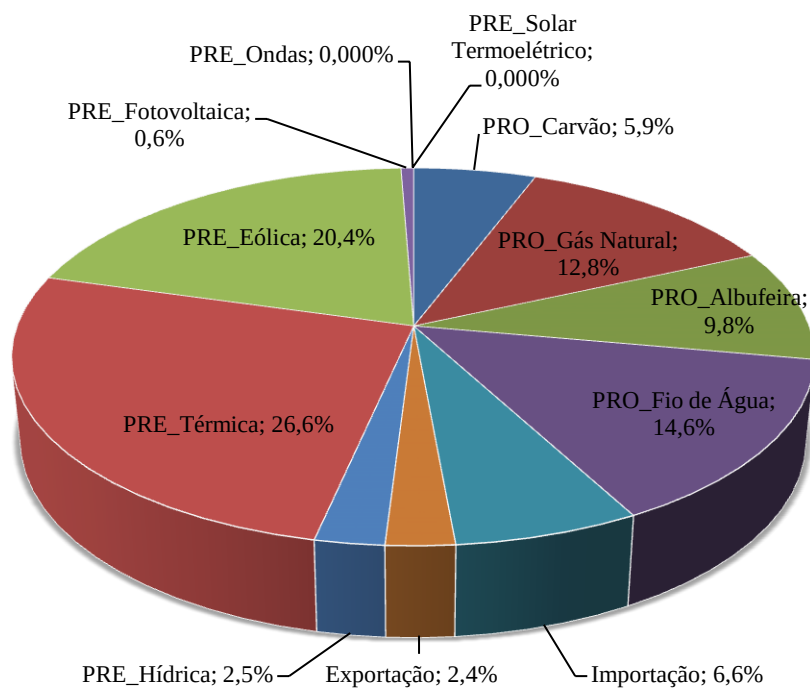
Mix de produção em 2012 [%] (PNAEE 2012)

Figura 5.14 - Mix de produção em 2012

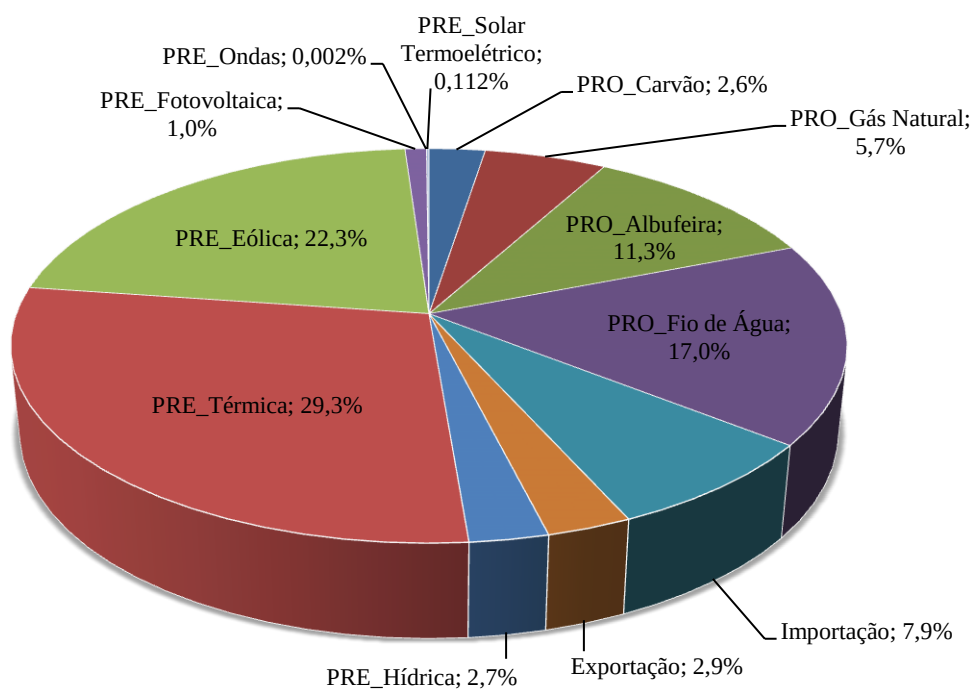
Mix de produção em 2015 [%] (PNAEE 2012)

Figura 5.15 - Mix de produção em 2015

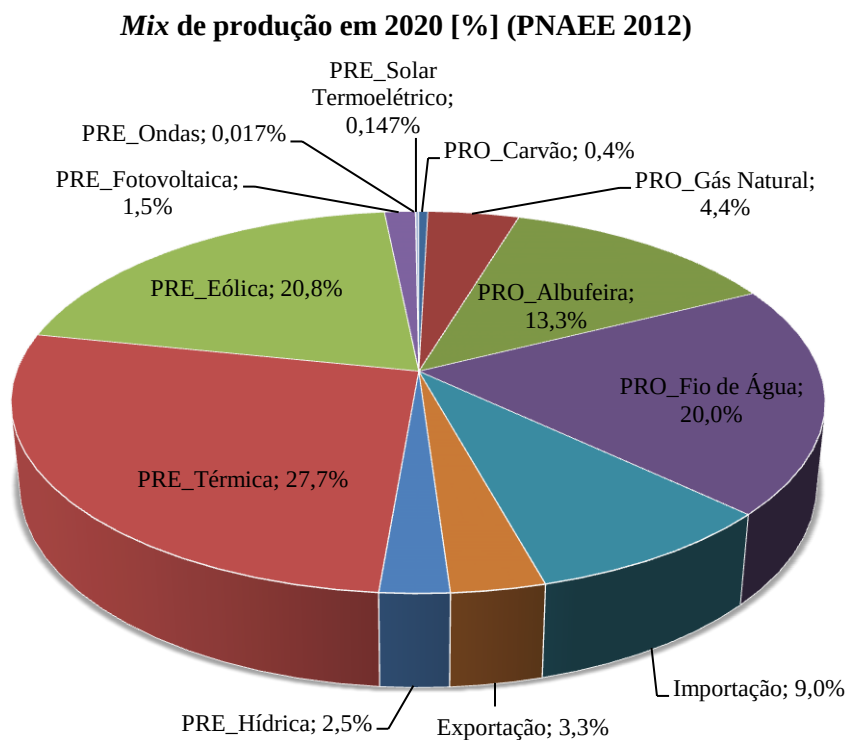


Figura 5.16 - Mix de produção em 2020

5.2.2. Cenário 2

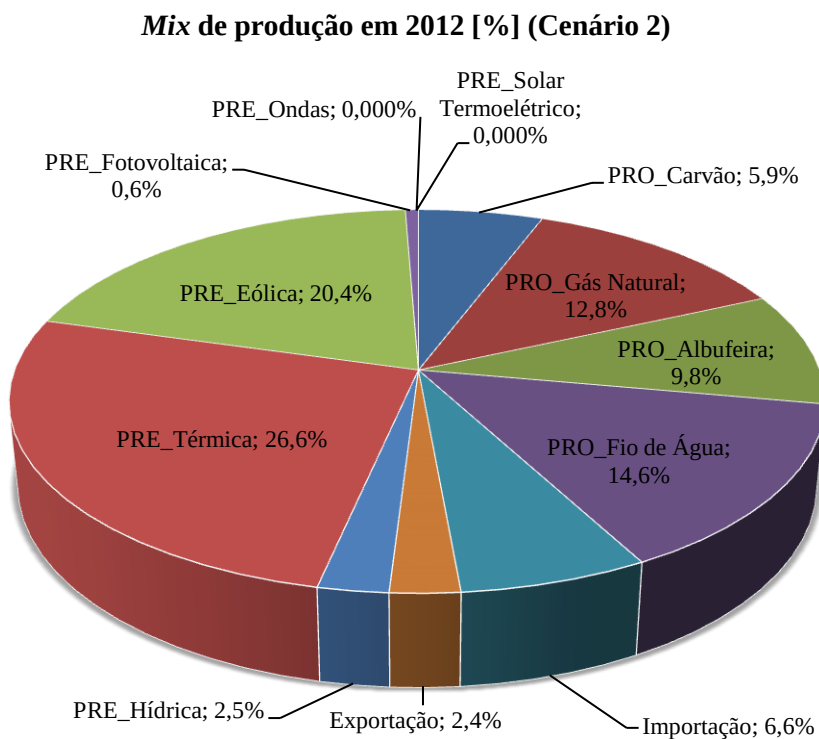


Figura 5.17 - Mix de produção em 2012

Mix de produção em 2015 [%] (Cenário 2)

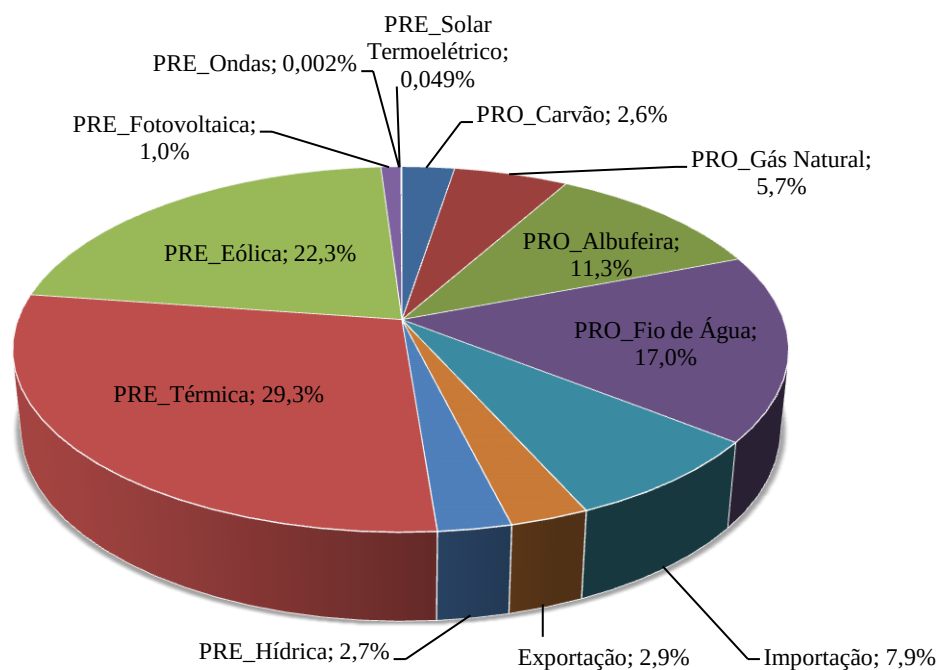


Figura 5.18 - Mix de produção em 2015

Mix de produção em 2020 [%] (cenário 2)

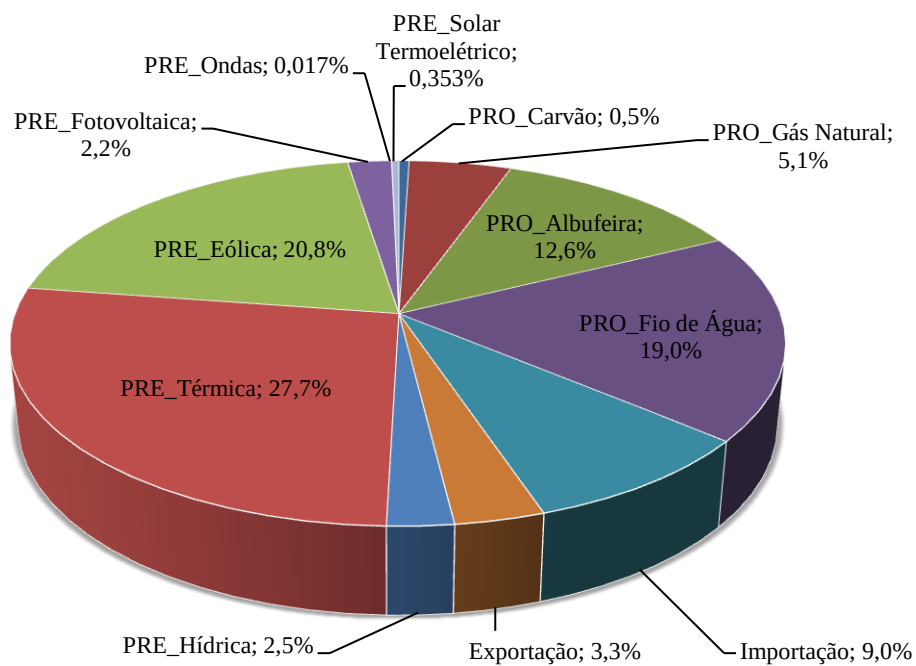


Figura 5.19 - Mix de produção em 2020

5.2.3. Cenário 3

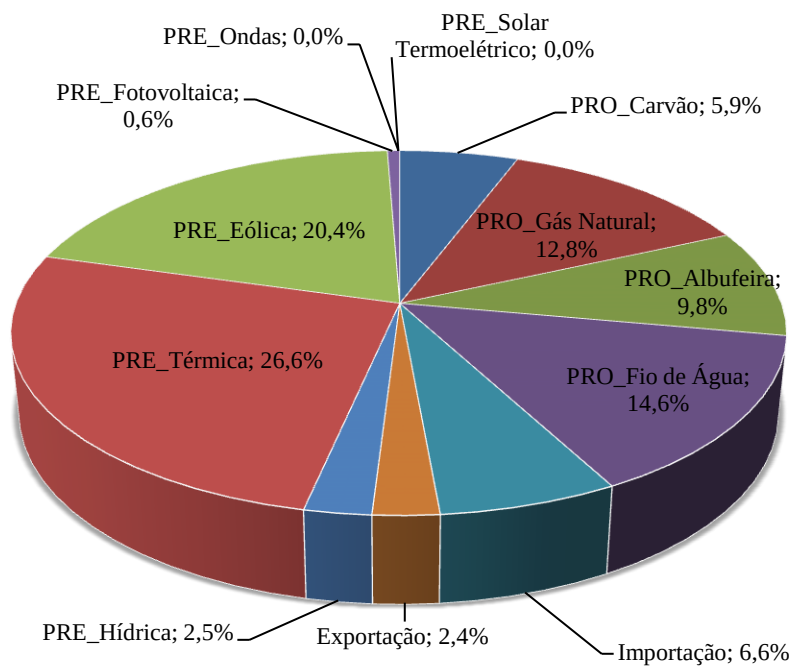
Mix de produção em 2012 [%] (Cenário 3)

Figura 5.20 - Mix de produção em 2012

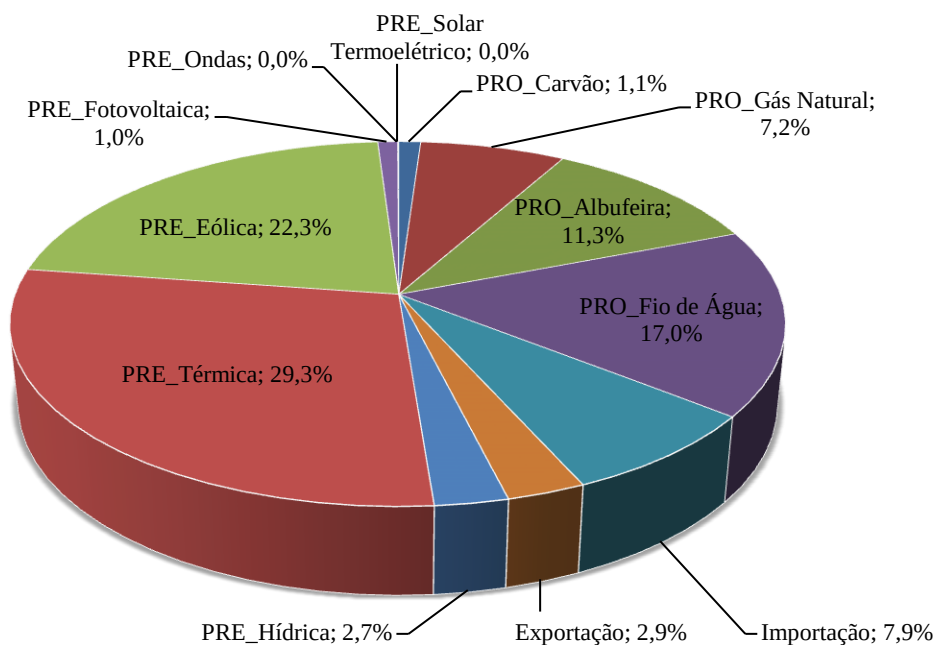
Mix de produção em 2015 [%] (Cenário 3)

Figura 5.21 - Mix de produção em 2015

Mix de produção em 2020 [%] (Cenário 3)

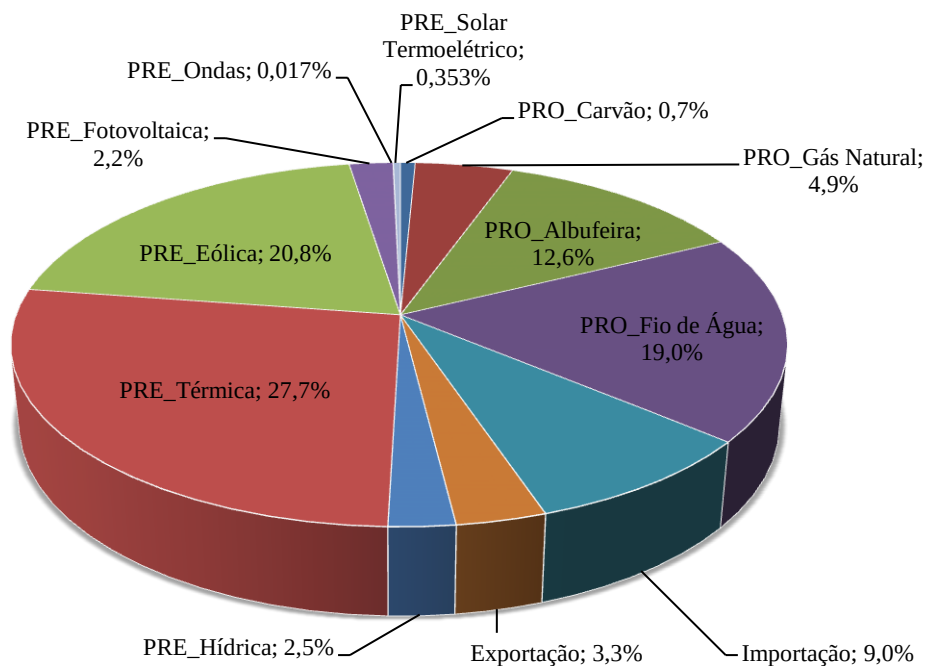


Figura 5.22 - Mix de produção em 2020

5.3. LCOE

Após reunir toda a informação relativa a custos de produção e quantidade de energia produzida estamos em condições de obter o valor do LCOE por cada tecnologia ao longo dos anos.

