

novas tecnologias energéticas Roadmap Portugal 2050

análise das novas tecnologias energéticas nacionais e cenarização
do seu impacto no sistema energético nacional

D3: Análise da Competitividade das Novas Tecnologias Energéticas



E.VALUE | Estudos e Projectos em Ambiente e
Economia S.A.

www.evalue.pt



CENSE | Center for Environmental and
Sustainability Research

www.cense.fct.unl.pt



NOTA DE ABERTURA

O presente documento constitui a **componente C** do projecto *Roadmap* para as Novas Tecnologias Energéticas: PORTUGAL 2010-2050 (D3: Análise da Competitividade Expectável das Novas Tecnologias Energéticas), objecto do contrato de Concessão de Incentivos Financeiros celebrado em 2 de Março de 2010 no âmbito do Fundo de Apoio à Inovação.

Vários estudos prospectivos até 2030 e 2050 têm apontado no sentido de uma alteração estrutural de produção de energia, em particular na produção de electricidade, privilegiando-se a produção de base renovável e novos modelos de consumo final, como o preconizado pelas *smart grids*. Isso mesmo está patente nos programas de investimento de governos de países da OCDE e economias emergentes, em particular a China, e fundos de investimento privados, respondendo à expectativa crescente de produção de energia sem emissões de gases com efeito de estufa, e independência de matéria-prima fóssil. No entanto, há uma elevada incerteza quanto à evolução dos custos das tecnologias energéticas no médio-longo prazo, pelo que exercícios de cenarização suportados em diferentes expectativas da evolução de custos sejam uma base apropriada para avaliar o potencial destas tecnologias no sistema energético Português.

A existência de um instrumento de referência com as características de um “RoadMap para as Tecnologias Energéticas em Portugal” é necessário para manter, reforçar e explorar o papel de Portugal (empresas e instituições) na área das tecnologias energéticas, nomeadamente de energias renováveis, tendo por base o potencial de I&D nacional e a evolução esperada do sistema tecnológico internacional. São avaliados vários cenários para o sistema energético nacional, tendo em conta a evolução tecnológica, em particular os custos, a mitigação das alterações climáticas, e a obrigação de produção de um mínimo (30%) de electricidade de base fóssil, com o objectivo de avaliar a competitividade potencial das diversas tecnologias de produção de energia de base renovável e o seu impacto no sistema energético nacional.

O documento está organizado em 3 capítulos: (1) Âmbito e objectivo, (2) Metodologia, que enquadra o exercício de modelação, incluindo cenários de procura de serviços de energia que derivam de cenários de evolução macro-económica em Portugal até 2050, e pressupostos, (3) Perspectivas de evolução do sistema energético nacional 2050 (produção e consumo de energia), em várias condições: tecto agressivo de emissões de carbono, ausência da obrigatoriedade de produção eléctrica de base fóssil, e condições de competitividade de vectores energéticos específicos, como o solar, o veículo eléctrico, as ondas e o vento off-shore, e microgeração.

Para uma compreensão global do projecto *Roadmap para as Novas Tecnologias Energéticas: PORTUGAL 2010-2050*, recomenda-se a leitura da **componente A** (D1: Quadro internacional de novas tecnologias energéticas) que sistematiza o estado da arte internacional das novas tecnologias energéticas, utilizando a mais recente informação disponível, de natureza tecnológica e económica, no médio e longo prazo, o que permitiu antever as principais áreas de competição internacional, quer de I&D, quer de penetração no mercado das diferentes tecnologias, e identificar potenciais nichos de oportunidade para inovação e desenvolvimento; e da **componente B** (D2: Potencial Nacional de Investigação e Desenvolvimento em Novas Tecnologias Energéticas), que identifica nichos e tendências de desenvolvimento, alicerçados em competências nacionais, dando cumprimento aos desígnios da estratégia Nacional de Energia (ENE2020), e balizados pelo quadro internacional de Investigação, Desenvolvimento e Demonstração, em particular o definido pelo SET-Plan da União Europeia.

Nota: Todos os gráficos e quadros apresentados decorrem de análise CENSE e E.Value, excepto quando referido o contrário.

AGRADECIMENTOS

A preparação de informação de base que sustenta os exercícios de modelação do sistema energético Português até 2050 contou com inúmeros contributos de empresas, entidades públicas e indivíduos, nomeadamente: F. Ribeiro, M. Proença e A. Lobo do Departamento de Prospectiva e Planeamento, Ana Estanqueiro, A. Joyce, e Farinha Mendes (LNEG), P. N. Ferreira (EDP), H. Azevedo e N. Tavares (REN), P. Lopes e M. Matos (Inesc Porto), A. Vidigal (EDP Inovação), A. Sarmiento e Alex Raventos (Wave Energy Center), A. Barbosa (Efacec), Sá da Costa (APREN), C. Pereira (Dreen), J. Wemans (WS Energia), J. Amador (Martifer), P. Falcão e Cunha (Mag Power), L. Reis (MOBI.E), A. Blanquet e F. Vasconcelos (EDP), L. Neves (FCT-Univ Coimbra), R. Rodrigues (Portucel Sporel), A. Gois (CELPA), B. Aguiar (Galp Biocombustíveis), N. Mendes e Cancellà Abreu (Galp Inovação).

A equipa técnica contou ainda com o apoio de M. Gargiulo da *Energy Engineering Economic Environment Systems Modeling and Analysis*, Turin, Italy, para aspectos específicos da modelação. As frutuosas discussões com a equipa do FAI, Prof. Victor Martins, Prof. Pedro Correia, e Dr. Nuno Lúcio, permitiram aferir com maior robustez os desenvolvimentos nacionais na área das tecnologias renováveis.

Qualquer dúvida, comentário ou informação sobre o presente documento deve ser dirigido a Prof. Júlia Seixas, mjs@fct.unl.pt ou jseixas@evalue.pt.

ÍNDICE

PRINCIPAIS RESULTADOS..... 4

1. ÂMBITO E OBJECTIVO 8

2. METODOLOGIA 9

3. PERSPECTIVAS ATÉ 2050: O PAPEL DAS NOVAS TECNOLOGIAS DE ENERGIA NO SISTEMA ENERGÉTICO
PORTUGUÊS 19

4. MENSAGENS-CHAVE 42

PRINCIPAIS RESULTADOS

01. Foi realizado um exercício de **modelação**, sustentado por 2 cenários contrastantes de procura de serviços de energia, com base no modelo de optimização (IEA-TIMES) com vista a obter uma perspectiva de médio-longo prazo para a evolução do sistema energético nacional. O modelo decide com base no critério do custo-eficácia e não em decisões de mercado com base em preços. Tem-se por objectivo analisar a competitividade das tecnologias energéticas que usam recursos renováveis, num quadro de competição tecnológica internacional, e condições de (i) obrigatoriedade de produção de 30% da electricidade a partir de fósseis, (ii) redução agressiva (-50%) de emissões de gases com efeito de estufa até 2050, e (iii) incentivos ao desenvolvimento de tecnologias energéticas, como solar, ondas, eólica-offshore, carro eléctrico e microgeração. Os resultados devem ser lidos à luz de pressupostos assumidos que incluem, entre outros: não existência de trocas de electricidade com Espanha, emissão de CO₂ e como única externalidade ambiental, evolução do barril de petróleo de 100 USD\$2008 em 2020, 115 em 2030 e 145 em 2050, potenciais nacionais de recursos renováveis disponíveis para uso energético, conhecidos no presente, e um andamento modesto em termos de eficiência energética.