5.3.1. PRE_Solar fotovoltaico

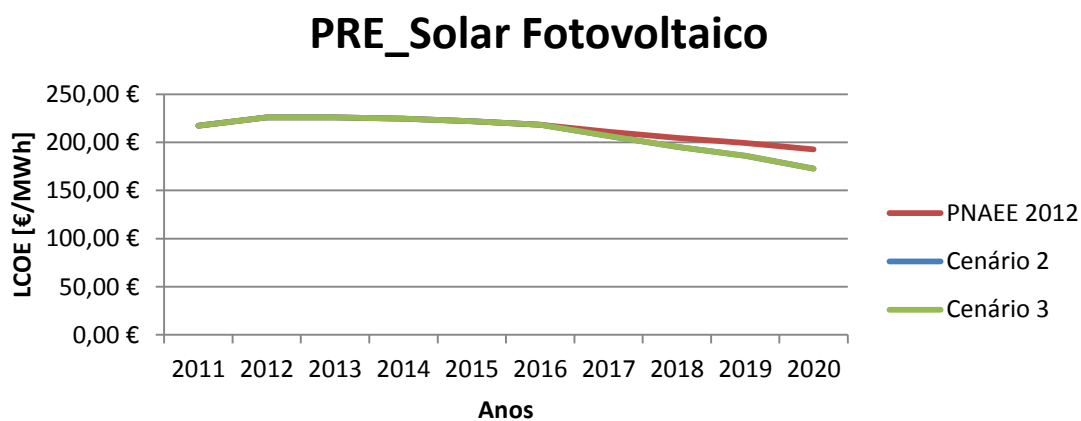


Figura 5.23 - Evolução do LCOE para PRE_Solar fotovoltaico

Podemos observar que o valor do LCOE para PRE_Solar fotovoltaico se torna inferior a partir de 2017 nos cenários 2 e 3 porque nestes cenários considera-se um maior investimento nesta época em PRE_Solar fotovoltaico, o que provoca a descida do LCOE, pois é uma época

onde os custos de investimento e a taxa de desconto se encontram em valores mais baixos, como se pode observar pela Tabela 2.18 e pela Figura 2.1, respetivamente. No geral podemos observar uma tendência decrescente no valor do LCOE porque os valores de investimento irão baixar ao longo dos anos, tal como a taxa de desconto. Do ano 2011 para 2012 verifica-se um ligeiro aumento do valor do LCOE porque se considera uma pequena subida do valor da taxa de desconto, e de um ano para o outro os custos de investimento mantêm-se constantes, daí a ligeira subida.

5.3.2. PRE_Solar termoelétrico

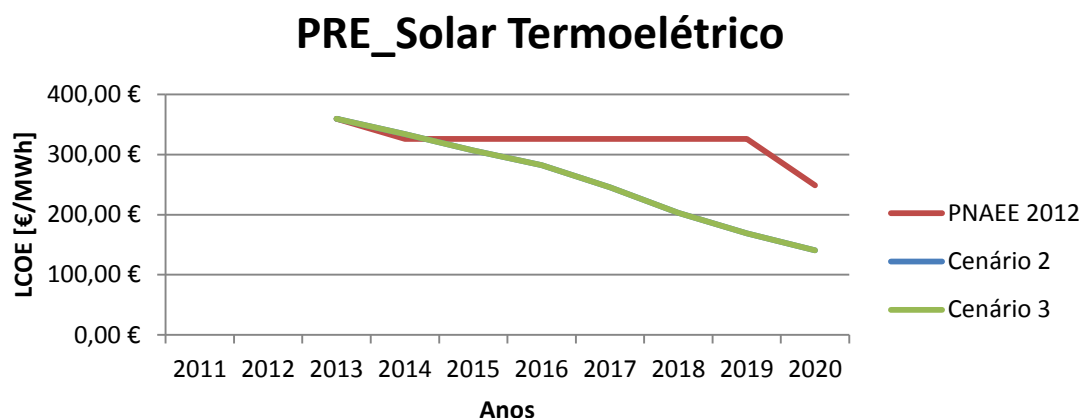


Figura 5.24 - Evolução do LCOE para PRE_Solar termoelétrico

Para o cenário base podemos verificar que o LCOE se mantém constante entre os anos 2014 e 2019, isto verifica-se porque no cenário base, durante estes anos não se admite nenhum investimento na tecnologia, o que manterá o LCOE constante. Nos casos dos cenários 2 e 3, onde se assumiu uma penetração da tecnologia de uma forma mais gradual e constante, pode-se verificar a constante descida no valor do LCOE, isto porque ao longo dos anos o custo de investimento na tecnologia vai baixando, tal como acontece com a taxa de desconto.

5.3.3. PRE_Eólica

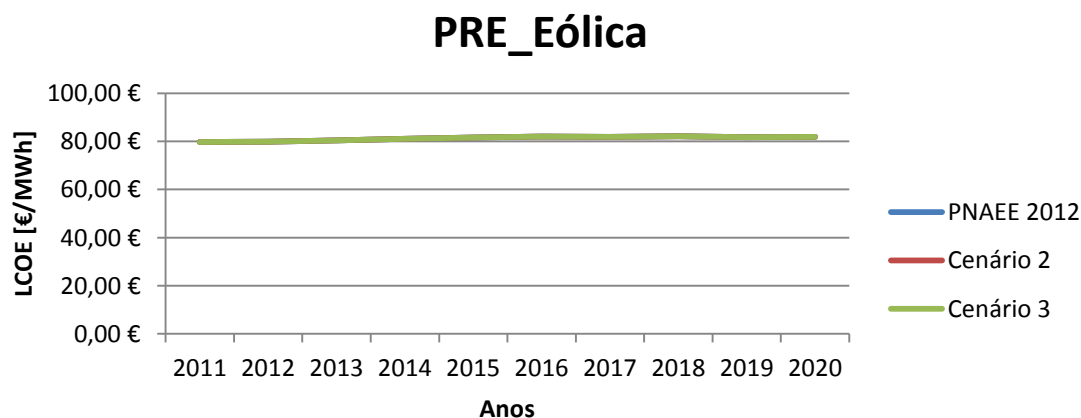


Figura 5.25 - Evolução do LCOE para PRE_Eólica

LCOE

No caso da PRE_Eólica podemos verificar que o LCOE se mantém praticamente constante ao longo dos anos, isto porque, apesar da ligeira descida nos custos de investimento que se verifica ao longo dos anos, também se considerou uma ligeira descida no fator de carga desta tecnologia, o que diminui a proporção de energia produzida em relação à potência instalada. Isso tornará o valor do LCOE praticamente constante ao longo dos anos, verificando-se até uma pequeníssima subida do seu valor, devido à diminuição do fator de carga. Nos três cenários o valor do LCOE é exatamente igual pois não se assumiram diferenças nenhuma entre os cenários no que diz respeito a esta tecnologia.

5.3.4. PRE_Hídrica

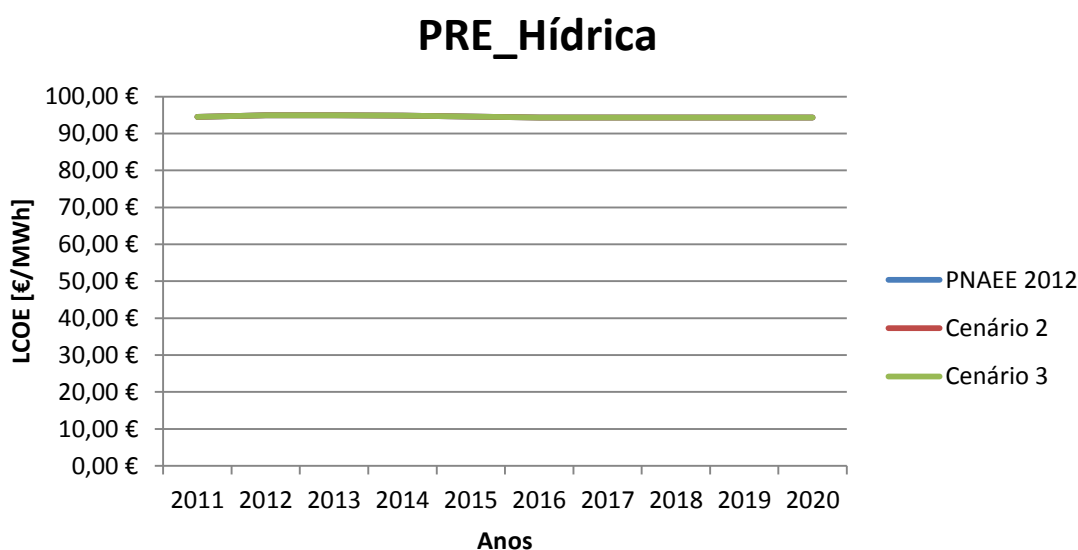


Figura 5.26 - Evolução do LCOE para PRE_Hídrica

Para a tecnologia de PRE_Hídrica também se verifica que o LCOE não vai sofrer grandes alterações, isto porque se trata de uma tecnologia onde os valores de investimento não irão sofrer grandes alterações ao longo dos anos, mas principalmente porque se considera que não irá haver um grande aumento da potência instalada desta tecnologia daqui para a frente, ou seja, se não se investe muito, as alterações também não serão significativas. Percebe-se um ligeiro aumento entre os anos de 2011 e 2014, isto porque nestes anos assumem-se pequenos investimentos, e a taxa de desconto é um pouco mais elevada do que nos anos anteriores, daí a pequena subida do LCOE. De 2016 para a frente o LCOE assume um valor sempre constante pois não são previstos investimentos na tecnologia neste período de tempo.

5.3.5. PRE_Ondas

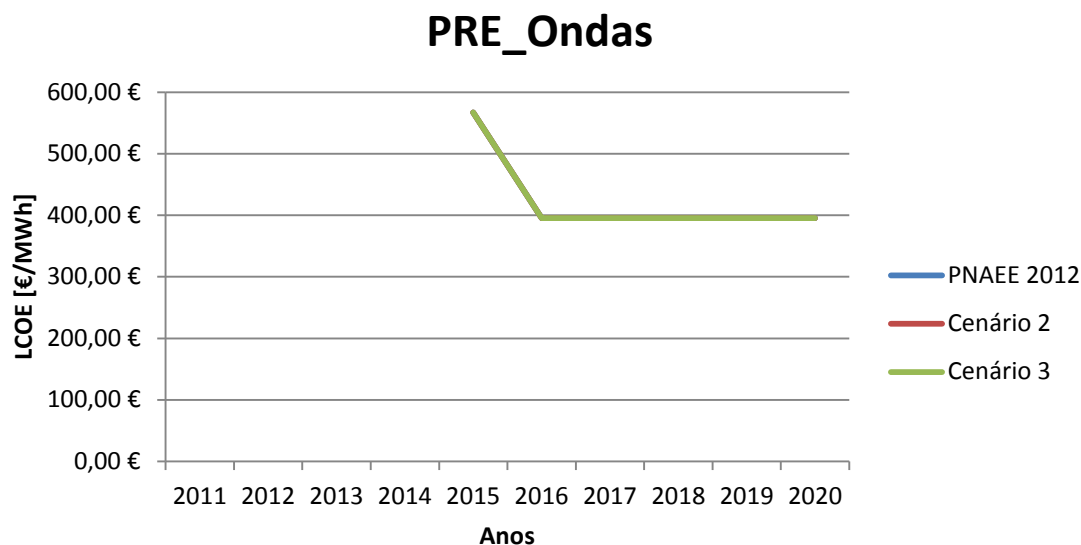


Figura 5.27 - Evolução do LCOE para PRE_Ondas

O valor do LCOE para PRE_Ondas não sofre muitas alterações porque só assume investimento na tecnologia nos anos de 2015 e 2016. De 2016 para a frente o valor do LCOE mantém-se constante por não haver mais nenhum investimento na instalação desta tecnologia. A grande diferença que se verifica entre os anos de 2015 e 2016 deve-se essencialmente à diferença entre fator de carga de um ano para o outro.

5.3.6. PRE_Térmica

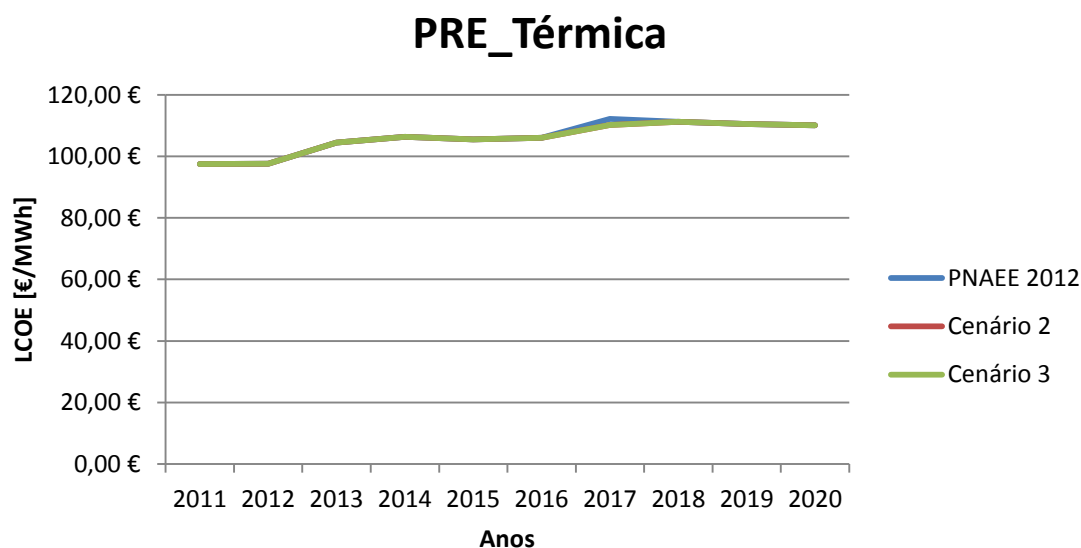


Figura 5.28 - Evolução do LCOE para PRE_Térmica

A evolução do LCOE para a PRE_Térmica depende essencialmente da evolução dos custos de combustível, uma vez que os valores de investimento não variam ao longo do tempo e

representam uma pequena parcela do custo total. Em 2017 pode-se observar uma subida mais acentuada no LCOE porque é a partir desse ano que há a necessidade de baixar o fator de carga da tecnologia, de forma a aumentar a produção por parte das PRO_Térmicas. A diferença entre o cenário base e os outros cenários deve-se precisamente à diferença verificada no fator de carga desse ano entre os cenários.

5.3.7. PRO_Hídrica

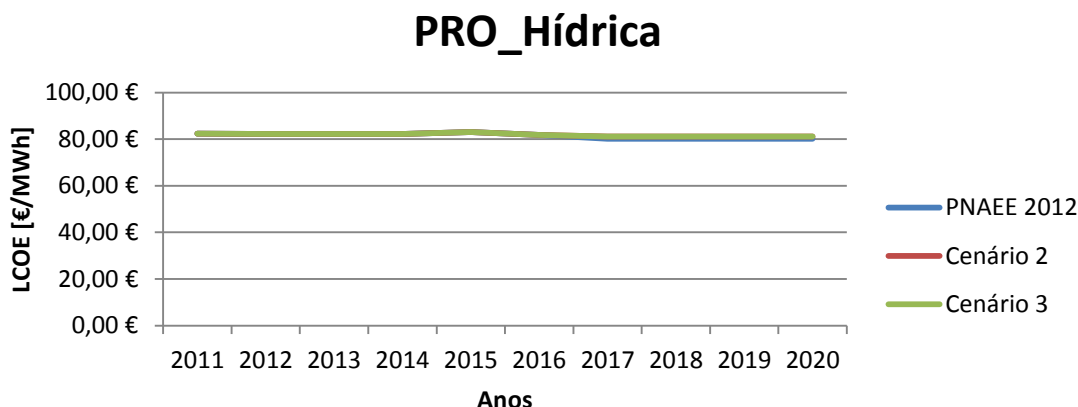


Figura 5.29 - Evolução do LCOE para PRO_Hídrica

A evolução do LCOE em PRO_Hídrica também não sofre grandes alterações, visto ser uma tecnologia onde os custos de investimento não tendem a alterar com os anos. Percebe-se um ligeiro aumento no LCOE em 2015, ano onde se considerou haver uma pequena descida do fator de carga. No entanto após 2015 o LCOE volta a baixar devido aos investimentos efetuados com taxas de desconto mais baixas do que em investimentos anteriores. A partir de 2017 percebe-se uma pequena diferença entre o cenário base e os outros cenários, isto porque nos cenários 2 e 3 considera-se que as centrais de Girabolhos e Bogueira não entrarão em funcionamento, ou seja, o investimento no ano de 2017 será menor, o que resulta numa redução menos acentuada do valor do LCOE.