02. As tecnologias renováveis são custo-eficazes, mesmo sem qualquer restrição de emissões, aumentando a sua contribuição no balanço de **energia primária** de 13% em 2005, para 30% a 31% em 2020, e de 36% - 53% em 2050, para os cenários de menor e maior procura de energia respectivamente. Com uma redução agressiva de emissões, a contribuição das renováveis é uma opção clara atingindo valores de 53% a 66% em 2050. Os recursos endógenos mais competitivos incluem a eólica e a hídrica e, em 2050, em cenários de restrição de emissões, o solar e a biomassa nacional e, em menor escala, a geotermia. A prazo, a satisfação da procura assenta num novo paradigma de importação, já visível em 2020: biomassa e biocombustíveis importados. Este facto justifica porque não é possível reduzir abaixo dos 50% a dependência energética do País: em 2020, Portugal terá ganho 10% de vantagem sobre o valor de 2008 (87%); em 2050, este indicador atinge 58% num cenário de elevada procura e tendo de cumprir um tecto agressivo de emissões de carbono. A ambição de baixar dos 50% a dependência externa do País implica uma aposta fortíssima em eficiência energética, para reduzir o

consumo global de energia. Todos estes resultados têm como condição a obrigatoriedade de produção de 30% da electricidade a partir de fósseis.

03. Nos **edifícios**, a electricidade continua a ganhar terreno garantindo em 2020 cerca de 50% das necessidades de energia, atingindo valores superiores a 60% em 2050, nos cenários com redução de emissões de carbono. O solar térmico é uma tecnologia custo-eficaz atingindo o máximo do potencial fornecido nos sectores Residencial e Serviços logo em 2020, sobretudo para aquecimento de águas substituindo essencialmente GPL e GN. O aumento das necessidades de aquecimento de espaços, a partir de 2020, começa a ser satisfeito por solar térmico e bombas de calor (incluindo com recurso à geotermia) que vêm substituir parte das caldeiras a gasóleo e aquecedores eléctricos, e alguma biomassa no sector residencial (que continua a ser importante: nunca menor que 18% do calor gerado, justificado pelo baixo custo do recurso). Neste uso, o principal efeito do tecto de emissões é tornar competitivo o aquecimento eléctrico que de outro modo deixa de ser apelativo em 2030 e 2050, e promover o uso do isolamento. Assiste-se a uma redução do consumo de energia final logo em 2020 nos edifícios, pelo potencial de eficiência energética (5% no consumo global de energia final face ao BAU) que se materializa em equipamentos mais eficientes.

04. Na **indústria**, a electricidade não parece ser uma opção custo-eficaz, mesmo em cenários com restrição de emissões em que assegura no máximo 28% do balanço de energia final (24% em 2005). Em contrapartida, o calor tem um maior protagonismo, sendo este fornecido a partir de cogerações a gás natural, a biomassa e em menor escala, a biogás e H₂. A participação do gás natural tem tendência para aumentar, bem como o solar térmico que é competitivo nos cenários com restrição de emissões.

05. A evolução do perfil da energia final que sustenta a **mobilidade**, de passageiros e mercadorias, tenderá a permanecer similar à actual, se não houver investimento em novas opções tecnológicas. A tendência para a dieselização continuará a verificar-se, passando dos actuais 63% do consumo total no sector para 68%. A contribuição de 10% dos biocombustíveis permitirá cumprir os objectivos Europeus em 2020, atingindo quase 20% em 2050 no cenário de maior procura e sem qualquer restrição de CO₂. O tecto agressivo de emissões

de carbono impõe uma componente importante de biocombustíveis nos 2 cenários de procura, com contribuições de 60% e 41%; viabiliza a entrada do Veículo Eléctrico (VE) (só em 2050 devido aos elevados custos), permitindo satisfazer 34% a 50% dos pkm nos cenários de menor e maior procura respectivamente; exige uma participação significativa do H₂, na forma de células de combustível, para os transportes de mercadorias, com maior visibilidade no cenário de maior procura.

06. Até 2020, o **sistema electroprodutor** manter-se-á equivalente a 2009 já que se suportará, em grande medida, nos investimentos já realizados e decididos, variando apenas o nível da capacidade instalada: 0.58 GW de carvão, devido à desactivação da central de Sines; 4.3 a 4.5 GW de gás natural; 7.09 GW de hídrica e 4.8 - 5.4 GW de eólica onshore, o que globalmente aponta para que 65% da capacidade instalada em 2020 seja assegurada por renováveis. A imposição de um tecto agressivo de emissões de carbono no cenário de maior crescimento induz uma alteração significativa no sistema electroprodutor em 2050, já que a solução de óptimo global para o sistema energético nacional exige o recurso maciço à electricidade (107.16 TWh). Assim, o sistema começa por esgotar os recursos disponíveis para eólica e hídrica, adopta as tecnologias de solar (PV centralizada) que passam a ser competitivas, a cogeração com recurso a biomassa e a biogás (2.3 GW), e as centrais a biomassa dedicadas (0.2 GW a 1.7 GW). A geotermia, para além da contribuição das turbinas a vapor (nos Açores), surge com os sistemas hot dry rock (HDR) (0.078 GW), actualmente em estudo no continente. Esta configuração respeita a condição de obrigatoriedade de produção fóssil de 30% do total de electricidade produzida.

0.7 Ao **libertar o sistema energético da necessidade de considerar um mínimo de 30% de electricidade fóssil**, as tecnologias de produção de electricidade de base renovável ganham competitividade acrescida com a hídrica a atingir 9.7 GW de capacidade instalada e a eólica 6.5 GW, já em 2020. Mantém-se as CCGT a gás natural, embora praticamente sem funcionarem (factor de utilização de 3%) devido aos elevados custos de combustível e de O&M, tornando-se mais custo-eficaz investir em nova capacidade hídrica e eólica onshore. Ao retirar a obrigatoriedade de produção fóssil, no cenário de maior procura em 2050, o PV centralizado é competitivo, até ao valor máximo do potencial (9.33 GW), e surge a eólica off-shore (0.59 GW). A livre

adopção de renováveis, pautada pelo seu custo-eficácia, totaliza mais de 70% no total da capacidade instalada em 2020 e 85% em 2050. A menor necessidade de consumos de electricidade nos cenários sem obrigatoriedade de produção fóssil é justificada pela maior penetração de equipamentos eficientes nos edifícios, redes de calor no sector dos serviços, bem como de biomassa e isolamento no sector residencial. Esta decisão custo eficaz do modelo significa que a não imposição da produção de electricidade fóssil promove a eficiência energética e o uso de renováveis no consumo final.

08. A libertação da obrigatoriedade de produção de 30% de electricidade fóssil induz um aumento aos **recursos endógenos**, até ao seu potencial máximo em alguns casos, com impacto directo na redução das importações, e portanto na dependência externa: em 2020 reduz-se de 77% nos cenários base, para 70-72% nos cenários de menor e maior procura respectivamente, e em 2050, para 62-69%. O custo adicional do sistema energético nacional ao ser obrigado a produzir 30% de electricidade de base fóssil, situa-se entre 200 e 220 M€₂₀₀₉/ano, para os cenários de maior e menor crescimento respectivamente. No entanto, deve sublinhar-se que, embora sejam considerados os custos adicionais de transporte de electricidade (0.73€₂₀₀₀/MWh para distribuição, e 0.58 e 1.27€₂₀₀₀/MWh para a transmissão em muito alta e alta tensão, respectivamente), o modelo não considera nem equaciona melhorias e alterações estruturais no sistema de transmissão e distribuição de forma a suportar com fiabilidade a entrada maciça de electricidade de fonte renovável. O interesse dos resultados aqui apresentados prende-se com a análise da competitividade das diversas tecnologias de produção de electricidade. Na análise do impacto da libertação da obrigação de produção fóssil não foi aplicado qualquer restrição de emissões pois esta poderia forçar a competitividade das tecnologias de base renovável.

0.9 O **solar** para produção de electricidade apenas surge a partir 2050 num cenário de produção fóssil obrigatória em simultâneo com um tecto de emissões de GEE, sendo os principais concorrentes, em termos de renováveis, a eólica onshore e hídrica. A explicação reside no facto de a disponibilidade energética dos recursos vento e hídrica e a obrigação da entrada de fóssil, satisfazerem as necessidades de electricidade do País apuradas pelo modelo. Retirando a obrigatoriedade de produção fóssil, o solar surge mais cedo em 2035-2045, tornando-se competitiva a tecnologia de PV centralizada que atinge o

potencial máximo (9.3 GW) em 2050. A existência ou não de produção eléctrica de base fóssil e/ou de tecto de emissões de carbono tem o efeito de adiar ou retardar a data de penetração da tecnologia. A redução de custos de investimento das tecnologias solar em 10 a 50%, não tem grande efeito, se se mantiver a produção de electricidade de base fóssil ou se se retirar o tecto de GEE. As tecnologias de PV descentralizado não são competitivas num quadro em que todas as tecnologias de solar têm a mesma redução de custos. Para conseguir a entrada de tecnologias de solar quer PV quer CSP (termoeléctrico), já a partir de 2025 é necessário apoiar a tecnologia para que o seu custo seja muito reduzido, justificado pela disponibilidade mais barata de hídrica e eólica e ainda pelo perfil de produção de solar com baixos factores de disponibilidade que condicionam a sua competitividade para assegurar as curvas de procura do sistema energético. Finalmente, o CPV (fotovoltaico concentrado) apenas se torna competitivo quando há uma redução dos seus custos em 90%, caso em que entra em 2035 de forma maciça.

10 A eólica offshore entra no sistema a partir de 2035, mesmo sem tecto de emissões, mas apenas se não houver a imposição de produção fóssil de 30%. Neste cenário, a tecnologia de eólica offshore leva à redução de CCGT de GN e de cogerações de biomassa. Num cenário com uma redução de 50% emissões até 2050, e sem obrigação de produção fóssil, esta tecnologia torna-se substancialmente mais competitiva mais cedo, logo a partir de 2020, podendo atingir o máximo do seu potencial, actualmente identificado de 3.38 GW, em 2040, indo substituir CCGT de GN e cogerações a H2. Ao manter a obrigação de um mínimo de electricidade de produção fóssil, a tecnologia só é competitiva a partir de 2035, e se ocorrer uma redução de custos de 50% e um tecto de emissões de GEE. Neste caso, o potencial máximo é atingido apenas em 2050. As **ondas**, mesmo considerando o nível de incerteza decorrente do desempenho dos protótipos mais recentes, surge como uma possibilidade a partir de 2035 apenas num cenário em que simultaneamente há um tecto de GEE e não existe a obrigação de produção fóssil de electricidade, atingindo o potencial máximo disponível apenas em 2050. A redução de custos de 50% não tem qualquer impacto se estas duas condições não forem asseguradas.

11 A condição determinante para a competitividade do **veículo eléctrico (VE)** é sua capacidade de conseguir fornecer mobilidade de longa distância de forma semelhante à dos restantes veículos (por exemplo, suportado pelo modelo de troca de baterias em alternativa ao carregamento). Se o VE apenas fornecer mobilidade de curta distância, não será uma tecnologia competitiva em termos nacionais. Mesmo assegurando longa distância, o VE entra no sistema a partir de 2030 e apenas em cenários com um tecto de emissões e, em simultâneo, uma redução nos custos de investimento de pelo menos 30%. Já no longo prazo, em 2050, é suficiente uma das condições: tecto de emissões ou redução de custos de, pelo menos, 30%. O VE tem condições para contribuir de forma significativa para a redução da dependência externa mas nunca se obtêm valores abaixo dos 52% em 2050. O transporte rodoviário de mercadorias, que não tem a possibilidade de recorrer à electricidade, e a obrigatoriedade da prosução de electricidade fóssil, atenuam o efeito global do veículo eléctrico no sistema energético.

12 Sem redução de custos, as tecnologias de **micro PV** (PV nas habitações) e **micro-eólica** não entram no sistema pelo seu custo-eficácia, mesmo com um tecto agressivo de carbono e sem a imposição da obrigatoriedade de produção de electricidade fóssil. No entanto, uma redução de custos de investimento das tecnologias de microgeração entre 20% e 50% a partir de 2020, tornam estas tecnologias competitivas a partir de 2030 no caso do micro-PV e apenas em 2040 no caso da micro-eólica. No cenário em que se obriga à entrada de micro-PV e micro-eólicas, combinada com redução de 50% dos seus custos de investimento, assiste-se em 2050 à instalação maciça destas tecnologias, que vão substituir as grandes CCGT a gás, o PV centralizado, e ainda as microcogerações a hidrogénio nos edifícios. Naturalmente, e como já se sublinhou anteriormente, importa salvaguardar a verosimilhança efectiva destes cenários de microgeração, já que neste exercício não se considera cenários de alteração estrutural nas redes de transmissão e distribuição, e respectivo investimento, por forma a admitir com fiabilidade a participação maciça da microgeração.

13 Em conclusão, sistematizam-se as seguintes mensagens, admitindo sempre um certo grau de incerteza na evolução dos custos das tecnologias de produção de base renovável, sobretudo as que ainda não estão maduras:

- ➔ As tecnologias de base renovável têm um elevado potencial competitivo no sistema energético nacional, se se admitir objectivos ambiciosos de mitigação climática ou se a configuração do sistema eléctrico não exigir uma participação obrigatória da produção fóssil centralizada:
 - Eólica e hídrica, sendo tecnologias maduras no curto prazo, podem atingir o máximo do recurso disponível em Portugal, garantindo uma participação significativa, como já acontece, no sistema energético português: em 2009, juntas asseguraram 34% do total de electricidade produzida no País, podendo atingir, em anos com hidraulicidade média, no médio-longo prazo 60% num cenário com tecto de emissões, e 80% se o sistema admitir a entrada maciça da electricidade deste tipo de tecnologias.
 - Tecnologias de aproveitamento do recurso solar para produção de electricidade, estando ainda numa fase inicial de entrada no mercado, carecem de condições para a sua competitividade: a tecnologia de PV centralizada surge mais cedo em 2035-2045, se coexistirem um conjunto de condições, como a não obrigatoriedade de produção fóssil, a existência de um tecto de emissões, e uma redução de custos de investimento até 50%; o termoeléctrico solar é a tecnologia mais competitiva a seguir ao PV centralizado, carecendo no entanto de uma redução muito significativa dos seus custos. A competitividade da hídrica e eólica bem como a limitada disponibilidade de produção das tecnologias solares justificam que se equacione esta tecnologia num quadro integrado e mais alargado para além do seu custo-eficácia, em concorrência directa com outras, para que venha a ter uma participação significativa no sistema energético nacional. A existência no País de actividades de I&D e de produção de parte da cadeia de valor que a suporta justifica valias económicas a partir do apoio ao seu desenvolvimento em antecipação à evolução esperada dos seus custos.
 - O solar térmico é competitivo a curto prazo, isto é, logo a partir de 2020, sobretudo para aquecimento de águas indo substituir GPL e GN, e também para aquecimento de espaços, neste caso juntamente com bombas de calor (incluindo com recurso à geotermia). O solar térmico é uma opção custo-eficaz, mesmo em cenários sem restrição de emissões de CO₂.
 - As ondas e eólica off-shore surgem a partir de 2035 o que indicia condições de custo-eficácia para a sua competitividade, sobretudo face às CCGT a gás natural, se Portugal adoptar um tecto agressivo de emissões de carbono ou se o sistema eléctrico evoluir para a libertação de uma base centralizada de origem fóssil. Nestas condições, e dada a actividade de I&D nacional nestes vectores e a cadeia de valor que suporta a produção eólica, estas tecnologias devem ser consideradas, desde já, como interessantes no contexto nacional.
- ➔ O Veículo Eléctrico (VE) tem como condicionante estrutural à sua penetração o facto de não fornecer mobilidade de longa distância, sendo neste caso ultrapassado pelos biocombustíveis, mais competitivos e neutros em carbono; uma vez assegurado a longa distância, será necessária uma redução do seu custo em 30% para que se torne competitivo em 2030. Sem redução de custos de investimento, a entrada do VE, verifica-se só em 2050, permitindo satisfazer 34% a 50% dos pkm nos cenários de menor e maior procura respectivamente. De notar que o aumento de eficiência no sector promovido pelo VE tem um impacto significativo na redução da dependência externa podendo-se atingir valores de 52% em 2050.
- ➔ Embora os cenários analisados não representem uma visão única para a evolução do sistema energético nacional, passível de ser assumido como um futuro verosímil, mas antes evoluções contrastadas permitindo avaliar diferentes paradigmas tecnológicos de energia, sistematizam-se alguns indicadores que caracterizam o intervalo de evolução do sistema, salientando-se:
 - Energia final per capita evoluindo de 1.75 em 2005 para 1.7 em 2020, e 2.0 a 2.3 em 2050, facto que denota a oportunidade para uma maior atenção à eficiência energética; a intensidade energética do PIB evolui de forma positiva de 145 tep/M€₂₀₀₀ em 2005, para 120 em 2020, e 87 a 100 145 tep/M€₂₀₀₀ em 2050.
 - Dependência energética passando de 87% em 2005, para 77% em 2020, e para um intervalo entre 52% e 70% consoante os cenários; a redução abaixo dos 50% só será possível com uma forte aposta em eficiência energética.