5.3.8. PRO_Carvão

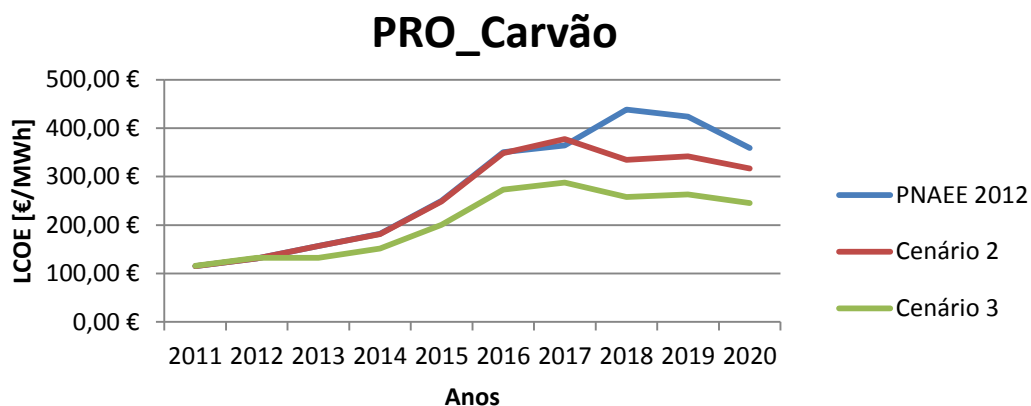


Figura 5.30 - Evolução do LCOE para PRO_Carvão

O valor do LCOE para PRO_Carvão varia essencialmente de acordo com dois indicadores, o fator de carga e o custo do combustível, uma vez que não estão previstos novos investimentos na tecnologia. Percebe-se no entanto a influência da potência instalada no ano de 2013, ano em que se assume no cenário 3 que a central de Sines sai de funcionamento, daí a diferença do LCOE entre o cenário 3 e os outros cenários. A partir de 2017 notam-se novas diferenças no LCOE devido aos pressupostos assumidos em cada cenário para as outras tecnologias, que irão influenciar diretamente o fator de carga do PRO_Carvão, alterando o valor de energia produzida por esta tecnologia, o que influencia diretamente o custo por MWh. Os custos de combustível também influenciam diretamente o LCOE, contribuindo para o seu constante aumento, sendo no entanto o fator de carga o principal responsável pela linha de evolução do LCOE.

5.3.9. PRO_Gás natural

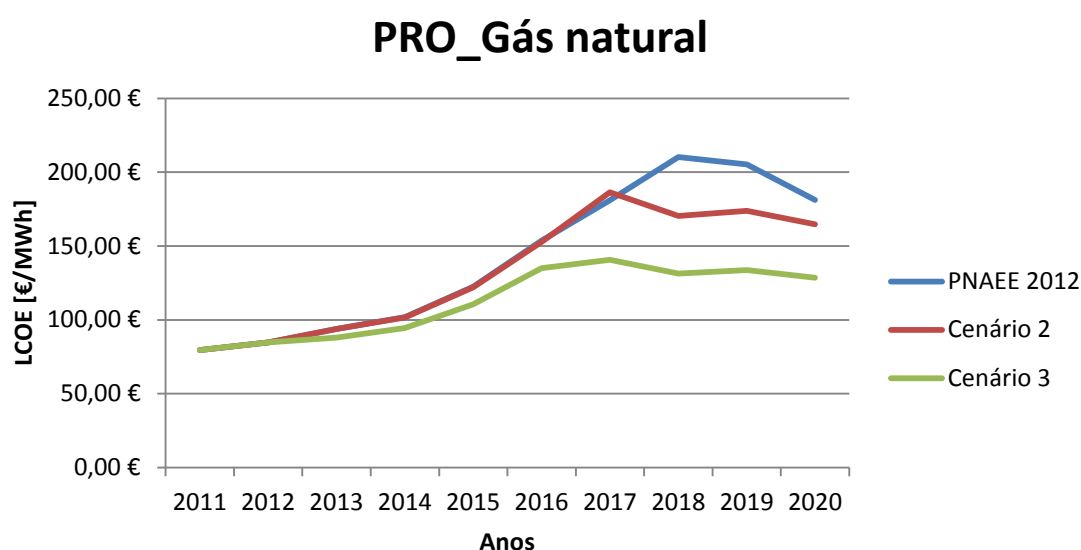


Figura 5.31 - Evolução do LCOE para PRO_Gás Natural

Ao analisar a evolução do LCOE do PRO_Gás natural podemos observar que segue uma linha de evolução em tudo idêntica ao PRO_Carvão, isto porque os fatores de carga são iguais para as duas tecnologias. No entanto verifica-se que os custos de PRO_Gás natural são inferiores aos de PRO_Carvão porque o investimento inicial é bastante mais baixo, o que explica a diferença de valores, uma vez que a evolução no preço dos combustíveis é idêntica para os dois casos.

5.3.10. PRO_Carvão vs PRO_Gás natural

Como é possível verificar na Figura 5.30 e na Figura 5.31, ao longo de todos os anos estudados o carvão apresenta custos de produção sempre superiores ao gás natural. Para além do investimento inicial ser mais baixo no gás natural, outro fator que influencia esta diferença de preços é a quantidade de emissões de CO₂ que cada tipo de tecnologia emite. Uma vez que alguns produtores não pagam as emissões por possuírem quotas em excesso, é interessante fazer a comparação entre as duas tecnologias sem incluir o custo de CO₂. Considerando então o cenário base para fazer esta comparação obtemos a seguinte figura:

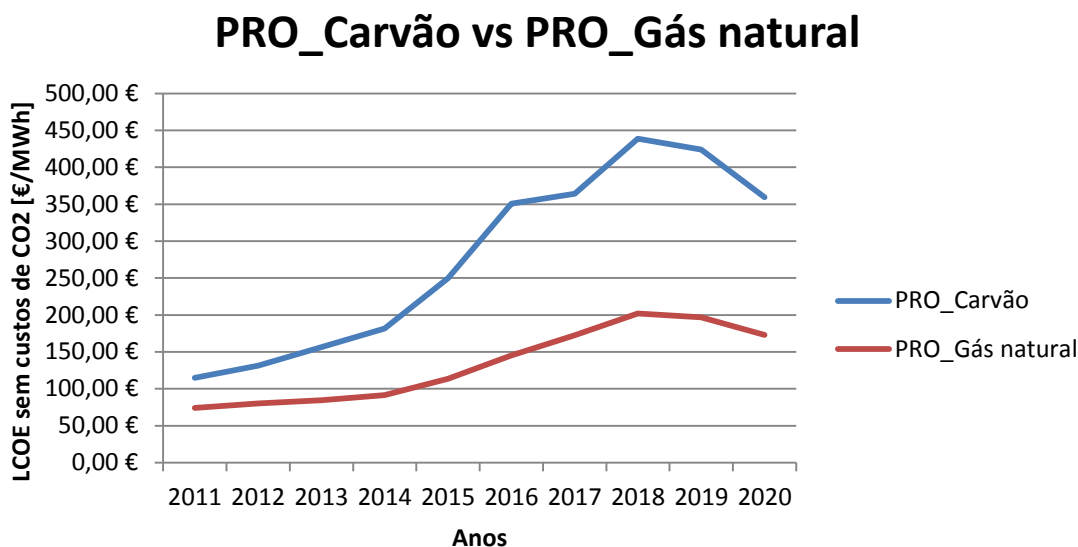


Figura 5.32 - Comparação entre o LCOE de PRO_Carvão e PRO_Gás natural sem custos de CO₂

Como é possível observar pela figura mesmo sem entrar com os custos de CO₂ no cálculo do LCOE o carvão continua a manter custos de produção sempre acima do gás natural.

Na realidade não é exatamente este cenário que acontece, pois, como já foi referido anteriormente, considera-se que os fatores de carga destas duas tecnologias são exatamente iguais, no entanto não é isso que se verifica. Atualmente os fatores de carga associados a PRO_Carvão são normalmente superiores aos do PRO_Gás natural, o que leva a que o LCOE do gás natural seja na realidade ainda superior ao do carvão. Uma vez que não existiam dados que sustentassem diferentes valores para os fatores de carga optou-se por usar valores iguais. A tendência é no entanto que os custos de carvão ultrapassem rapidamente os de gás natural.

5.4. Custos horários de produção de eletricidade

O objetivo do trabalho é estimar o custo horário de produção de eletricidade para os próximos anos, no entanto não é possível apresentar a evolução desses custos numa só figura, pois a elevada quantidade de dados na mesma figura torna impossível a sua análise.

A apresentação dos dados será então feita por partes. Inicialmente apresentam-se exemplos de valores horários para o custo de produção de energia num só dia. Para perceber que tipo de evolução os custos seguem num espaço de tempo um pouco superior apresenta-se a evolução dos custos horários durante uma semana. Para espaços temporais superiores é impossível apresentar os custos de produção de eletricidade numa unidade horária, então iremos obter os valores médios para cada dia de um mês e apresentar a evolução dos custos médios diários ao longo de um mês. Em seguida calcula-se a média mensal dos custos e apresenta-se a evolução dos custos médios mensais durante um ano. Por fim, utilizando a média anual dos custos, apresenta-se a evolução dos custos médios anuais de produção de eletricidade até ao ano de 2020.

5.4.1. Custos para 1 dia

Na seguinte figura podemos observar os custos horários estimados para um dia de janeiro de 2020:

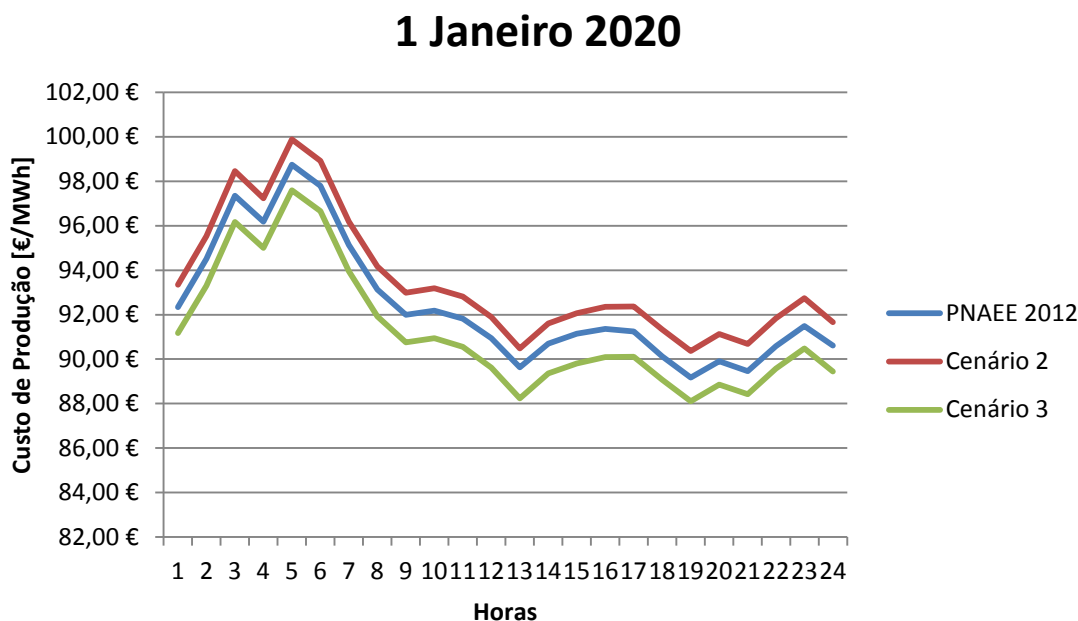


Figura 5.33 - Estimativa horária do custo de produção de eletricidade para 1 de janeiro de 2020

Ao observar a figura podemos concluir que as linhas de evolução dos custos em cada cenário são idênticas, isto porque a estimativa de produção de energia foi calculada sempre com base no ano de 2011, ou seja, a tendência da evolução dos custos será igual para todos os cenários, podendo o custo ser mais ou menos elevado em determinados casos, mas sempre seguindo a mesma tendência.

Neste caso podemos observar que o cenário que apresenta custos de produção mais elevados é o cenário 2, isto porque, em comparação com o cenário base, apresenta maior percentagem de produção por tecnologias mais caras, como é o caso de PRE_Solar fotovoltaico, PRE_Solar termoelétrico, PRO_Carvão e PRO_Gás natural, enquanto a produção por parte de PRO_Hídrica, que apresenta um custo de produção mais baixo, é inferior. Podemos confirmar isso observando a Figura 5.16 e a Figura 5.19.

O cenário 3 apresenta os custos de produção totais mais baixos porque é o cenário onde os LCOE são mais baixos em muitas das tecnologias, ou seja, apesar de apresentar um *mix* de produção muito idêntico ao cenário 2, os custos totais baixam porque o LCOE de tecnologias como PRE_Solar fotovoltaico, PRE_Solar termoelétrico, PRO_carvão e PRO_Gás natural é muito inferior neste cenário. A tendência dos custos está diretamente relacionada com a produção de energia por cada tipo de tecnologia, sendo superior quando existe maior produção por parte de tecnologias com custos variáveis superiores, como é o caso do PRO_Carvão, PRO_Gás natural e PRE_Térmica.

Caso não existisse produção por parte destas três tecnologias o custo iria ser sempre constante, uma vez que só entravam os custos fixos para o cálculo do custo de produção.

Para melhor entender a influência de cada tecnologia no custo de produção de eletricidade apresentam-se em seguida os custos de produção de um outro dia do mesmo ano, e em seguida a

Custos horários de produção de eletricidade

comparação entre os dois dias no que diz respeito às tecnologias que mais produziram eletricidade, para perceber o que leva a maiores subidas de preço.

13 Junho de 2020

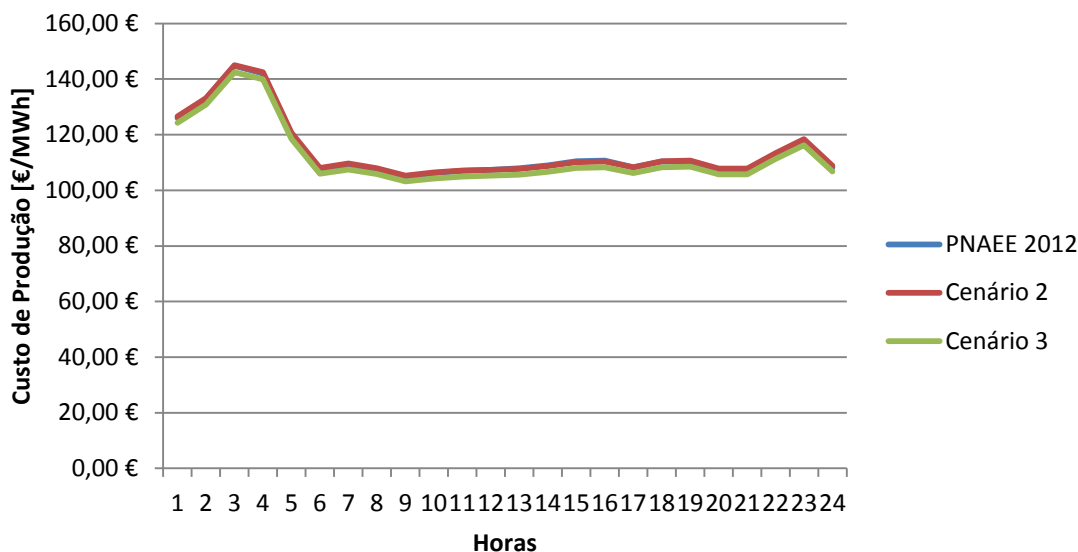


Figura 5.34 - Estimativa horária do custo de produção de eletricidade para 13 de junho de 2020

01-Jan vs 13-Jun

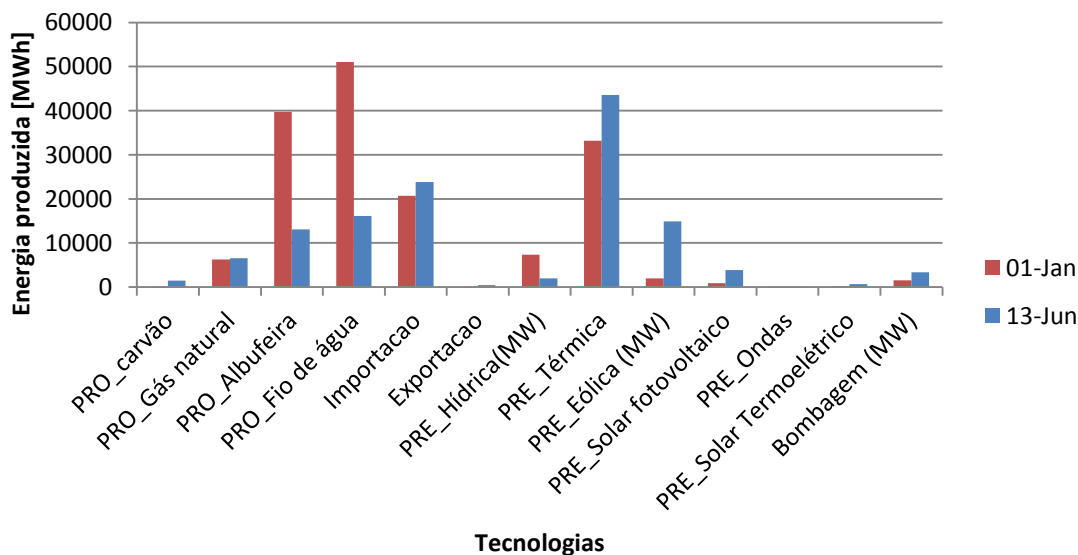


Figura 5.35 - Comparação de produções entre 01-Jan e 13-Jun

Ao observar a Figura 5.34 podemos verificar que a tendência da linha é idêntica à da Figura 5.33, no entanto os custos para este dia são bastante superiores aos verificados em janeiro. Analisando a Figura 5.35 podemos verificar que a tecnologia que mais produz neste dia é PRE_Térmica, enquanto em janeiro era PRO_Hídrica. Também se verifica um ligeiro aumento na PRO_Carvão e PRO_Gás natural, bem como na importação e bombagem. Estas são as

tecnologias que mais influenciam os custos, apesar de que a maior ou menor produção de eletricidade por parte das outras tecnologias também influencia, uma vez que não acrescentam qualquer tipo de custos variáveis.