1. ÂMBITO E OBJECTIVO

A ambição pela independência de fontes de energia importadas, principalmente de origem fóssil, e a necessidade de redução de emissões de carbono para controlar o aquecimento global do Planeta, tem motivado muitos países a investir em tecnologias de produção de energia, principalmente de origem endógena e renovável. A mais-valia associada à disponibilidade de um recurso endógeno e ao desenvolvimento de tecnologia própria ditam as condições de competitividade, num futuro mais ou menos próximo, no quadro das economias de baixo carbono, em que Portugal se insere.

Contexto até 2020

Política Europeia (Dez 2008):

- 20% redução GEE em 2020 face a 1990
- 20% redução do consumo de energia final face ao projectado
- 20% da energia final bruta de fonte renovável
- 10% de energia de fonte renovável nos transportes
- *enforcement* [COM(2010) 639, 11 Nov 2010: *Energy 2020: A strategy for competitive, sustainable and secure energy*]

Política Energética Nacional (ENE2020):

- Reduzir a dependência energética do País (74% em 2020)
- 31% de fontes de energia renovável no consumo total de energia final
- 20% redução do consumo de energia final
- 25% redução do saldo importador energético face a 2008
- Consolidar o cluster das energias renováveis em Portugal

Política Climática Nacional:

- 1% aumento face a 2005 dos sectores não abrangidos pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão.
- 21% redução face a 2005 no quadro Europeu dos sectores abrangidos pelo CELE
- 10% de energia de fonte renovável nos transportes

Contexto até 2050

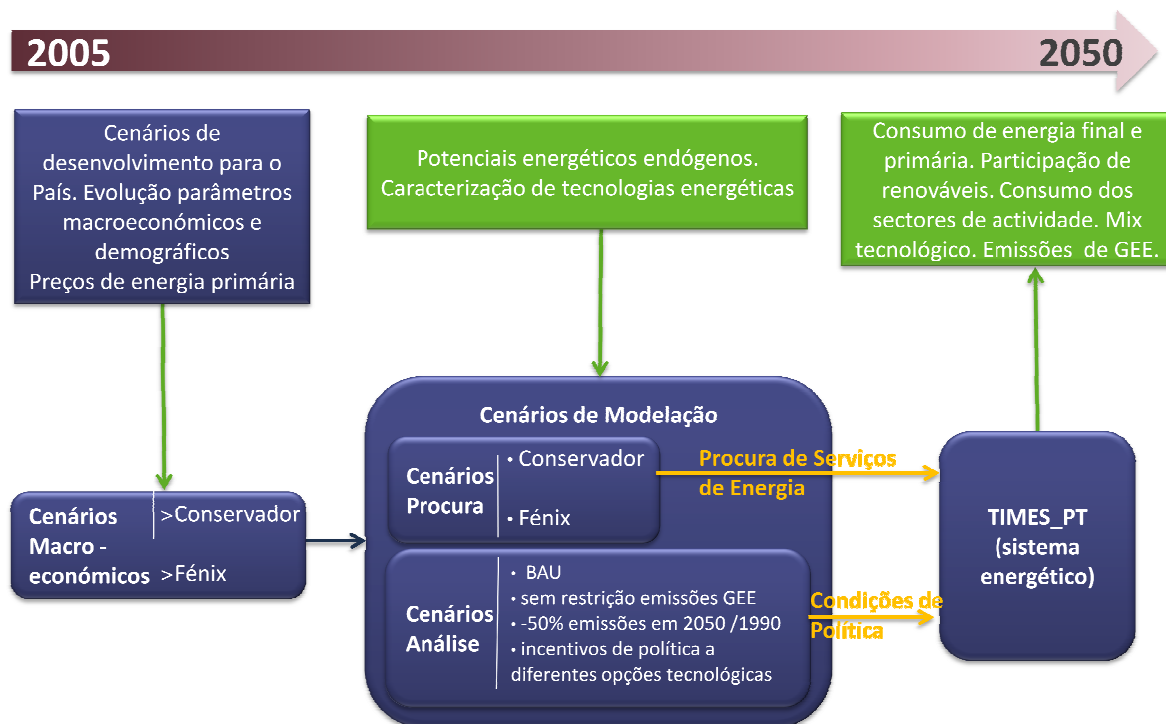
- Descarbonização das economias: 80% redução GEE em 2050 face a 1990, cimeira G8, Áquila, Julho 2009; 80-95% redução, Conselho Europeu, Outubro 2009
- Expectativa generalizada de escassez progressiva de recursos energéticos fósseis, e aumento de preços
- Elevada competitividade das tecnologias de produção de energia de fonte renovável; investimentos significativos (fundos privados, Set-Plan na Europa, programas de parcerias tecnológicas EUA-China)
- Mercado integrado de energia pan-Europeu, assegurando a integração em larga escala de electricidade de fonte renovável

Recorrendo a exercícios de modelação usando o modelo TIMES_PT, foi feita uma avaliação do sistema energético Português para o horizonte 2005-2050, num quadro de competição internacional, com o objectivo de responder às seguintes questões:

- i. Quais as opções energéticas custo-eficazes que satisfazem a procura de energia necessária ao desenvolvimento do País, e reduzir a dependência externa de combustíveis fósseis?
- ii. Quais as opções tecnológicas que permitem atingir níveis muito reduzidos de emissões carbono em 2050?
- iii. Qual a contribuição esperada das tecnologias de base renovável, atendendo à incerteza associada à evolução do seu custo?
- iv. Quais os *drivers* que condicionam a competitividade a médio-longo prazo das tecnologias renováveis, nomeadamente solar, ondas e eólica off-shore, e do veículo eléctrico?
- v. Qual o impacto no sistema energético nacional da produção descentralizada, bem como da penetração de tecnologias renováveis e do veículo eléctrico?