Escolheram-se duas épocas do ano bastante distintas no que respeita a condições atmosféricas para perceber as diferenças causadas pela maior ou menor produção por parte das renováveis.

Neste exemplo não é perceptível a influência das PRE_Renováveis porque os custos são afetados principalmente pela falta de PRO_Hídrica e pelo aumento de PRE_térmica. Ou seja, o aumento de PRE_Eólica e de PRE_Fotovoltaico deveriam provocar uma descida nos custos de produção, no entanto isso não acontece devido à pouca relevância dos seus valores. A seguinte figura mostra a quantidade de eletricidade produzida por tecnologias sem custos variáveis em detrimento das tecnologias com custos variáveis, para que se perceba a verdadeira diferença nos preços.

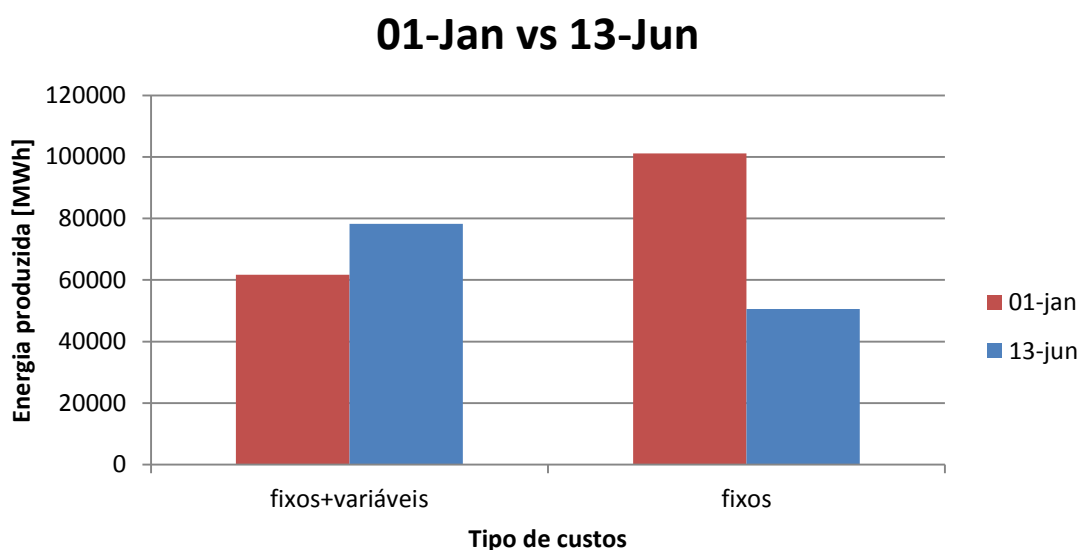


Figura 5.36 - Energia produzida por tecnologias divididas por tipo de custo

Como já foi referido anteriormente a energia produzida em 13 junho é maioritariamente proveniente de tecnologias que adicionam custos variáveis aos custos fixos já existentes o que provoca o aumento geral dos custos.

A Figura 5.35 e a Figura 5.36 são referentes ao cenário 3 apenas, no entanto os outros cenários têm uma análise exatamente igual.

5.4.2. Custos para 1 semana

Na figura seguinte pode observar-se a evolução dos custos horários durante a primeira semana de 2020:

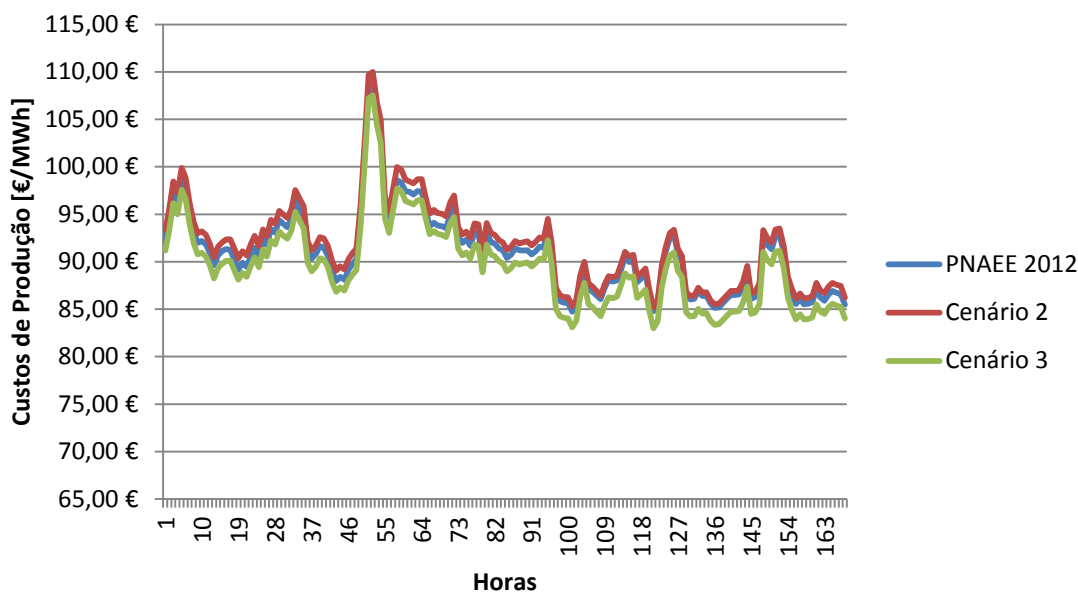
1ª semana de janeiro de 2020

Figura 5.37 – Estimativa horária do custos de produção de eletricidade na 1ª semana de jan-2020

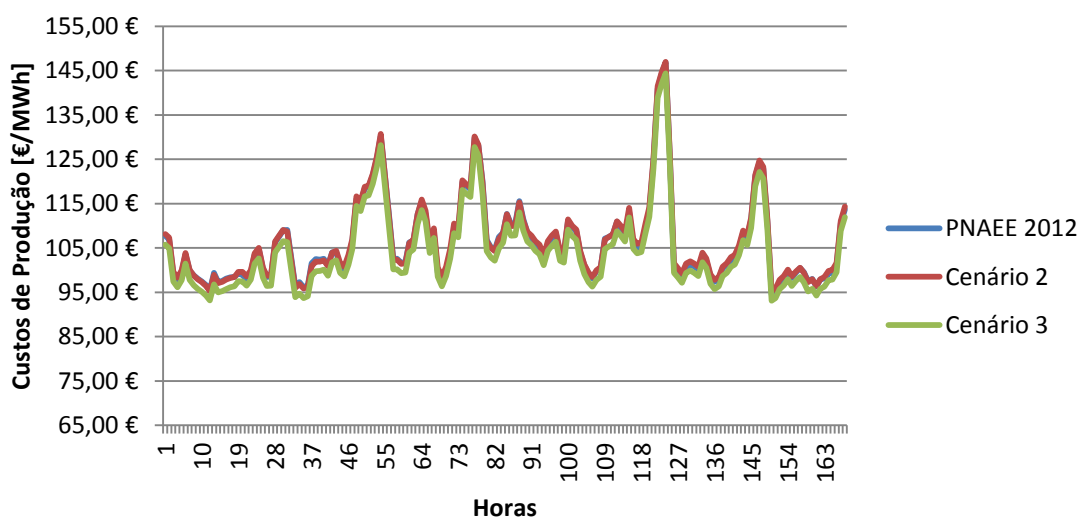
1ª semana de junho de 2020

Figura 5.38 – Estimativa horária do custos de produção de eletricidade na 1ª semana de jun-2020

Analisando as duas figuras, relativas às semanas de janeiro e junho podemos retirar as mesmas conclusões. A subida e descida de custos de produção deve-se sempre à mesma razão, a entrada ou não de tecnologias com custos variáveis adicionais.

As diferenças de valores entre cenários devem-se essencialmente ao valor do LCOE calculado para cada tecnologia em cada cenário, bem como à produção de eletricidade por cada uma das tecnologias.

5.4.3. Custos para 1 mês

Como já foi referido anteriormente é impossível analisar uma figura com os custos horários de produção de eletricidade, devido ao elevado número de dados que seriam apresentados. Por essa razão os valores apresentados para um mês são valores médios diários.

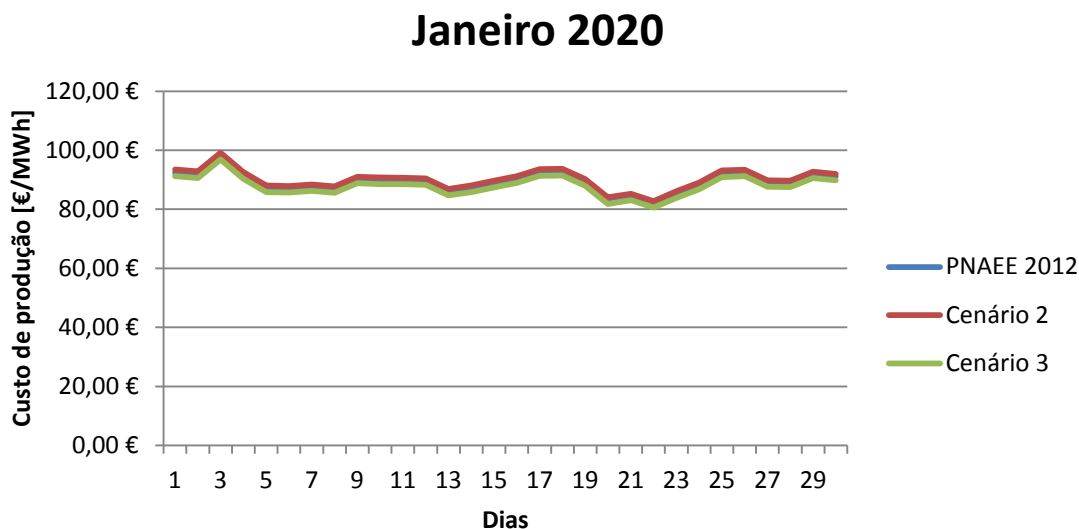


Figura 5.39 - Estimativa diária do custo de produção de eletricidade para janeiro de 2020

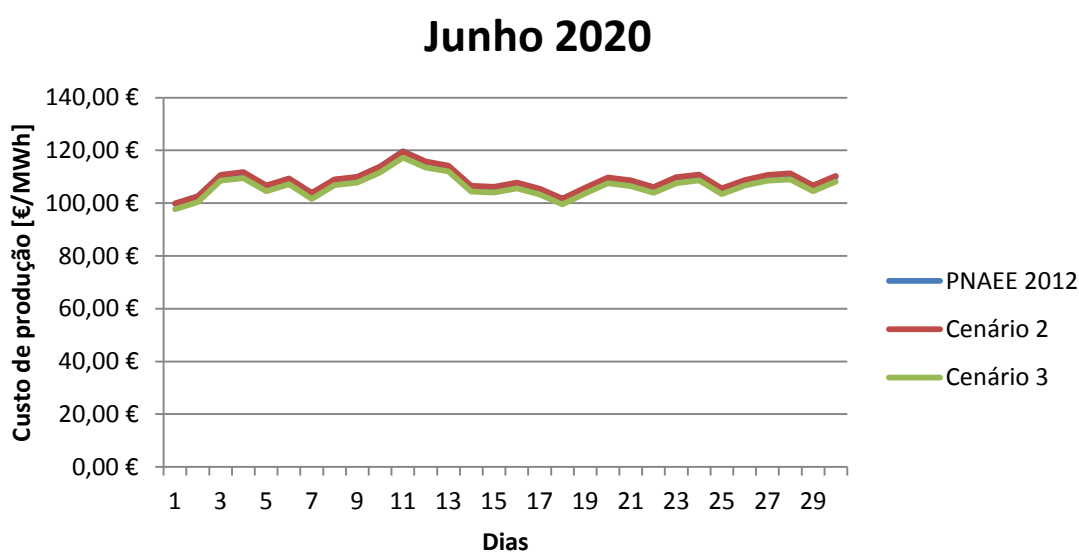


Figura 5.40 - Estimativa diária do custo de produção de eletricidade para junho de 2020

Ao analisar as duas figuras não se reconhece nenhum tipo de padrão na sua evolução, pois os custos de produção não irão depender diretamente dos dias do mês. No entanto podemos confirmar que os custos em junho são bastante superiores aos custos em janeiro, isto por causa dos baixos níveis de produção por parte das hídricas nesta altura do ano.

5.4.4. Custos para 1 ano

Procedendo de igual forma, de maneira a ser possível a análise da figura, os dados apresentados em seguida são dados médios mensais.

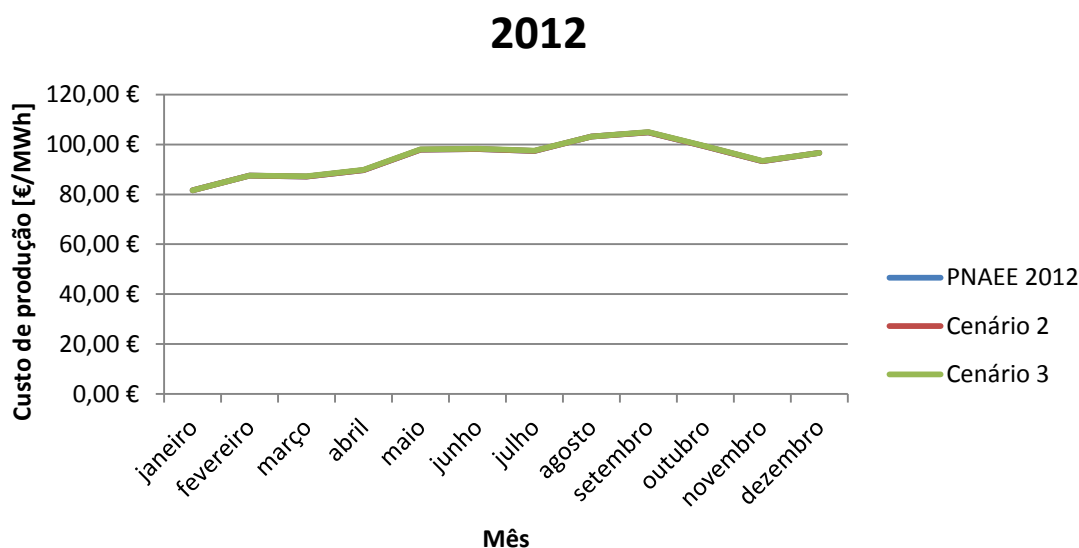


Figura 5.41 – Estimativa mensal do custo de produção de eletricidade para o ano de 2012

Uma vez que no ano 2012 ainda não existem diferenças nenhuma entre os três cenários as linhas de evolução encontram-se sobrepostas ao longo de todo o ano.

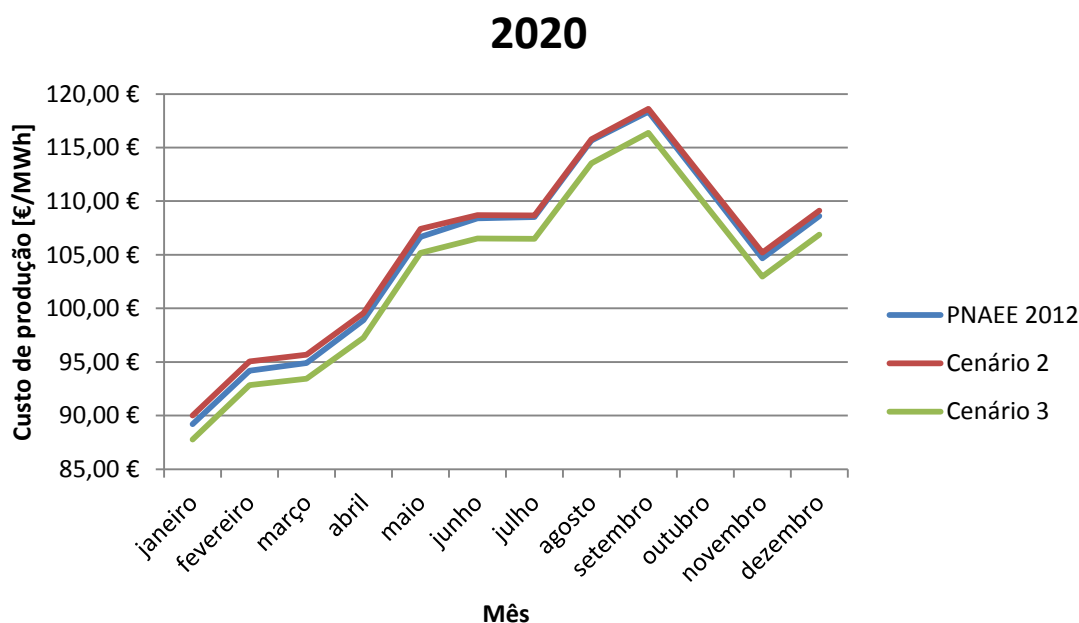


Figura 5.42 – Estimativa mensal do custo de produção de eletricidade para o ano de 2020

Na figura foi necessário limitar o eixo vertical para que fosse possível observar as diferenças existentes entre os cenários, caso contrário, devido à proximidade de valores, seria impossível. No entanto, desprezando as diferenças óbvios entre a Figura 5.41 e a Figura 5.42 devido ao intervalo do eixo vertical, podemos ver que ambas as figuras seguem uma tendência de

evolução muito idêntica. A evolução dos custos de produção de eletricidade depende indiretamente do mês do ano, indiretamente porque na realidade não é do mês, mas sim das condições atmosféricas características de cada mês. Isso faz com que a evolução dos custos ao longo de cada ano seja idêntica. No entanto os custos associados ao ano de 2020 são de uma ordem de grandeza superior, isto porque ao longo dos anos a entrada em funcionamento de centrais com LCOE mais elevado vai ser cada vez mais frequente, o que provocará a crescida constante do Custo de produção de eletricidade. Apesar de o LCOE de algumas tecnologias ter tendência a descer com o passar dos anos, outras tecnologias vão subir muito o seu custo de produção, o que no geral, pesando cada uma das tecnologias, resulta num aumento do custo de produção geral.