2. METODOLOGIA

A avaliação suportou-se num modelo de optimização de base tecnológica que exigiu: (i) o desenvolvimento de cenários de evolução da economia Portuguesa (Conservador e Fénix), em termos demográficos e macro-económicos, que geram necessidades futuras de procura de serviços de energia; (ii) a actualização e validação de informação associada a tecnologias energéticas, nomeadamente sobre potenciais energéticos endógenos, evolução expectável dos custos das tecnologias e do recurso, e da sua eficiência; (iii) a consideração de cenários de política, com ênfase para a restrição de emissões de gases com efeito de estufa. O esquema seguinte ilustra o *workflow* metodológico das várias componentes que integraram a avaliação do *Roadmap 2050*.



A ferramenta de modelação usada neste estudo é o modelo tecnológico de optimização linear TIMES_PT, que resulta da implementação para Portugal do gerador de modelos de optimização de economia - energia - ambiente de base tecnológica TIMES desenvolvido pela ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme <http://www.etsap.org/>) da Agência Internacional para a Energia. O objectivo principal de um qualquer modelo TIMES é a satisfação da procura de serviços de energia ao menor custo possível. Para tal, são consideradas em simultâneo opções de investimento e operação de determinadas tecnologias, fontes de energia primária e importações e exportações de energia.

O modelo TIMES_PT representa o sistema energético Português de 2000 a 2050, incluindo os sectores: oferta de energia primária (refinação e produção de combustíveis sintéticos, importação e recursos endógenos); geração de electricidade; indústria (cimento, vidro, cerâmica, aço, química, pasta de papel e papel, cal e outras industriais); residencial; terciário; agricultura, silvicultura e pescas (apenas a componente de consumo de energia) e transportes. Em cada sector são modelados em detalhe os fluxos monetários, de energia e de materiais associados às diversas tecnologias de produção e consumo de energia, incluindo balanços de massa para alguns sectores industriais. O modelo TIMES_PT foi calibrado e validado para Portugal para 2005, por agentes de sectores da indústria e energia.

A implementação do TIMES_PT exige a especificação de um conjunto de inputs exógenos: i) procura de serviços de energia (ex: iluminação no sector residencial); ii) características técnico-económicas das tecnologias existentes no ano base, assim como das tecnologias futuras (ex: eficiência, rácio input/output, factores de disponibilidade, custos de investimento, operação e manutenção e taxa de actualização); iii) fontes de energia primária disponíveis, actualmente e no futuro, em particular o potencial de utilização de recursos energéticos endógenos, e iv) restrições de política, tais como objectivos de produção ou tectos de emissões.

Deve referir-se que este tipo de modelos, por serem de equilíbrio parcial, não consideram as interações económicas fora do sector energético, como sejam implicações ao nível do emprego. Para além disso, não são considerados curvas de procura detalhadas, bem como aspectos irracionais que condicionam o investimento em novas tecnologias mais eficientes, i.e. preferências motivadas por estética ou estatuto social. Assim, este modelo assume que os agentes têm perfeito conhecimento do mercado, presente e futuro. Finalmente, importa sublinhar que os modelos de base tecnológica como o TIMES_PT não acomodam decisões e raciocínios de mercado baseados no preço, mas tomam opções com base no custo, quer de tecnologias quer dos recursos energéticos.

Cenários sócio-económicos de desenvolvimento para 2050 - narrativas

São considerados 2 cenários contrastantes para o desenvolvimento da economia e sociedade Portuguesa, a partir dos quais é gerada a procura de serviços de energia (i.e. energia útil), que estão apresentados em detalhe no Anexo 1.

- ➔ Os cenários propostos e analisados representam evoluções contrastadas permitindo avaliar diferentes paradigmas tecnológicos de energia; contêm elementos de diversas visões de futuro por forma a obter uma gama de resultados para análise (potencialidades e restrições do sistema energético nacional).
- ➔ Os cenários propostos não representam uma visão única para a evolução do sistema energético nacional, passível de ser assumido como um futuro verosímil.

A base das narrativas foi discutida com o Departamento de Prospectiva e Planeamento e Relações Internacionais, MAOTDR, e aproximadas aos cenários de modelos de desenvolvimento recentemente apresentados para Portugal (PORTUGAL 2025 – QUE FUNÇÕES NO ESPAÇO EUROPEU? PROSPECTIVA E PLANEAMENTO, Vol. 16–2009, José Félix Ribeiro, DPPRI). Os principais pontos são sistematizados a seguir.

cenário conservador

- manutenção do modelo de desenvolvimento dos últimos 15 anos. investimento em bens não transaccionáveis. ritmo de crescimento económico lento.
- redução do peso global da Indústria no PIB, e manutenção da estrutura industrial. Progressão ligeira do aumento do peso dos Serviços no PIB ($\approx 75\%$ do VAB total em 2050), devido ao crescimento de serviços de entretenimento e lazer.
- decréscimo da População residente: cenário Baixo do INE^a
- manutenção do transporte em viatura individual e rodoviário de mercadorias.

cenário fénix

- renascimento da economia privilegiando o investimento e políticas na produção de bens transaccionáveis e serviços de valor acrescentado.
- aumento do peso da indústria no PIB, em particular em actividades industriais mais exigentes em competências e conhecimentos. Decréscimo do peso relativo dos Serviços.
- aumento da População em linha com o cenário Elevado do INE^a devido a uma maior atracção de emigrantes e níveis de fecundidade mais elevados.
- menor crescimento do tráfego de passageiros de curta distância e menor dependência do transporte individual. Reforço do transporte ferroviário no trânsito nacional de mercadorias.

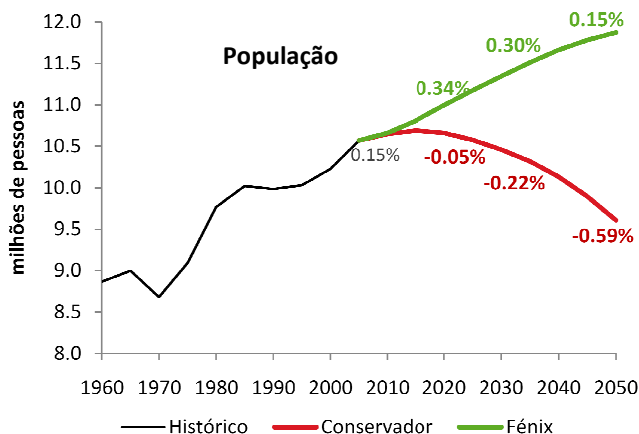
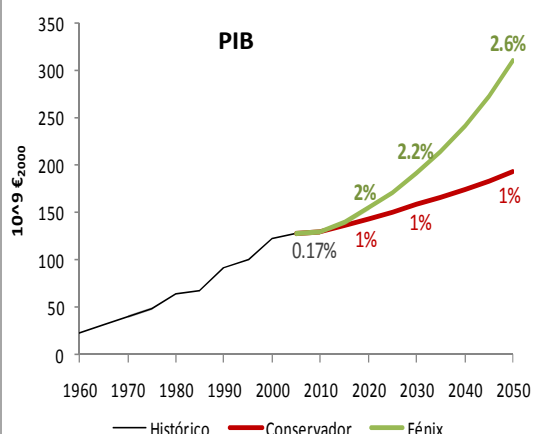


Fig 1: Evolução do PIB (esq) e da População (dir) para os 2 cenários.

Quadro 1: Evolução do indicador PIB per capita para os 2 cenários considerados, Conservador (vermelho) e Fénix.

Indicador	Unidade	2005	2010	2020	2030	2040	2050
PIB/capita	1000€ ₂₀₀₀ /hab	12.80	12.10	13.42	15.11	17.24	20.08
			12.10	14.10	16.85	20.67	26.11

Nota: As taxas de crescimento anual referem-se à média do quinquénio anterior à data indicada. As taxas de crescimento do PIB até 2015 seguem as previsões do FMI (2009). A partir desta data e para o Fénix, foi considerado um aumento linear até ao valor de crescimento de 2.6% ('46/50) equivalente ao valor mais baixo num intervalo de confiança de 95% do random walk efectuado com dados do PIB/per capita desde 1960.

^a INE. 2009. Projecções de população residente em Portugal 2008-2060. Instituto Nacional de Estatística. Março de 2009. Lisboa.

Os gráficos da Figura 2 ilustram a evolução do andamento do VAB para os diversos sectores de actividade económica, bem como a sua estrutura em 2050 e em 2010 (enquanto uma aproximação aos valores de 2008), para os 2 cenários considerados. Como se constata, o peso da indústria passa de 19% em 2010 para 25% em 2050 no cenário conservador, mas perde para 16.7% no Cenário Fénix, em oposição aos serviços. Este andamento irá induzir um aumento muito mais acentuado de procura de energia no cenário Fénix. A Figura 3 mostra o andamento de parâmetros demográficos seleccionados para os 2 cenários.

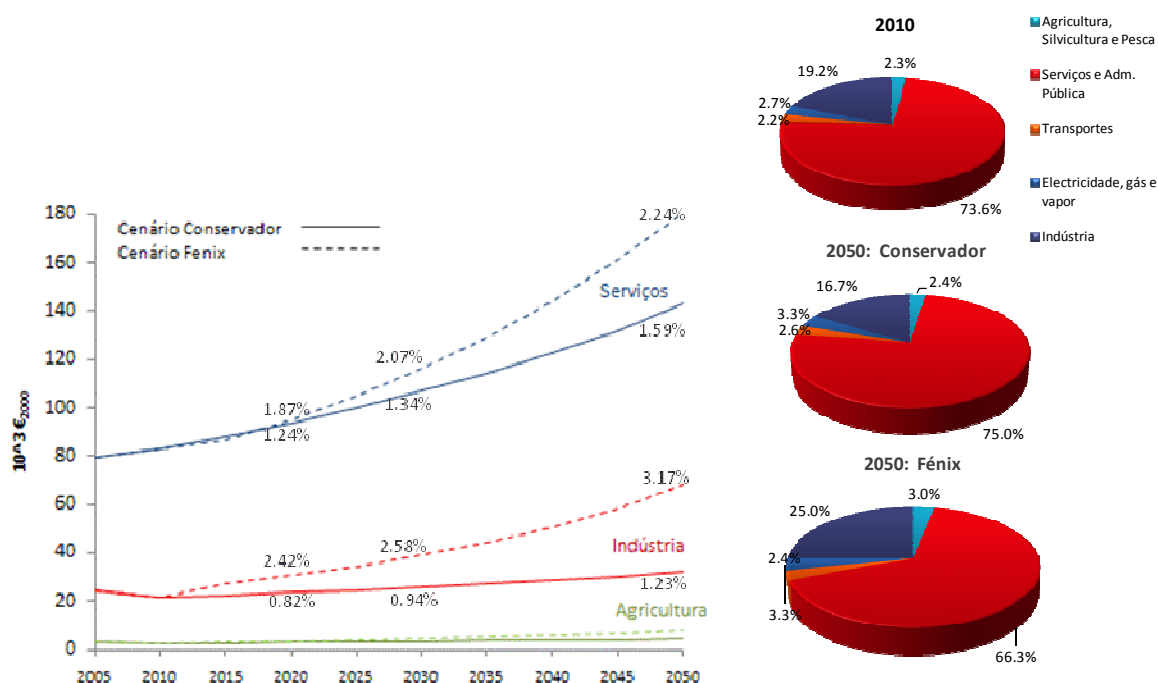


Fig 2: Evolução do VAB sectorial (esq) e contribuição (%) para o VAB total (dir) para os 2 cenários.

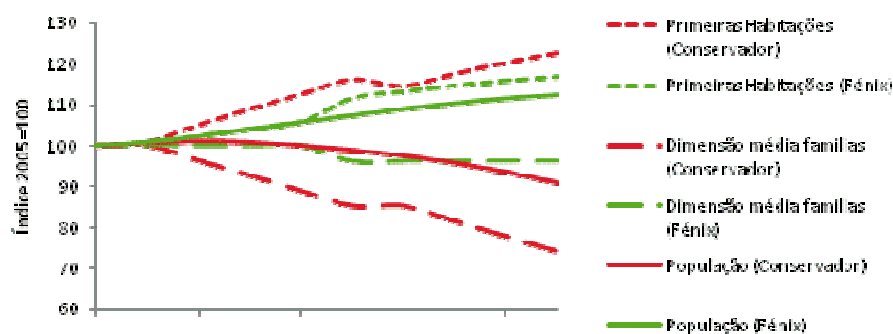


Fig 3: Evolução de parâmetros demográficos e de habitação para os 2 cenários.

Dimensão Média das Famílias:

Cenário	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Conservador	2.9	2.8	2.7	2.5	2.3	2.2	2.0
Fénix			2.7	2.7	2.6	2.6	2.6

Número de primeiras habitações (milhares):

Cenário	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Conservador		3944	4265	4548	4605	4803
Fénix	3914	3948	4073	4364	4485	4566

Fig 3 (cont.): Evolução de parâmetros demográficos e de habitação para os 2 cenários.

Cenários de procura de energia até 2050

A procura de serviços de energia foi apurada recorrendo a metodologias diferenciadas para os sectores (i) Indústria, Serviços e Agricultura, a partir de parâmetros como a taxa de crescimento do VAB, a elasticidade procura/rendimento, a elasticidade procura/preço e um aumento autónomo de eficiência na indústria; (ii) Doméstico, a partir de número de habitações por período de construção, tipologia e localização, e da procura específica por habitação para os diversos usos, como aquecimento e arrefecimento de espaços, aquecimento de águas e equipamentos eléctricos; (iii) Transportes, a partir de informação publicada sobre tendências Europeias de evolução para a mobilidade, como o projecto Europeu iTREN-2030 reference scenario until 2030 (Fiorello et al, 2009), e os cenários Transvisions (Transport Scenarios with a 20 and 40 year Horizon, Funded by DG TREN, 2009), e tendências nacionais, como a que resulta do Modelo Integrado de Procura de Passageiros (Rede Ferroviária de Alta Velocidade, 2007). Informação mais detalhada pode ser consultada no Anexo 1. As figuras 4 e 5 mostram a evolução da procura de serviços de energia até 2050 apurada para os dois cenários. Note-se que a procura dos serviços de energia em 2005 se repartia em 25% para o sector residencial, 40% para os serviços, e 31% para a indústria, enquanto em 2050, se altera para 36% | 29% para o sector residencial, 41% | 37% para os serviços, e 20% | 31% para a indústria, para os cenários Conservador | Fénix. De realçar que a procura de mobilidade de longa distância representa 65% e 71% do total de mobilidade em 2020 e 2050 respectivamente, no cenário Conservador, enquanto no Fénix aquela procura se pauta por 66% e 67%.