5.4.5. Evolução geral dos custos

Por último resta apresentar a evolução dos custos ao longo dos anos, apresentando os dados como média anual, para ser possível analisar a evolução anual até 2020.

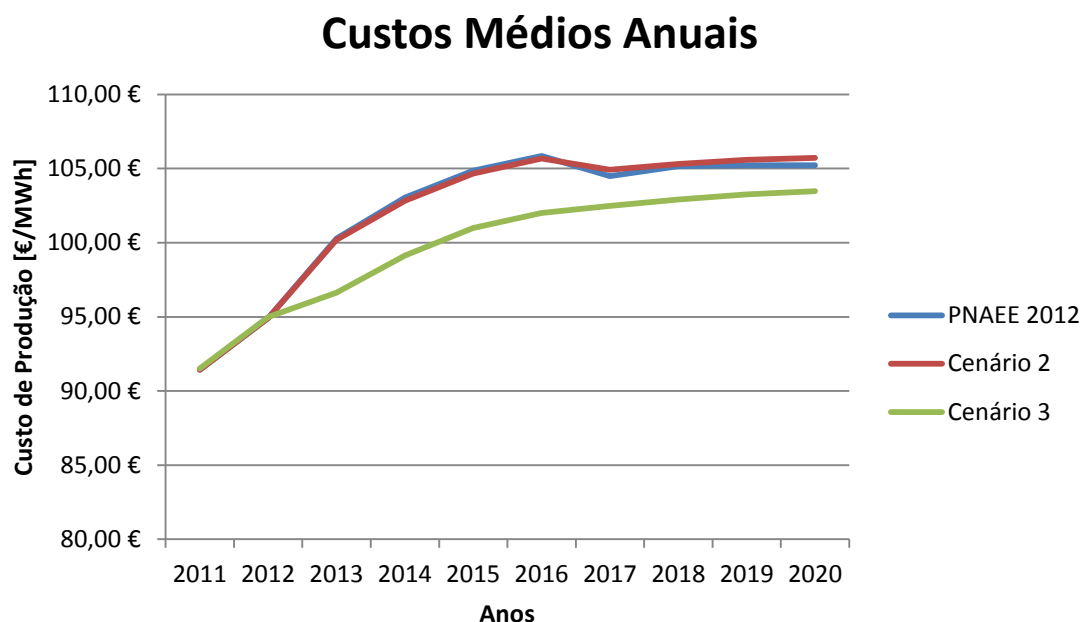


Figura 5.43 - Estimativa anual do custo de produção de eletricidade

Analisando esta figura é possível perceber com clareza a linha de evolução dos custos de produção de eletricidade. No cenário 3 existe uma pequena deformação em 2013, isto representa a saída de funcionamento da central de PRO_Carvão de Sines. Ao retirar a central de funcionamento mais cedo baixamos o custo geral de produção de eletricidade porque o LCOE de PRO_Carvão e PRO_Gás natural baixa significativamente, o que provoca efeitos visíveis no custo geral de produção de eletricidade. Pela mesma razão existe uma pequena deformação nas linhas do cenário base e do cenário 2 no ano de 2017, ano em que a central de Sines sai de serviço, de acordo com estes cenários. As diferenças entre o cenário base e o cenário 2 são muito pequenas. Entre o ano 2013 e o ano 2016 o cenário base apresenta custos ligeiramente superiores devido a uma descuidada introdução de PRE_Solar termoelétrico, que apresenta custos muito elevados nos primeiros anos. Apesar de tudo a diferença nos custos não é muito significativa dada a baixa percentagem que o PRE_Solar termoelétrico representa para o sistema

elétrico. Em 2017 invertem-se os custos, ficando os custos do cenário 2 mais altos que os do cenário base, isto porque no cenário base considera-se a entrada das centrais hídricas de Girabolhos e da Bogueira, o que irá aumentar o potencial hídrico, contribuindo para a redução dos custos de produção. Neste ano também se considera maior penetração de PRE_Solar fotovoltaico no cenário 2, o que contribui também para o aumento dos custos, visto ser uma tecnologia com LCOE ligeiramente elevado em relação a outras.

Como já foi referido, a tendência geral dos custos deve-se à introdução de centrais com LCOE superior às centrais convencionais, no entanto, a principal causa para a subida dos custos de produção é o crescimento excessivo do LCOE para as centrais térmicas, o que justifica a necessidade de alternativas a este tipo de tecnologias, como são as renováveis.

5.4.6. Custos fixos vs Custos variáveis

Com o intuito de mostrar efetivamente a influência dos custos variáveis no custo final de produção de energia, apresenta-se em seguida uma pequena amostra aleatória dos custos horários de produção de energia onde se pode distinguir os custos fixos dos custos variáveis:

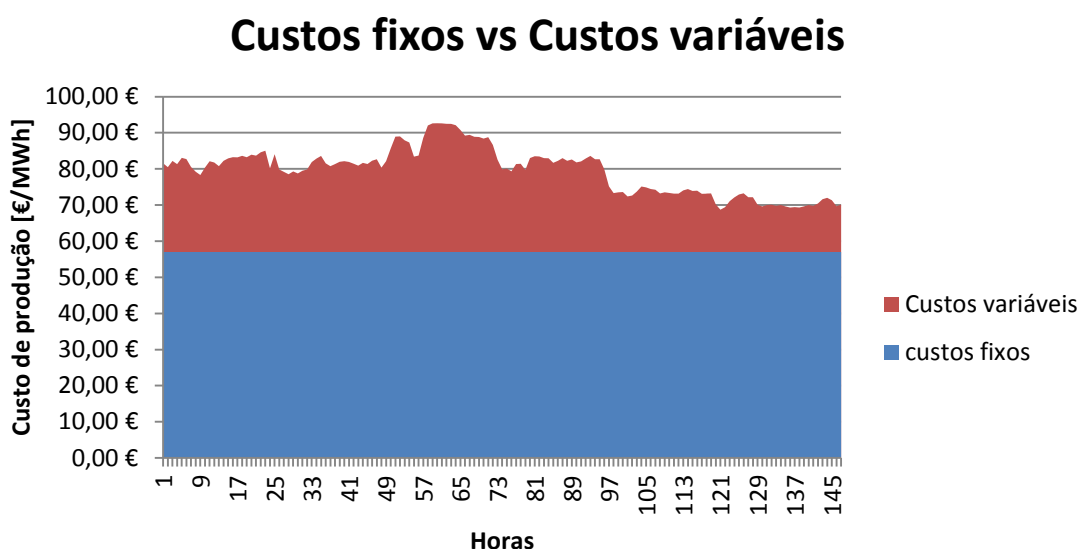


Figura 5.44 - Custos fixos vs Custos variáveis

A diferenciação entre custos de investimento, custos de O&M e custos de combustível por tecnologia pode ser consultada nas tabelas em anexo.

5.4.7. Custos variáveis estimados vs preço de mercado

Uma vez que foram estimados os custos para o ano de 2011 é possível fazer uma comparação entre os custos estimados e os preços de mercado verificados nesse ano. Apresenta-se em seguida uma pequena parcela aleatória do ano de 2011 para se fazer essa análise:

Custos variáveis vs Preço de mercado

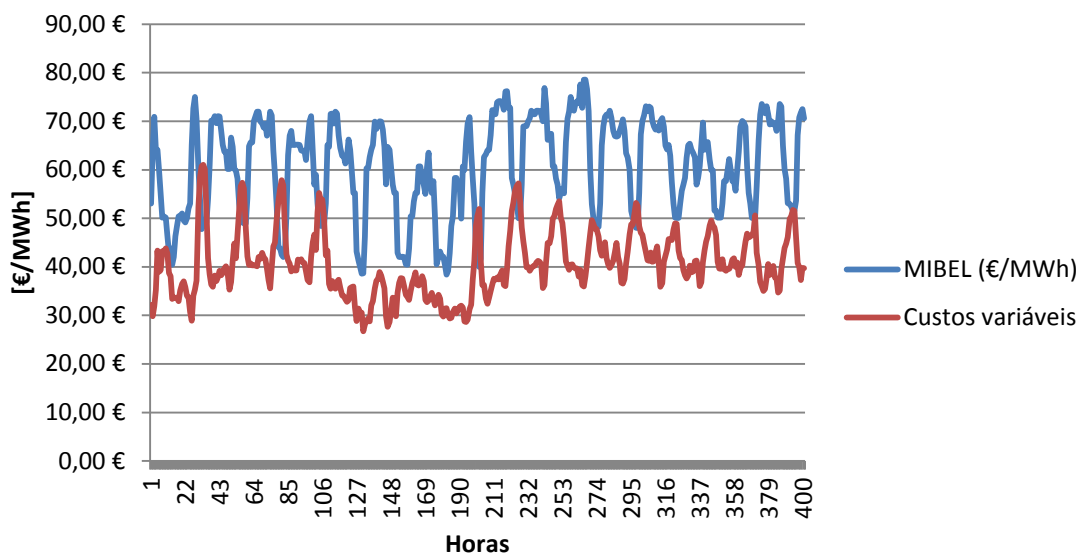


Figura 5.45 - Custos variáveis vs preço de mercado

Observando a figura anterior pode-se verificar que as duas linhas seguem trajetórias opostas. Quando o preço de mercado sofre grandes descidas o custo variável de produção tende a ser mais alto. Para compreender este efeito considere a tabela seguinte:

Tabela 5.1 - Evolução de custos variáveis, preço de mercado, %térmica e fator de carga

	0h	3h	6h	9h	12h	15h	18h	21h
MIBEL	50,01 €	41,05 €	45,65 €	52,34 €	53,90 €	51,26 €	53,07 €	57,33 €
Custos variáveis	36,38 €	39,65 €	34,69 €	33,01 €	33,82 €	33,95 €	31,76 €	32,72 €
%térmica em relação ao consumo	51,33%	52,48%	37,98%	42,34%	45,88%	46,70%	40,60%	44,02%
Fator de carga	32,34%	27,84%	37,23%	44,06%	44,43%	43,39%	46,43%	43,60%

A tabela anterior representa valores médios para algumas horas do dia. Pode-se observar, tal como na Figura 5.45, uma evolução oposta entre o preço de mercado e os custos variáveis. Isto pode ser explicado olhando para os valores médios de PRO_Térmica.

Na seguinte figura podemos observar a evolução dos custos variáveis médios, bem como da percentagem de produção térmica em relação ao consumo:

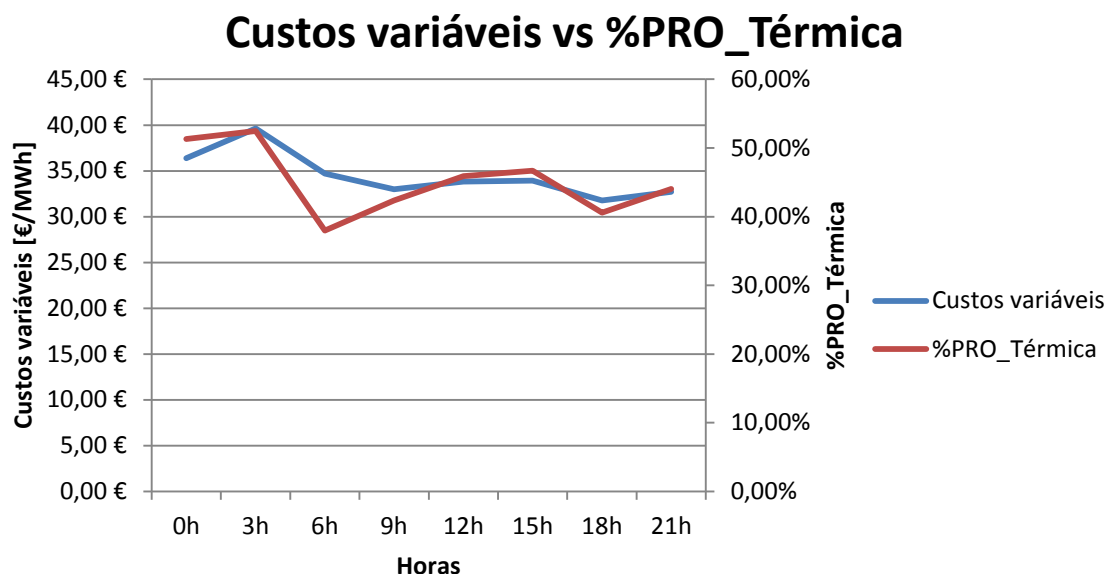


Figura 5.46 - Custos variáveis vs % de PRO_Térmica

Observando a figura pode-se concluir que a evolução das duas linhas é muito idêntica, isto porque, como já foi referido anteriormente, os custos variáveis dependem da parcela de produção térmica em relação ao consumo, pois é esta parcela que introduz no cálculo dos custos de produção a parte variável.

Na seguinte figura podemos comparar a evolução do preço de mercado e do fator de carga das PRO_Térmicas:

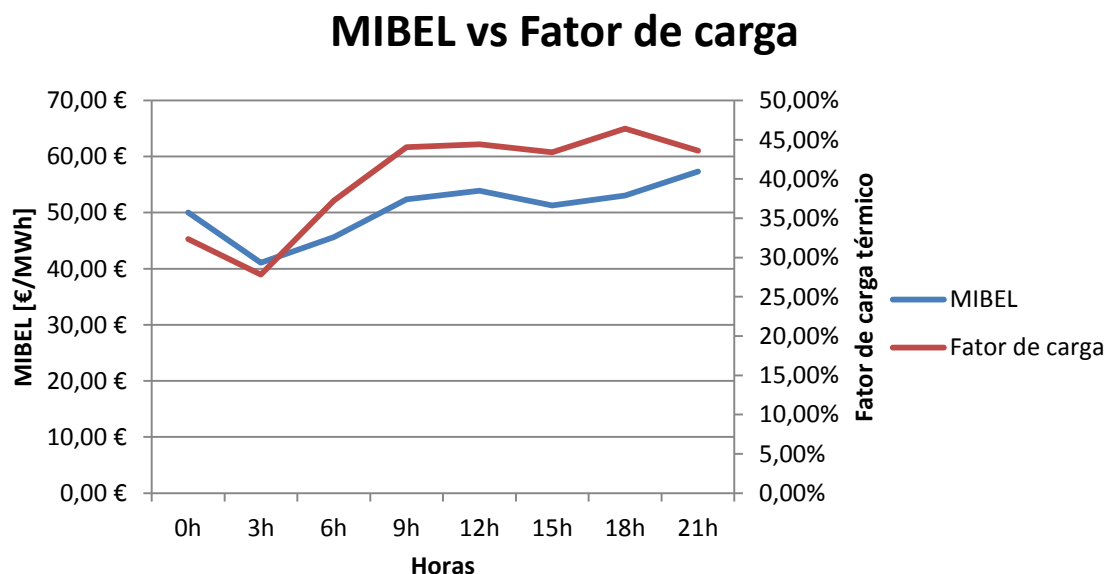


Figura 5.47 - MIBEL vs Fator de carga térmico

Na figura anterior pode-se confirmar que a evolução do preço de mercado é idêntica à evolução do fator de carga das PRO_Térmicas, isto porque quanto menos térmica produz, mais baixos são os custos.

A evolução do MIBEL e dos custos fixos é oposta devido à estratégia de operação do mercado. De forma geral a percentagem de produção térmica tem uma evolução oposta ao fator

de carga térmico, isto porque nas horas de vazio, apesar de o fator de carga térmico ser mais baixo, a percentagem térmica em relação ao consumo é superior, visto serem horas de consumo muito baixo, onde a produção térmica, apesar de inferior, ocupa uma boa parcela da energia produzida. Em horas de ponta o fator de carga aumenta naturalmente, no entanto a percentagem de térmica em relação ao consumo diminui, uma vez que a produção de energia nessas horas é maioritariamente feita por parte da PRE e da PRO_Hídrica. A estratégia do operador de mercado será então enviar um sinal de custo de produção (preço de mercado) oposto ao custo real. Isto porque se em horas de vazio o preço de mercado acompanhasse o custo real de produção, o consumo iria diminuir ainda mais, contribuindo para um maior aumento dos custos de produção, tornando isto num ciclo de bola de neve, pois os custos iriam subir cada vez mais com a diminuição do consumo, e o consumo iria diminuir com o aumento dos preços de mercado. Desta forma o preço de mercado é inferior nas horas de vazio, com o objetivo de incentivar o consumo, de forma a baixar os custos de produção. Nas horas de ponta, uma vez que predomina a PRE e a PRO_Hídrica, os custos reais de produção serão mais baixos, no entanto o preço de mercado aumenta, para evitar o consumo excessivo, garantindo que a segurança do sistema não é colocada em causa. Isto justifica a evolução oposta do MIBEL e dos custos variáveis de produção.