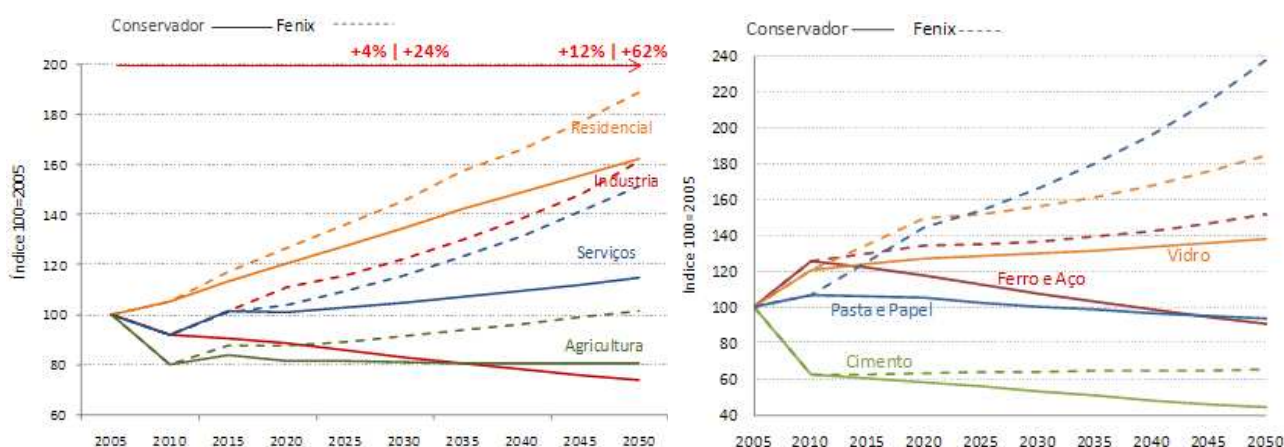


Fig 4: Evolução da procura global de serviços de energia para os 2 cenários, para os diversos sectores (esq) e procura de materiais na indústria (dir).

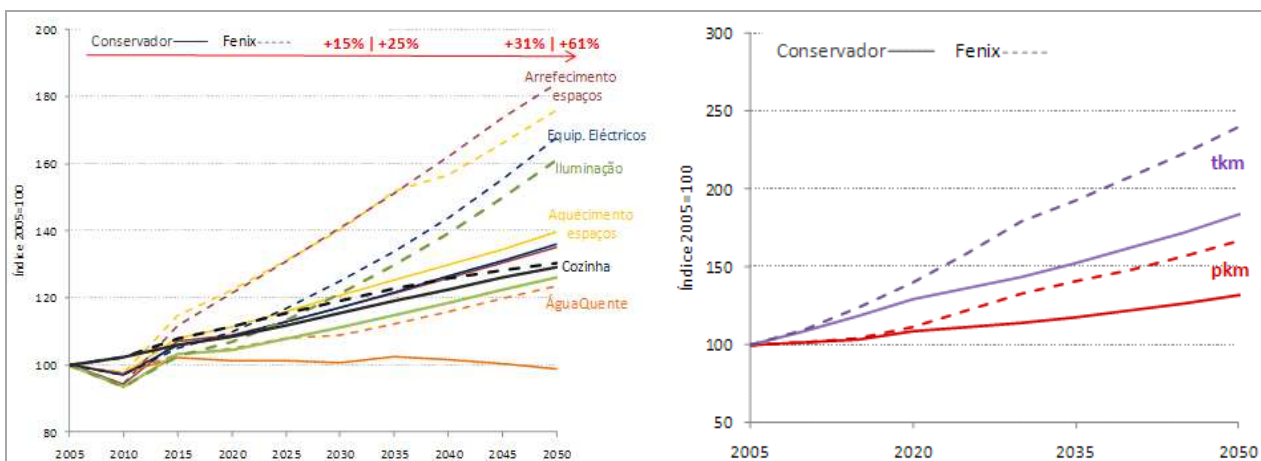
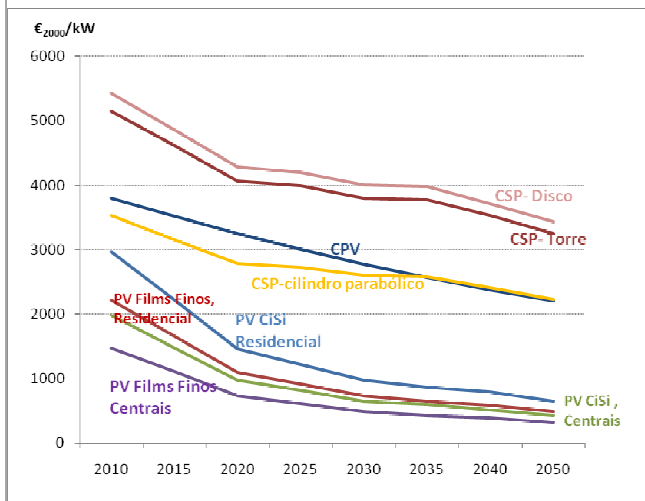


Fig 5: Evolução da procura de serviços energia nos edifícios (Domésticos e Serviços) (esq) e de mobilidade (dir).

Cenários de evolução tecnológica

A evolução dos custos das tecnologias de produção de energia no período 2010-2050, dependentes da expectativa actual em matéria de desenvolvimento e implementação, são determinantes para a sua competitividade, num quadro futuro de opções custo-eficazes. Atendendo ao âmbito e objectivo deste trabalho, foi dedicado um esforço significativo à actualização dos parâmetros técnicos e económicos das tecnologias energéticas, quer através de fontes de informação internacionais quer de peritos e empresas nacionais. A título de exemplo, a figura 6 mostra a evolução dos custos de tecnologias de produção de energia a partir do recurso solar, e os respectivos parâmetros técnicos. O Anexo 2 sistematiza os custos e parâmetros técnicos para as tecnologias de produção de electricidade de fonte renovável.



Fonte PV e CPV: IEA- Technology Roadmap Solar photovoltaic energy 2010; Magpower; Fonte CSP: Valores 2010 - IEA, 2010 "Technology Roadmap, Concentrating Solar Power" -International Energy Agency, 2010.

Fig 6: Evolução do custo das tecnologias solar (esq) e parâmetros técnicos (dir).

Pressupostos para modelação

Em termos concretos, e como dados de base assumidos nos exercícios de modelação que consubstanciam o presente estudo, importa sublinhar os que a seguir se seleccionam, salientando-se desde já, a evolução do preço da energia primária no Quadro 2. Em termos de assumpções de natureza financeira, deve sublinhar-se a não consideração de impostos como o IVA e ISP, e taxas de actualização diferenciadas para decisões de natureza privada ou pública, como se mostra no Quadro 3.

Quadro 2: Cenário de evolução dos preços de energia primária

	PETRÓLEO (USD\$2008/bbl)	GÁS NATURAL (USD\$2008/MTBU)	CARVÃO (USD\$2008/t)
2000	37.18	5.95	36.57
2005	59.29	7.80	68.29
2008	97.19	10.32	120.59
2015	86.67	10.46	91.05
2020	100.00	12.10	104.16
2025	107.50	13.09	107.12
2030	115.00	14.02	109.40
2035	122.50	14.99	112.13
2040	130.00	15.95	114.75
2045	137.50	16.91	117.37
2050	145.00	17.87	119.99

Fonte: WEO2009. International Energy Agency. 2009. Foram assumidos os preços do Cenário de Referência do World Energy Outlook de 2009 até 2030. De 2030 até 2050 assume-se o crescimento tendencial destes valores.