Capítulo 6

Conclusões e trabalhos futuros

6.1. Conclusões

O desenvolvimento do trabalho permitiu atingir os objetivos propostos inicialmente, uma vez que foi possível estimar os custos de produção de eletricidade numa base horária com horizonte até 2020.

Comparando os custos de mercado atualmente praticados com os custos estimados é possível concluir que existem diferenças significativas entre ambos, diferenças essas que são justificadas pelo facto de atualmente não entrarem os custos fixos para o cálculo do custo de mercado. Uma vez que todas as tecnologias têm custos fixos a recuperar, e em grande parte delas o custo fixo representa a parcela mais importante dos seus custos totais, é interessante incluir esses custos fixos no cálculo do custo de mercado, para que a remuneração paga aos produtores de eletricidade traduza os custos reais que estes têm com a produção de eletricidade.

Analisando os resultados obtidos é possível concluir quais os principais fatores que influenciam os custos totais na produção de eletricidade. Como principal fator destaca-se o LCOE associado a cada tecnologia, que depende dos custos de investimento, custos de O&M e custos de combustível. Para o cálculo do custo total de produção importa ainda considerar o *mix* de produção, de forma a atribuir o peso correspondente a cada tecnologia de acordo com a sua importância na produção de eletricidade. Outro fator que pode influenciar o custo de produção de eletricidade é o ano em que se faz investimentos, sendo que as taxas de desconto variam de acordo com a situação económica do país, ou seja, fazer investimentos em anos onde as taxas de desconto estão mais baixas é economicamente mais viável do que investir em anos de taxas de desconto muito altas.

A energia produzida por centrais térmicas é utilizada como compensação da energia em falta para satisfazer o consumo, uma vez que é este tipo de energia que introduz no custo de produção custos variáveis, ou seja, quanto menos energia térmica for utilizada mais baixos serão os custos, isto tendo em consideração os LCOE já calculados para cada ano. No entanto isto não significa que a penetração em demasia de energias renováveis seja benéfica para a redução dos custos de eletricidade, uma vez que estas tecnologias apresentam custos fixos superiores, ou seja, com penetração excessiva destas tecnologias o custo fixo iria subir muito, prejudicando também o custo final de produção. De acordo com os cenários estudados, e assumindo que a realidade não se afastará muito dos pressupostos assumidos em relação às energias renováveis e

ao consumo de energia, pode-se afirmar que uma boa opção seria abdicar desde já da central de Sines, uma vez que as centrais térmicas restantes são capazes de garantir a satisfação do consumo, e dessa forma seria possível uma redução nos custos de produção de eletricidade.

A aposta em centrais hídricas e eólicas justifica-se na medida em que são tecnologias que não apresentam elevados custos de investimento. No entanto, uma vez que é necessário manter centrais térmicas em funcionamento, de maneira a garantir a segurança do sistema, é necessário ter cuidado para não investir em demasia, caso contrário iríamos estar a pagar centrais que iriam ser desligadas propositadamente, como acontece com algumas PRE_Térmicas a partir de 2017, de acordo com os cenários estudados.

De acordo com a evolução esperada para o sistema elétrico é desnecessária a construção de novas centrais térmicas, uma vez que as centrais de energias renováveis, juntamente com as térmicas já existentes são suficientes para satisfazer o consumo.

De um modo geral o trabalho desenvolvido permite estimar os custos de produção de eletricidade de acordo com informação relativa a custos associados a cada tecnologia, de forma a optar por políticas economicamente mais viáveis para o desenvolvimento do sistema elétrico.

6.2. Trabalhos futuros

Uma vez que se trata de um modelo de cálculo importante para o planeamento de investimentos, e interessante do ponto de vista económico, que permite a avaliação da sustentabilidade económica do sistema tarifário, seria interessante desenvolver um modelo automático, onde fosse possível obter valores para diferentes cenários e diferentes países, de forma a ser possível a comparação de competitividade entre países no que diz respeito ao custo de produção de energia.

Seria interessante criar uma base de dados com toda a informação necessária para o desenvolvimento dos cálculos efetuados, dessa forma, para além de facilitar a automatização de todo o processo de cálculo, seria mais fácil o estudo de vários cenários diferentes, bem como países diferentes.

Juntamente com o processo automático de cálculo seria interessante criar uma ferramenta que fosse capaz de projetar, com base em necessidades e restrições definidas *a priori*, a melhor forma de investimentos futuros, de forma a minimizar o custo de produção de eletricidade garantindo todas as necessidades do sistema elétrico.

Anexos

Tabela A.1 - PRE_Solar fotovoltaico

PRE_Fotovoltaico					
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:		Potência Instalada Anual [MW]
Valadas	0,4	Em funcionamento	2006	2006	0,4
Corte de Pão e Água	0,6	Em funcionamento	2007		
Hércules	12	Em funcionamento	2007	2007	12,6
Amareleja	45,8	Em funcionamento	2008		
Interior Alentejano	2,2	Em funcionamento	2008		
Olva	2,2	Em funcionamento	2008	2008	50,2
Ferreira do Alentejo	10	Em funcionamento	2009		
Ferreira do Alentejo	12	Em funcionamento	2009		
Monte da Chaminé	1,6	Em funcionamento	2009		
Monte da Vinha	0,4	Em funcionamento	2009		
MARL	6	Em funcionamento	2009	2009	30
Castanhos	1,3	Em funcionamento	2010		
Malhada Velha	1	Em funcionamento	2010		
Porteirinhos	6	Em funcionamento	2010		
Canical	6,6	Em funcionamento	2010		
Porto Santo	2,3	Em funcionamento	2010	2010	17,2

Tabela A.2- PRE_Eólica

PRE_Eólica					
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:		Potência Instalada Anual [MW]
Sines	1,8	Em funcionamento	1992	1992	1,8
Fonte da Mesa	10,2	Em funcionamento	1996	1996	10,2
Lagoa Funda	9	Em funcionamento	1998		
Picos Verdes I	2	Em funcionamento	1998		

PRE_Eólica					
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:	Potência Instalada Anual [MW]	
Pena Suar	16	Em funcionamento	1998	1998	37,5
Portal da Freita	0,5	Em funcionamento	1998		
Vila Lobos	10	Em funcionamento	1998		
Igreja Nova	7,2	Em funcionamento	1999	1999	10,65
Mação	2,25	Em funcionamento	1999		
Caravelas	1,2	Em funcionamento	1999		
Cabeço Rainha	22,2	Em funcionamento	2000	2000	38,55
Archeira	0,6	Em funcionamento	2000		
Monte Vendavais	0,6	Em funcionamento	2000		
São João	0,6	Em funcionamento	2000	2001	38,4
Ventoeste	0,6	Em funcionamento	2000		
Mação II	2,25	Em funcionamento	2000		
Cabeço Alto	11,7	Em funcionamento	2000	2002	99,95
Cadafaz	10,2	Em funcionamento	2001		
Malhadas	9,9	Em funcionamento	2001		
Lomba da Seixa I	13	Em funcionamento	2001	2003	
S. Cristóvão	5,3	Em funcionamento	2001		
Alto da Vaca	2,4	Em funcionamento	2002		
Enerwatt	0,6	Em funcionamento	2002	2003	
Jarmeleira	0,85	Em funcionamento	2002		
Mação III	4,5	Em funcionamento	2002		
Serra da Amêndoa	20	Em funcionamento	2002	2003	
Alvão	22,8	Em funcionamento	2002		
Bigorne	7	Em funcionamento	2002		
Cabril	20,2	Em funcionamento	2002	2003	
Pinheiro	21,6	Em funcionamento	2002		
Alto do Côto	4,5	Em funcionamento	2003		
Vergão	13	Em funcionamento	2003	2003	
Picos Verdes II	10,5	Em funcionamento	2003		
Bolores	5,2	Em funcionamento	2003		
Moinhos do Oeste	4	Em funcionamento	2003	2003	
Boneca	0,6	Em funcionamento	2003		
Serra D`Arga	0,6	Em funcionamento	2003		
Agueira	0,6	Em funcionamento	2003	2003	
Barroso	18	Em funcionamento	2003		
Bulgueira	2,4	Em funcionamento	2003		
Côto da Aldeia	0,6	Em funcionamento	2003	2003	
Meroicinha	9	Em funcionamento	2003		
Morro de Boi	0,6	Em funcionamento	2003		

Anexos

PRE_Eólica					
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:	Potência Instalada Anual [MW]	
Trandeiras	18,2	Em funcionamento	2003	2003	93,6
Arcipreste	0,6	Em funcionamento	2003		
Sr.a do Castelo I	1,2	Em funcionamento	2003		
Sr.a do Castelo II	4	Em funcionamento	2003		
Serra da Cabreira	20	Em funcionamento	2004		
Terras Altas de Fafe	106	Em funcionamento	2004		
Borninhos	2	Em funcionamento	2004		
Castanheira	4	Em funcionamento	2004		
Açor	20	Em funcionamento	2004		
Vila Nova	26	Em funcionamento	2004		
Dirão da Rua	2,6	Em funcionamento	2004		
Mosteiro	9,1	Em funcionamento	2004		
Sr.a da Vitória	12	Em funcionamento	2004		
Amaral 1	8	Em funcionamento	2004		
Archeira 2	2	Em funcionamento	2004		
Catefica	18	Em funcionamento	2004		
Moinho de Manique	2,6	Em funcionamento	2004		
Moinho Velho	1,8	Em funcionamento	2004		
Ribamar	6	Em funcionamento	2004		
Serra de Todo o Mundo	10	Em funcionamento	2004		
Teixeiró	14	Em funcionamento	2004	2004	352,9
Chaminé	6,9	Em funcionamento	2004		
Alagoa de Cima	13,5	Em funcionamento	2004		
Carreço e Outeiro	20,7	Em funcionamento	2004		
Lomba da Seixa II	12	Em funcionamento	2004		
Padrela	7,5	Em funcionamento	2004		
Alto do Talefe	13,5	Em funcionamento	2004		
Cadração	1,2	Em funcionamento	2004		
Fonte da Quelha	13,5	Em funcionamento	2004		
Doninhas	0,8	Em funcionamento	2005		
Alfarrobeira	0,6	Em funcionamento	2005		
Vilar Chão	2	Em funcionamento	2005		
Pinhal Interior II	90	Em funcionamento	2005		
Degracias	20	Em funcionamento	2005		
Malhadizes	12	Em funcionamento	2005		
Pampilhosa	114	Em funcionamento	2005		
Rabaçal	2	Em funcionamento	2005		
Chão Falcão	34,5	Em funcionamento	2005		
Videira	6	Em funcionamento	2005		
Achada	6,9	Em funcionamento	2005		

PRE_Eólica				Potência Instalada Anual [MW]	
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:		
Arcela	11,5	Em funcionamento	2005	2005	578,9
Archeira 3	2	Em funcionamento	2005		
Archeira 4	0,6	Em funcionamento	2005		
Caldas I	10	Em funcionamento	2005		
Capucha	10	Em funcionamento	2005		
Fanhões I	12	Em funcionamento	2005		
Fanhões II	6	Em funcionamento	2005		
Montijo	2	Em funcionamento	2005		
Passarinho	8	Em funcionamento	2005		
Serra da Escusa	2	Em funcionamento	2005		
Boneca II	8	Em funcionamento	2005		
Penedo Ruivo	13	Em funcionamento	2005		
Candeeiros	111	Em funcionamento	2005		
Costa Vicentina	10	Em funcionamento	2005		
Espiga	6	Em funcionamento	2005		
S. Paio	10	Em funcionamento	2005		
Outeiro	30	Em funcionamento	2005		
Portal da Freita II	0,6	Em funcionamento	2005		
Lameira	10,4	Em funcionamento	2005		
Meadas	9	Em funcionamento	2005		
S. Pedro	10	Em funcionamento	2005		
Santa Helena	4	Em funcionamento	2005		
Sirigo	4	Em funcionamento	2005		
Freita I	18,4	Em funcionamento	2006		
Freita II	18,4	Em funcionamento	2006		
Penouta	0,8	Em funcionamento	2006		
Plaina do Viso	1,2	Em funcionamento	2006		
Penamacor 1	20	Em funcionamento	2006		
Penamacor 3A	20	Em funcionamento	2006		
Pinhal Interior I	54	Em funcionamento	2006		
Lousã	35	Em funcionamento	2006		
Vidual / Carvalhal	1	Em funcionamento	2006		
Madrinha	10	Em funcionamento	2006		
Terreiro das Bruxas	1	Em funcionamento	2006		
Videmonte	32	Em funcionamento	2006		
Cela	2	Em funcionamento	2006		
Ortiga	15	Em funcionamento	2006		
Safrá / Coentral	41,74	Em funcionamento	2006		
Serra D`el Rei	21,71	Em funcionamento	2006		
Arruda I	6	Em funcionamento	2006		

Anexos

PRE_Eólica				Potência Instalada Anual [MW]	
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:		
Joguinho II	26	Em funcionamento	2006	2006	580,85
Pó	9,1	Em funcionamento	2006		
S. Mamede	6,9	Em funcionamento	2006		
Sobral II	14	Em funcionamento	2006		
Sr. ^a do Socorro I	6	Em funcionamento	2006		
Valérios	2	Em funcionamento	2006		
Chorida 1	0,6	Em funcionamento	2006		
Chorida 2	0,8	Em funcionamento	2006		
Sebolido	0,8	Em funcionamento	2006		
Seixinhos	10,4	Em funcionamento	2006		
Pracana	2	Em funcionamento	2006		
Serra D`Arga	36	Em funcionamento	2006		
Alto do Seixal	1,6	Em funcionamento	2006		
Casa da Lagoa	0,6	Em funcionamento	2006		
Leiranco	0,6	Em funcionamento	2006		
Mairos I	2,6	Em funcionamento	2006		
Mairos II	0,6	Em funcionamento	2006		
Alto do Monção	32	Em funcionamento	2006		
Candal / Coelheira	40	Em funcionamento	2006		
Caramulo	90	Em funcionamento	2006		
Azinheira	14	Em funcionamento	2007		
Felgar	8	Em funcionamento	2007		
Chiqueiro	4	Em funcionamento	2007		
Gardunha	114	Em funcionamento	2007		
Pedras Lavradas	14	Em funcionamento	2007		
Perdigão	2	Em funcionamento	2007		
S. João 1	8,4	Em funcionamento	2007	2007	348,6
S. João 2	13,4	Em funcionamento	2007		
Pico Alto	6	Em funcionamento	2007		
Guarda	8	Em funcionamento	2007		
Penamacor 2	14,7	Em funcionamento	2007		
Penamacor 3B	25,2	Em funcionamento	2007		
Almargem	6	Em funcionamento	2007		
Alrota	3,3	Em funcionamento	2007		
S. Pedro (Boneca)	2	Em funcionamento	2007		
Casais	2	Em funcionamento	2007		
Leomil	16,1	Em funcionamento	2007	2007	348,6
Mourisca	38	Em funcionamento	2007		
Nave	38	Em funcionamento	2007		
S. Macário	11,5	Em funcionamento	2007	2007	348,6
Ruivães	0,9	Em funcionamento	2008		

PRE_Eólica				Potência Instalada Anual [MW]	
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:		
Cabeço Rainha II	31,2	Em funcionamento	2008	2008	762,3
Arganil / Toutiço	102	Em funcionamento	2008		
Bordeira	10	Em funcionamento	2008		
Espinhaço de Cão	10	Em funcionamento	2008		
Mosqueiros	8	Em funcionamento	2008		
Sicó	20	Em funcionamento	2008		
Alto da Folgorosa	18	Em funcionamento	2008		
Marvila	12	Em funcionamento	2008		
Sardinha	26	Em funcionamento	2008		
Mafômedes	4,2	Em funcionamento	2008		
Alto Minho I	240	Em funcionamento	2008		
Serra do Alvão	42	Em funcionamento	2008		
Arada / Montemuro	112	Em funcionamento	2008		
Lagoa D. João	34	Em funcionamento	2008		
Ribabelide	14	Em funcionamento	2008		
Testos	20	Em funcionamento	2008		
Trancoso	28	Em funcionamento	2008		
Guerreiros	18	Em funcionamento	2008		
Tendais	12	Em funcionamento	2008		
Serra do Mú	28	Em funcionamento	2009		
Mougueiras	8	Em funcionamento	2009		
Lousã II	50	Em funcionamento	2009		
Barão de S. João	50	Em funcionamento	2009		
Mosqueiros II	20	Em funcionamento	2009		
Sabugal	29,2	Em funcionamento	2009		
Serra Alta	2	Em funcionamento	2009		
Chão Falcão II	25,3	Em funcionamento	2009		
Chão Falcão III	20,7	Em funcionamento	2009		
Maravilha I	6	Em funcionamento	2009		
Maravilha II	4	Em funcionamento	2009		
Milagres	6	Em funcionamento	2009		
Passarinho II	4	Em funcionamento	2009		
Baião	6,3	Em funcionamento	2009		
Barroso II	10	Em funcionamento	2009		
Barroso III	16	Em funcionamento	2009		
Bustelo	18	Em funcionamento	2009		
Chã do Guilhado	2	Em funcionamento	2009		
Negrelo-Guilhado	20	Em funcionamento	2009		
Salgueiros-Guilhado	8	Em funcionamento	2009		
Serra de Bornes	60	Em funcionamento	2009		
Bravo	16	Em funcionamento	2009		

Anexos

PRE_Eólica					
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:	Potência Instalada Anual [MW]	
Vila Nova II	24	Em funcionamento	2009	2009	462,1
Vila Franca de Xira	12,6	Em funcionamento	2009		
Cinfães	8	Em funcionamento	2009		
Sobrado	8	Em funcionamento	2009		
Alvaiázere	18	Em funcionamento	2010		
Alto Arganil	36	Em funcionamento	2010		
Açor II	16	Em funcionamento	2010		
Cadafaz II	18	Em funcionamento	2010		
Serra da Boa Viagem	6	Em funcionamento	2010		
Carreço Outeiro II	12	Em funcionamento	2010		
Contim	10	Em funcionamento	2010		
Lomba do Vale	20,7	Em funcionamento	2010		
Montalegre	50	Em funcionamento	2010		
Armamar	26	Em funcionamento	2010		
Fonte da Mesa II	10	Em funcionamento	2010	2010	232,7
Ranhados	10	Em funcionamento	2010		
Vale Grande	12,3	Em funcionamento	2011		
Alto do Marco	12	Em funcionamento	2011	2011	60,3
Facho Colmeia	36	Em funcionamento	2011		
Balocas	18	Em construção		Em construção	407
Vale de Galegos	26	Em construção			
Alto da Coutada	46	Em construção			
Serra da Nave	10	Em construção			
Serra de Sampaio	10	Em construção			
Alvoaça	20	Em construção			
Pedras Lavradas II	20	Em construção			
Benespera	34	Em construção			
Pousafoles	20	Em construção			
S. Cornélio	32	Em construção			
Troviscal	14	Em construção			
Lourinhã	18	Em construção			
Seramena	2	Em construção			
Chavães	30	Em construção			
S. Macário II	23	Em construção			
Sendim	40	Em construção			
Testos II	44	Em construção			

Tabela A.3 - PRE_Hídrica

PRE_Hídrica				Potência Instalada Anual [MW]	
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:		
Pedróvão	10	Em funcionamento	1905		
Riba Côa	0,12	Em funcionamento	1906		
Ribafeita	0,9	Em funcionamento	1907		
Drizes	0,16	Em funcionamento	1917		
Fábrica de Ferro	2,248	Em funcionamento	1927		
Rei de Moinhos	0,8	Em funcionamento	1927		
Póvoa	0,7	Em funcionamento	1927		
Pisões	0,1	Em funcionamento	1927		
Bruceira	1,6	Em funcionamento	1928		
Figueiral	0,16	Em funcionamento	1932		
Velada	1,9	Em funcionamento	1935		
Negrelos	0,683	Em funcionamento	1935		
Ermal	10	Em funcionamento	1937		
Pateiro	0,34	Em funcionamento	1938		
Guilhofrei	3,97	Em funcionamento	1939		
Ponte de Esperança	2,81	Em funcionamento	1942		
Sra. Porto	8,83	Em funcionamento	1945		
Caniços	0,901	Em funcionamento	1946		
Pego do Altar	1,97	Em funcionamento	1949		
Vale do Gaio	1,01	Em funcionamento	1949		
Mesa do Galo I	1,574	Em funcionamento	1949		
Penide	4,87	Em funcionamento	1951		
Campilhas	0,471	Em funcionamento	1954		
Arade	0,392	Em funcionamento	1956		
Maranhão	6,135	Em funcionamento	1958		
Aregos	3,09	Em funcionamento	1958		
Armil	0,746	Em funcionamento	1961		
Gameiro	1,211	Em funcionamento	1962	+ de 50 anos	67,691
Idanha	2,5	Em funcionamento	1970		
Montargil	3,56	Em funcionamento	1970		
Corvete	2,448	Em funcionamento	1972	+ de 40 anos	8,508
France	7,02	Em funcionamento	1974		
Meimoa	5,7057	Em funcionamento	1984		
Pereirinhas (Agunhos)	1,201	Em funcionamento	1987	+ de 25 anos	13,9267
Freigil	4,6	Em funcionamento	1988		
Odiáxere (Bravura)	0,576	Em funcionamento	1990		

Anexos

PRE_Hidrica					
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:	Potência Instalada Anual [MW]	
Bugalheira	1,424	Em funcionamento	1991		
Gimonde	0,209	Em funcionamento	1991		
Palhal (Branca)	2,5	Em funcionamento	1991		
Padrastrós	0,205	Em funcionamento	1992		
Caia	0,535	Em funcionamento	1992		
Labruja	0,93	Em funcionamento	1992		
Terragido	10	Em funcionamento	1992	+ de 20 anos	20,979
Torga	10	Em funcionamento	1993		
Sabugueiro II	10	Em funcionamento	1993		
Sra. Monforte	10	Em funcionamento	1993		
Ribadouro	3,05	Em funcionamento	1993		
Sra. da Peneda	0,564	Em funcionamento	1993		
Ovadas	6,5	Em funcionamento	1993	1993	40,114
Areeiro	0,43	Em funcionamento	1994		
Casal (Ceiroal)	1,092	Em funcionamento	1994		
Ponte do Bico - Palmeira	2,275	Em funcionamento	1994		
Pego Negro	0,673	Em funcionamento	1994	1994	4,47
Cefra	1,14	Em funcionamento	1995		
Nunes	10	Em funcionamento	1995		
Janeiro de Cima	7,882	Em funcionamento	1995		
Hortas - Lever	0,47	Em funcionamento	1995		
Sordo	10	Em funcionamento	1995	1995	29,492
Montezinho	1,365	Em funcionamento	1996		
Safrujo	0,091	Em funcionamento	1996		
Chelo (Mourães)	0,142	Em funcionamento	1996		
Covas do Barroso	6,57	Em funcionamento	1996	1996	8,168
Carvalho do Moinho	0,159	Em funcionamento	1997		
Alforfa	2,75	Em funcionamento	1997		
Estrela	0,77	Em funcionamento	1997		
Nave (Covão da Nave)	1,44	Em funcionamento	1997		
Pedra Figueira	2,55	Em funcionamento	1997		
Levada-a-Velha	0,228	Em funcionamento	1997		
Ponte Nova	0,255	Em funcionamento	1997	1997	8,152
Lomba	0,328	Em funcionamento	1998		
Penhas Altas - Lordelo	1,62	Em funcionamento	1998		
Bragado	3,08	Em funcionamento	1998		
Fagilde	2,6	Em funcionamento	1998		
Moinhos de Bertelhe	0,287	Em funcionamento	1998		
Múceres	0,205	Em funcionamento	1998	1998	8,12

PRE_Hidrica				Potência Instalada Anual [MW]	
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:		
Palmaz	0,504	Em funcionamento	1999		
Quinta de Valgoude	0,637	Em funcionamento	1999	1999	1,141
Penacova	10	Em funcionamento	2001		
Senhorim	1	Em funcionamento	2001		
Ucanha	6,825	Em funcionamento	2001	2001	17,825
Caneiro	1,638	Em funcionamento	2002		
Alva (Avô)	1,82	Em funcionamento	2002		
Catapereiro	8,918	Em funcionamento	2002		
Ponte da Vouguinha	0,287	Em funcionamento	2002	2002	12,663
Búgio (São Martinho)	0,478	Em funcionamento	2003		
Lagoa Comprida	0,63	Em funcionamento	2003	2003	1,108
Amieiro/Galego	1,206	Em funcionamento	2004		
Pinhel	6,76	Em funcionamento	2004		
Vale de Amoreira	0,364	Em funcionamento	2004		
Assobio (Dízimos)	0,91	Em funcionamento	2004	2004	9,24
Barroca	2,141	Em funcionamento	2005	2005	2,141
Bouçoais-Sonim	10	Em funcionamento	2006		
Rebordelo	10	Em funcionamento	2006		
Armamar	0,865	Em funcionamento	2006	2006	20,865
Rego Naval	0,728	Em funcionamento	2007	2007	0,728
Fronhas	0,785	Em funcionamento	2008		
Vale Madeira	1,215	Em funcionamento	2008		
Granja do Tedo	2,184	Em funcionamento	2008	2008	4,184
Vales	3,2	Em funcionamento	2009		
Açude de Viseu	0,382	Em funcionamento	2009	2009	3,582
Alvito (Albergaria dos Fusos)	3,367	Em funcionamento	2010		
Odivelas	2,548	Em funcionamento	2010		
Pisão	0,637	Em funcionamento	2010		
Roxo	1,6835	Em funcionamento	2010		
Serpa	1,6835	Em funcionamento	2010	2010	9,919
Grela	0,8	Em funcionamento			
Ossela (Carvalhal)		Em funcionamento			
Talhadas	6,3	Em funcionamento			
Vila Viçosa	4	Em funcionamento			
Campelos	0,88	Em funcionamento			
Ronfe	0,98	Em funcionamento			
Ruães	1,8	Em funcionamento			
Ponte Açude-Europa	0,966	Em funcionamento			
Ermida	0,35	Em funcionamento			

Anexos

PRE_Hídrica				Potência Instalada Anual [MW]	
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:		
Manteigas	7,7	Em funcionamento			
Boavista	3,8	Em funcionamento			
Pagade	1,8	Em funcionamento			
Paus	5	Em funcionamento			
Alvadia	10	Em funcionamento			
Bragadas	10,1	Em funcionamento			
Canedo	10	Em funcionamento			
Águas Frias	2,4	Em funcionamento			
Carregal	5,5	Em funcionamento			
Cercosa	5,13	Em funcionamento			
Ermida	8,5	Em funcionamento			
Fráguas	4	Em funcionamento			
Paredes	3,4	Em funcionamento			
Pereira	5,2	Em funcionamento			
S. Pedro do Sul	9,6	Em funcionamento			
Soutinho	3,7	Em funcionamento			
Teixo	7	Em funcionamento			
Vale Soeiro	5	Em funcionamento		Sem Informação	123,906

Tabela A.4 - PRE_Biomassa

Biomassa					
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:		Potência Instalada Anual [MW]
Central de Cogeração Celbi	87	Em funcionamento	1987	1987	87
Central de Cogeração Celtejo	30	Em funcionamento	1992	1992	30
Central de Cogeração SIAF	1	Em funcionamento	1996	1996	1
Central Termoelétrica de Centroliva	3,5	Em funcionamento	1998	1998	3,5
Central Termoelétrica Mortágua	8,4	Em funcionamento	1999	1999	8,4
Central de Cogeração Amorim Revestimentos	1	Em funcionamento	2004		
Central de Cogeração a Biomassa Figueira da Foz	95	Em funcionamento	2004		
Central de Cogeração a Biomassa Setúbal	53,9	Em funcionamento	2004		
Central de Cogeração Portucel Viana	38,8	Em funcionamento	2004	2004	188,7
Central de Cogeração a Biomassa Cacia	35,1	Em funcionamento	2005	2005	35,1
Central Termoelétrica Ródão	12,1	Em funcionamento	2006	2006	12,1
Central Termoelétrica a Biomassa Cacia	12,5	Em funcionamento	2009		
Central Termoelétrica de Terras de Sta. Maria	9	Em funcionamento	2009		
Central Termoelétrica da Figueira da Foz	30,9	Em funcionamento	2009		

Biomassa				
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:	Potência Instalada Anual [MW]
Central Termoelétrica de Constância	12,3	Em funcionamento	2009	
Central Termoelétrica a Biomassa Setúbal	12,5	Em funcionamento	2009	2009 77,2
Central termoelétrica da Sertã - PALSER	3,3	Em funcionamento	2010	
Central Termoelétrica de Belmonte	2	Em funcionamento	2010	2010 5,3
Central Termoelétrica Enerpulp Cacia		Em funcionamento		
Central de Cogeração Caima		Em funcionamento		
Central Termoelétrica Enerpulp Setúbal		Em funcionamento		

Tabela A.5 - PRE_Biogás

Biogás				
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:	Potência Instalada Anual [MW]
ETAR S. João da Talha	0,42	Em funcionamento	1997	1997 0,42
ETAR Chelas	0,3	Em funcionamento	1998	
Central Cogeração Hermínio Minderico	0,03	Em funcionamento	1998	1998 0,33
ETAR de Frielas	1,51	Em funcionamento	2000	2000 1,51
Parmalat Portugal	0,02	Em funcionamento	2002	2002 0,02
Aterro Sanitário de Leiria	0,93	Em funcionamento	2003	
Aterro Sanitário de Sermonde	3,68	Em funcionamento	2003	2003 4,61
Aterro Sanitário do Barlavento	1,09	Em funcionamento	2004	
Aterro Sanitário do Seixal	1,53	Em funcionamento	2004	2004 2,62
Aterro Sanitário de Aveiro	1,08	Em funcionamento	2007	
Aterro Sanitário de Penafiel	0,84	Em funcionamento	2007	2007 1,92
Estação de Tratamento e Valorização Orgânica	1,672	Em funcionamento	2008	2008 1,672
Aterro Sanitário de Urjais	1,04	Em funcionamento	2009	
Aterro Sanitário de Coimbra	0,77	Em funcionamento	2009	
Central a Biogás do Aterro de Trajouce	0,64	Em funcionamento	2009	
Aterro Sanitário de Lustosa	0,83	Em funcionamento	2009	
Central a Biogás do Aterro Sanitário de Matosinhos	0,5	Em funcionamento	2009	
ETAR Sesimbra	0,12	Em funcionamento	2009	2009 3,9
ETAR Norte	0,78	Em funcionamento	2010	
Aterro Sanitário da Figueira da Foz	3,3	Em funcionamento	2010	
Aterro Sanitário de Ermesinde	3,23	Em funcionamento	2010	
Aterro Sanitário de Valença	0,49	Em funcionamento	2010	
Aterro Sanitário do Vale do Lima e Baixo Cávado	2,02	Em funcionamento	2010	2010 9,82
ETAR de Coimbra (Choupal)		Em funcionamento		

Anexos

Tabela A.6 - PRE_Resíduos sólidos urbanos

Resíduos sólidos urbanos				
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:	Potência Instalada Anual [MW]
VALORSUL - CTRSU	50,6	Em funcionamento	1998	50,6
LIPOR II	29	Em funcionamento	1999	29

Tabela A.7 - PRO_Hídrica

Hídrica				
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:	Potência Instalada Anual [MW]
Lindoso	15	Em funcionamento	1922	
Ponte de Jugais	20	Em funcionamento	1923	
Varosa	25	Em funcionamento	1934	
Santa Luzia	24	Em funcionamento	1943	
Sabugueiro I	13	Em funcionamento	1947	
Venda Nova-Vila Nova	90	Em funcionamento	1951	
Castelo do Bode	159	Em funcionamento	1951	
Belver	81	Em funcionamento	1951	
Salamonde	42	Em funcionamento	1953	
Cabril	108	Em funcionamento	1954	
Caniçada	62	Em funcionamento	1955	
Bouça	44	Em funcionamento	1955	
Paradela-Vila Nova	54	Em funcionamento	1956	
Picote	195	Em funcionamento	1958	
Desterro	13	Em funcionamento	1959	
Miranda	369	Em funcionamento	1960	+ de 50 anos 1314
Alto Rabagão	68	Em funcionamento	1964	
Bemposta	240	Em funcionamento	1964	
Vilar-Tabuaço	58	Em funcionamento	1965	
Carrapatelo	201	Em funcionamento	1971	
Vilarinho das Furnas	125	Em funcionamento	1972	+ de 40 anos 692
Régua	180	Em funcionamento	1973	
Fratel	132	Em funcionamento	1974	
Valeira	240	Em funcionamento	1976	
Agueira	336	Em funcionamento	1981	
Raiva	24	Em funcionamento	1982	+ de 30 anos 912
Pocinho	186	Em funcionamento	1983	
Crestuma/Lever	117	Em funcionamento	1985	
Torrão	140	Em funcionamento	1988	

Hídrica					
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:		Potência Instalada Anual [MW]
Alto Lindoso	630	Em funcionamento	1992	+ de 20 anos	1073
Touvedo	22	Em funcionamento	1993		
Pracana	41	Em funcionamento	1993	1993	41
Caldeirão	40	Em funcionamento	1994	1994	40
Vila Cova	23	Em funcionamento	2001	2001	23
Alqueva	240	Em funcionamento	2003	2003	240
Venda Nova-Frades	191	Em funcionamento	2005	2005	191
Picote II	245	Em funcionamento	2011		
Bemposta II	191	Em funcionamento	2011	2011	436

Tabela A.8 - PRO_Gás natural

Gás Natural					
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:		Potência Instalada Anual [MW]
Tapada do Outeiro	990	Em funcionamento	1998	1998	990
Ribatejo	1176	Em funcionamento	2003	2003	1176
Lares	826	Em funcionamento	2009	2009	826
Pego C.C.	837	Em funcionamento	2010	2010	837

Tabela A.9 - PRO_Carvão

Carvão					
Central:	Potência Instalada [MW]:	Estado:	Ano de entrada em funcionamento:		Potência Instalada Anual [MW]
Sines	1180	Em funcionamento	1985	1985	1180
Pego	576	Em funcionamento	1993	1993	576

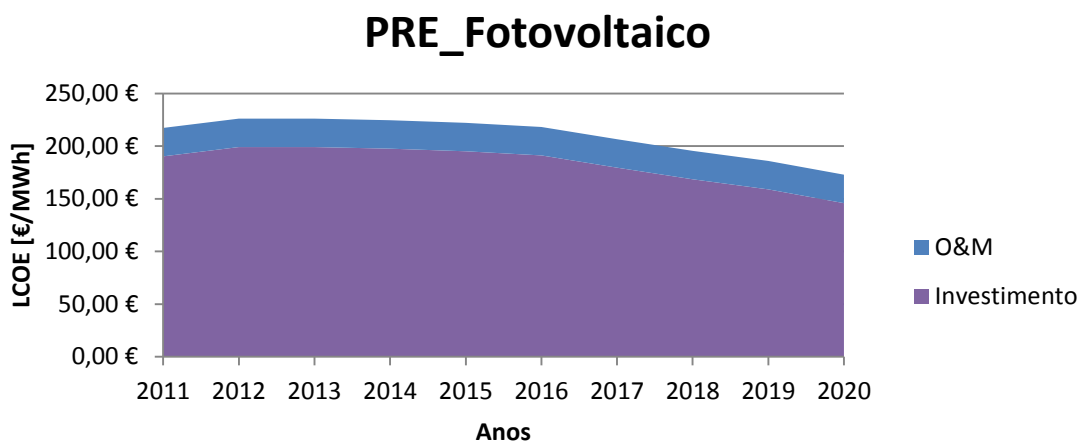


Figura A.1

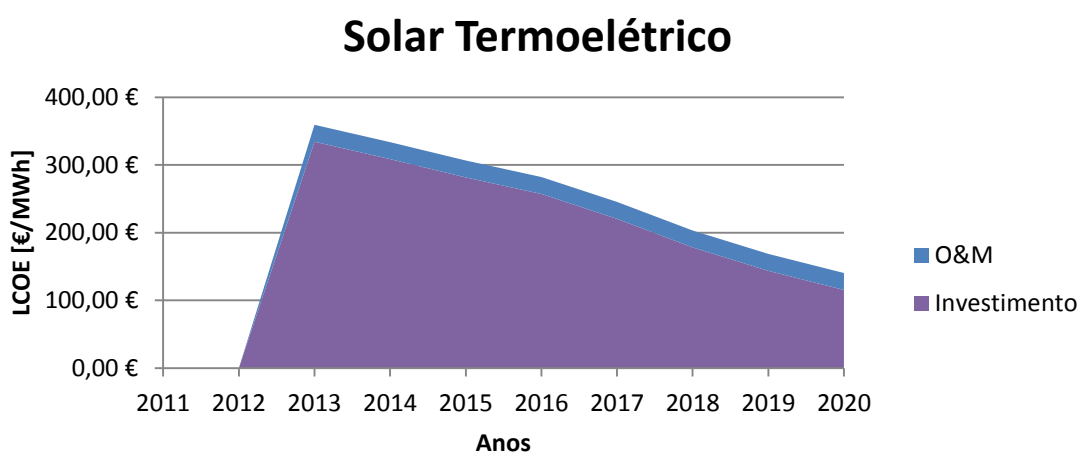


Figura A.2

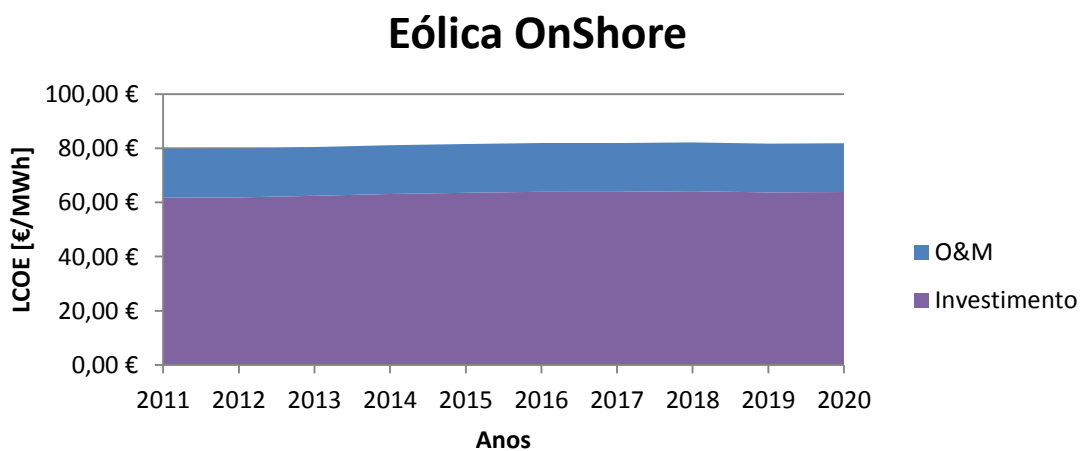


Figura A.3

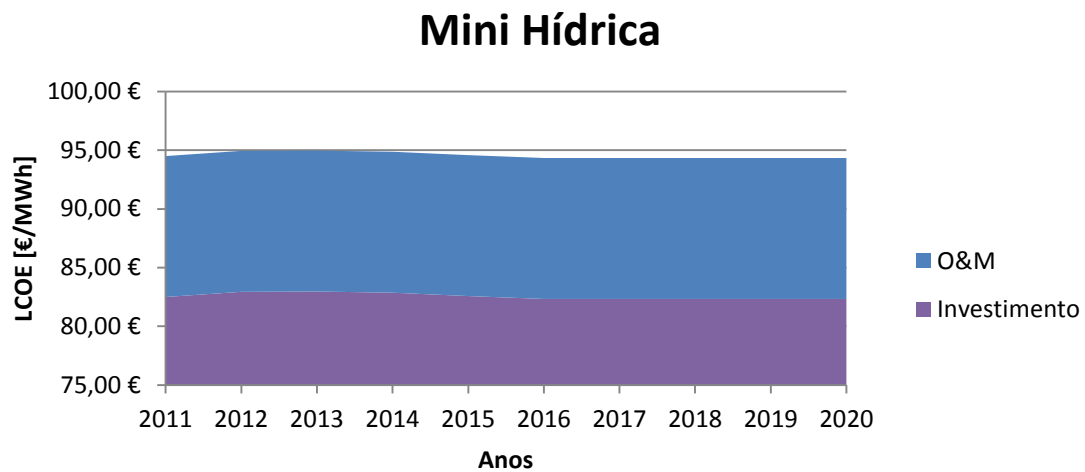


Figura A.4

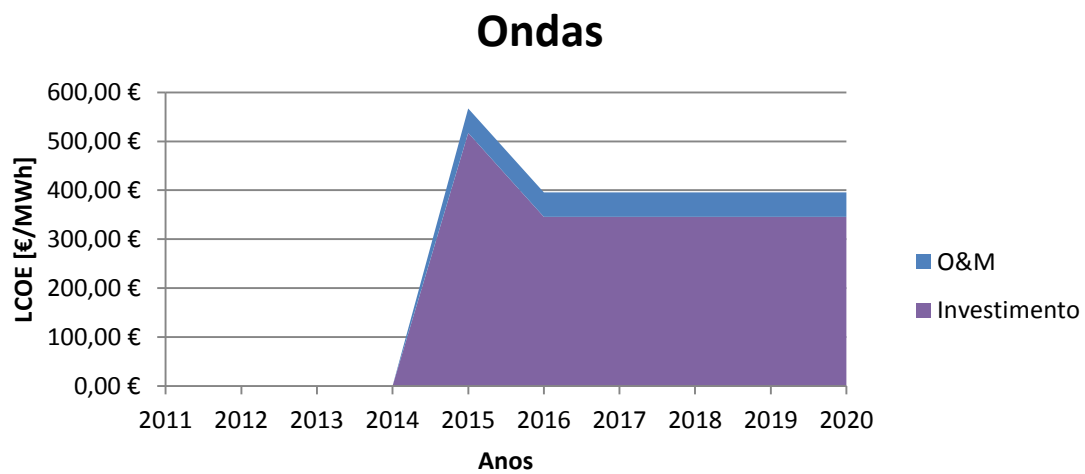


Figura A.5

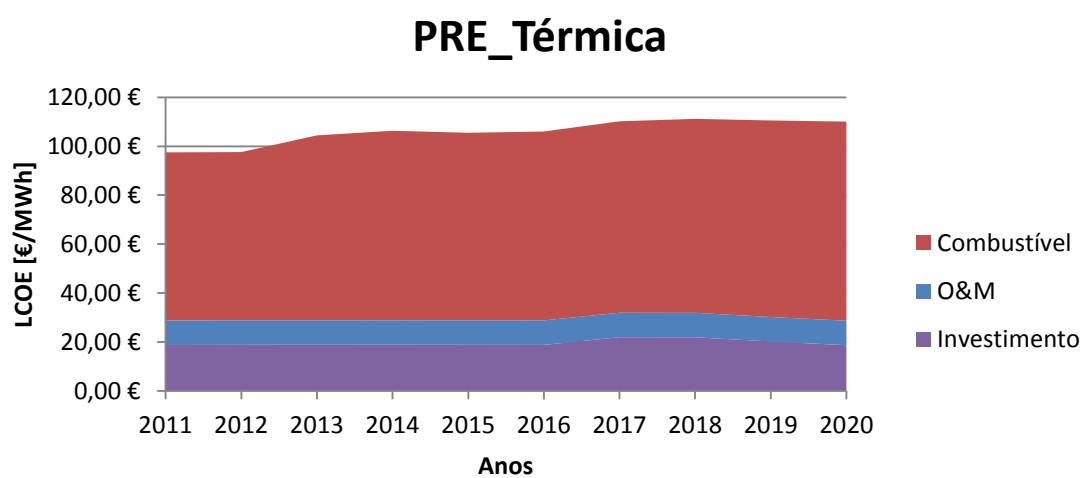


Figura A.6

Hídrica

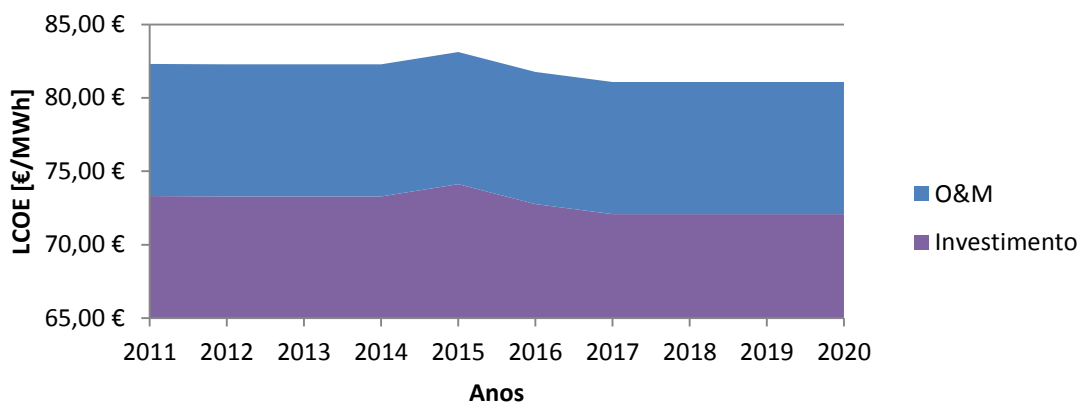


Figura A.7

Carvão

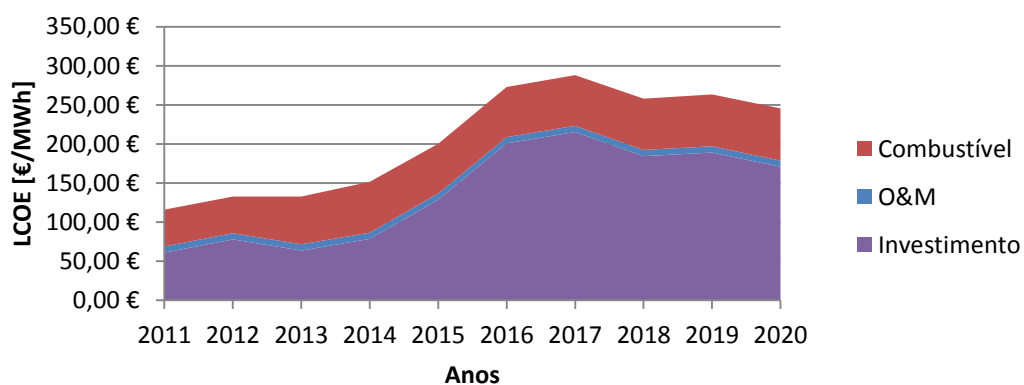


Figura A.8

Gás Natural

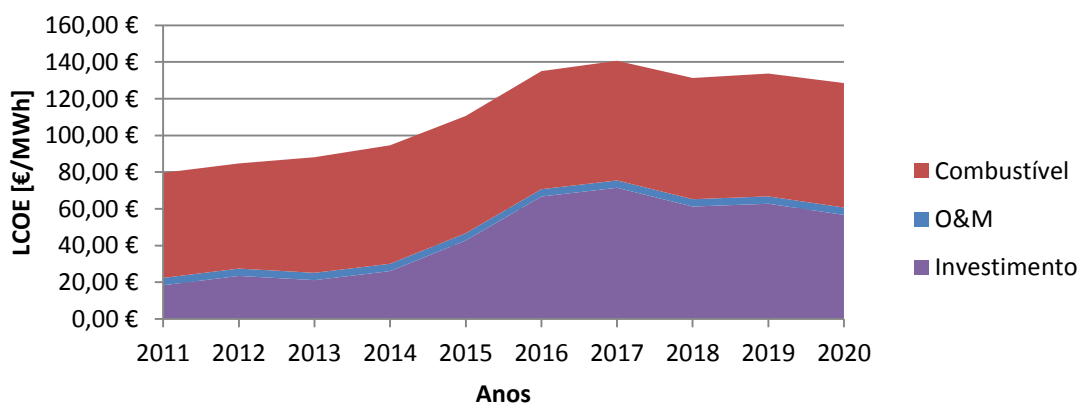


Figura A.9

Referências

- [1] D. J. P. Walter Short, Thomas Holt, "A Manual for the Economic Evaluation os Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies," NREL1995.
- [2] P. Heptonstall, "A REVIEW OF ELETRICITY UNIT COST ESTIMATES," UKERC 2007.
- [3] P. Hearps and D. McConnell, "Renewable Energy Technology Cost Review," Melbourne Energy Institute 2011.
- [4] S. B. Darling, F. You, T. Veselka, and A. Velosa, "Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics," The Royal Society of Chemistry 2011.
- [5] A. Brown, S. Müller, and Z. Dobrotkova, "Renewable Energy - Markets and prospects by Technology," IEA 2011.
- [6] "Methodology for calculating the support costs of renewables," IEA 2010.
- [7] N. Tanaka and L. Echávarri, "Projected Costs of Generating Eletricity: 2010 Edition," IEA - NEA 2010.
- [8] "The Cost of generating Electricity," Royal Academy of Engineering.
- [9] M. Finkenrath, "Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation," IEA 2011.
- [10] "Projected Costs of Generating Eletricity," IEA 2010.
- [11] M. d. Noord, L. W. M. Beurskens, and H. J. d. Vries, "Potentials and Costs for Renewable Electricity Generation," ECN 2004.
- [12] "Study on Cost and Business Case Comparisons of renewable vs. non-renewable technologies," IEA-RETD 2012.
- [13] "Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants," U. S. Energy Information Administration November 2010.
- [14] "O sector elétrico em Portugal Continental," BPI 31 de março 2011.
- [15] "Roteiro Nacional das Energias Renováveis-Aplicação da Directiva 2009/28/CE," APREN 2010.

- [16] "WIND ENERGY - THE FACTS."
- [17] "Technology Data for Energy Plants," Danish Energy Agency 2010.
- [18] H. J. H. Mark C. Bohm, John E. Parsons, Ram C. Sekar, "Capture-ready coal plants - Options, technologies and economics," 2007.
- [19] P. Lako, "Marine Energy," IEA ETSAP 2010.
- [20] M. D. S. Lopes, *Elaboração e Análise de Projetos de Investimento*: FEUP, 2011.
- [21] (12-03). *Discount rate of central bank*. Available: <http://statinfo.biz/HTML/M273F1192A114L2.aspx>
- [22] (12-03). *Monthly Monetary and Financial Statistics (MEI): Interest rates*. Available: <http://stats.oecd.org/index.aspx?querytype=view&queryname=86>
- [23] "Technology Roadmap-Solar photovoltaic energy," International Energy Agency 2010.
- [24] S. Müller, A. Brown, and S. Ölz, "Renewable Energy-Policy Considerations For Deploying Renewables," International Energy Agency 2011.
- [25] "Deploying Renewables-Best and Future Policy Practice," International Energy Agency 2011.
- [26] "World Energy Outlook-Power Generation Cost Assumptions," International Energy Agency 2008.
- [27] "Technology Roadmap-Wind Energy," International Energy Agency 2009.
- [28] "Estudo do Potencial de Cogeração de Elevada Eficiência em Portugal," DGEG 2010.
- [29] "Fossil Fuel-Fired Power Generation," International Energy Agency 2007.
- [30] "ENERGY STATISTICS," Energy Market Price 26 March 2012.
- [31] J. d. Sousa, "Investment and Trading in Electricity Markets," 2011.
- [32] "Coal Conversion Facts " World Coal Institute 2007.
- [33] "Power Generation from Coal - measuring and Reporting Efficiency Performance and CO₂ Emissions," Coal Industry Advisory board - IEA.
- [34] A. W. Culp, *Principles of Energy Conversion*: New York : McGraw-Hill, c1991.
- [35] K. Burnard and S. Bhattacharya, "Power generation from coal," IEA 2011.
- [36] (09-03). *Base de Dados de Fontes Renováveis de Energia*. Available: <http://e2p.inegi.up.pt/index.asp>
- [37] (2012, 09-03). *Informação Sobre a Rede Nacional de Transporte*. Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/CentraisHidroelectricas.aspx>

Referências

- [38] (2012, 09-03). *Informação Sobre a Rede Nacional de Transporte*. Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/CentraisTermoelectricas.aspx>
- [39] "Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis ao Abrigo da Directiva 2009/28/CE," REPÚBLICA PORTUGUESA 2009.
- [40] "Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho," 23 de Abril 2009.
- [41] "Linhas estratégicas para a revisão dos Planos Nacionais de Acção para as Energias Renováveis e Eficiência Energética," DGEG Junho 2012.
- [42] M. T. Ocampo. (2009, 2012). *How to Calculate the Levelized Cost of Energy – a simplified approach*. Available: <http://energytechnologyexpert.com/cost-of-power-generation/how-to-calculate-the-levelized-cost-of-power-or-energy/>