Quadro 3: Taxas de actualização utilizadas nos exercícios de modelação

[Taxas de actualização]	TIMES_PT [E3MLab. 2008]	Estudo UK DEEC	Valores da literatura
Residencial. Transporte individual de passageiros	17.5%	16%	4-8% ^a 5-35% ^b
Serviços. Indústria. Cogeração e produção descentralizada.	12%	12%	8-30% indústria ^a 6-8% serviços e transporte de mercadorias ^a
Transporte de mercadorias			
Electroprodutor – produção centralizada	8%	—	—
Transporte colectivo de passageiros	8%	—	4-8% ^a

E3MLab. 2008. Interim Report on Modelling Technology - The PRIMES Model. European Consortium for Modelling of Air Pollution and Climate Strategies - EC4MACS. Task 5: Energy Scenarios. Prepared by: E3MLab. National Technical University of Athens (NTUA). July 2008. Available at: http://www.ec4macs.eu/home/reports/Interim%20Methodology%20Reports/6_PRIMES_MR.pdf

^a Wesselink. B., Hamsen. R., Eichhammer. W.. 2010. Energy Savings 2020 – How to Triple the Impact of Energy Saving Policies in Europe. A contributSing study to Roadmap 2050. September 2010. Available at: <http://www.roadmap2050.eu>

^b Berr. 2005. Potential for microgeneration study and analysis. Final Report for the UK Department for Trade and Industry. November 2005. Available at: <http://www.berr.gov.uk/files/file27559.pdf>.

NERA-AEA. 2009. The UK Supply Curve for Renewable Heat - Study for the Department of Energy and Climate Change. July 2009. Ref: URN 09D/689 (DECC). Available at: http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/what_we_do/uk_supply/energy_mix/renewable/res/res.aspx

Os potenciais técnico-económicos disponíveis de recursos energéticos endógenos são uma condicionante muito importante para o nível de uso das respectivas tecnologias. De uma maneira geral, os valores considerados neste exercício para 2020 estão em linha com as expectativas apontadas no PNAER (pags 108 e 109), como se mostra no Quadro 4, onde são apresentados os potenciais com viabilidade técnica e com expectativa de exequibilidade económica suportados por diversos peritos nacionais. Deve sublinhar-se o carácter de incerteza para alguns recursos nacionais, de que se salienta o recurso biomassa. O potencial técnico-económico máximo de solar térmico teve como base a metodologia utilizada no documento Fórum Energias Renováveis em Portugal (pp. 37 Quadro 2): para o sector residencial, o potencial máximo considera um sistema com 2m² e 150 l de armazenamento para cada habitação, ao qual foram aplicados factores de exequibilidade de 35% das habitações em 2020, 50% em 2030 e 65% em 2050. No caso dos serviços, e tendo por base a previsão da ESTTP (plataforma tecnológica para o solar térmico) de 50% de contribuição do solar térmico no consumo do sector edifícios em 2030, assumiu-se que, em 2020, 15% da procura de serviços de energia do sector dos serviços para aquecimento de espaços e de águas, assim como de arrefecimento é passível de ser satisfeita com solar térmico. Em 2030, este valor é de 30% e em 2050 de 55%. No caso da indústria, utilizou-se também a metodologia do Fórum Energias Renováveis em Portugal, tendo-se considerado que 1/3 da procura de serviços de energia na indústria é para calor e, destes, 25% (corresponde a calor de baixa temperatura, até 100°C) pode ser satisfeita com solar térmico. A este potencial técnico aplicou-se ainda um factor de exequibilidade de 15% em 2020, 30% em 2030 e 50% em 2050.

Quadro 4: Potenciais de recursos endógenos para a produção de electricidade renovável

		Utilização Actual	Potencial técnico máximo			
Recurso	Unidades	2009	2020	2030	2050	Fonte
Hídrica	GW	4.821	9.834			Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico. 2009.
Eólica onshore	GW	3.566	6.50	7.00	7.50	Comunicação pessoal de Ana Estanqueiro. LNEG. 16 Junho 2010.
Eólica offshore	GW	0	0.075	4.00	10.00	LNEG. Ana Estanqueiro, Junho 2010.
Ondas/Marés	GW	0.004	5.00		7.70	Wave Energy Center. Alex Raventos. Abril 2010
Fotovoltaica descentralizada	GW	0.019	1.50	9.30		DGEG (MEID) - Montra Tecnológica Solar (Lisboa, 16 Março de 2010); REN (comunicação pessoal)
Fotovoltaica centralizada	GW	0.077				
Termoeléctrica de concentração	GW	-	2.4			LNEG. Farinha Mendes. Junho 2010.
Resíduos Sólidos Urbanos	PJ	0.088 GW	9.83	9.99	10.43	Extrapolação com base em indicador de RSU incinerado per capita e cenários de RSU elaborados no âmbito do PORTUGAL CLIMA2020.
Biogás	PJ	0.02 GW	17.46	6.9	5.89	Extrapolação PNAC 2006 e GPPAA- MADRP. 2005.
Geotérmica convencional	GW	0.023	0.045	0.077	0.023	Comunicação pessoal de Luís Neves. Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra. 12 Junho 2010.
Geotérmica (Hot Dry Rock)	GW	0	0.038	0.102	0.750	Comunicação pessoal de Luís Neves. Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra. 12 Junho 2010.
Biomassa Florestal	PJ	0.46 (GW)	17.67	30.87		Grupo de trabalho-Direcção Nacional das Fileiras Florestais, Junho, 2010. Comunicação pessoal de Armando Góis. CELPA.
Biomassa (resíduos agrícolas + indústria transf. da madeira)			5.93		INR, 2006.PERAGRI - Plano Estratégico dos Resíduos Agrícolas. Relatório Técnico, Vol 1 - Sumário Executivo. Abril de 2006. Universidade do Minho GPPAA- MADRP. 2005. Biomassa e Energias Renováveis na Agricultura Pescas e Florestas.	
Bioetanol			19.50		GPPAA- MADRP. 2005. Biomassa e Energias Renováveis na Agricultura Pescas e Florestas.	
Biodiesel	PJ	-	9.99			GPPAA- MADRP. 2005. Biomassa e Energias Renováveis na Agricultura Pescas e Florestas.

Outros pressupostos para o exercício de modelação incluem os seguintes aspectos:

- Por razões de segurança do sistema electroprodutor, é assumida uma obrigatoriedade de produção eléctrica mínima de 30% de base fóssil; como se verá adiante, esta assumpção é retirada, para o caso de análise de cenários com potencial para 100% de fonte renovável;
- São considerados “factores de inércia” no período até 2025-2030, com o objectivo de assegurar a manutenção de diversos usos e formas de energia final para satisfação dos serviços de energia nos edifícios existentes, transportes e na indústria. Por exemplo, em 2010, 90% da água quente nos edifícios é fornecida através dos equipamentos já existentes; em 2020 este valor desce para 85%. A partir de 2030, o modelo tem liberdade de escolha de tecnologias e formas de energia.
- Não são modeladas as trocas de electricidade com Espanha, já que estas assentam sobretudo em decisões de mercado, não sendo o modelo TIMES_PT uma ferramenta apropriada para acomodar decisões de mercado. As trocas com Espanha foram acomodadas de acordo com a tabela ao lado.
- Em termos de hidraulicidade, considera-se a disponibilidade dos aproveitamentos hidroeléctricos em todo o período de

Fonte: REN	Importação (GWh)	Exportação (GWh)
2005	9722	2803
2010	8750	5708
2015	0	8333
2020	0	4444
2025-2050	0	0

modelação, equivalente a uma Hidraulicidade média (ano médio, e.g. 2000, IPH=0.885);

- Considera-se um limite de 85% relativo ao uso de gás natural nos sectores doméstico e terciário, por limitação de acesso à infraestrutura de distribuição.
- Assume-se um potencial estimado de Captura e Sequestro de Carbono de 5000 Gg (cerca de 6% das emissões previstas pelo PNAC para 2020).
- Não é considerada a opção pela tecnologia nuclear, já que o objectivo primordial do estudo é avaliar tecnologias que se suportam, sobretudo, em recursos energéticos endógenos.

Finalmente, importa explicitar os pressupostos de política energética e climática, relevantes para este estudo. Assim, em matéria de política energética, foram tidos em conta os seguintes aspectos:

- Considera-se a capacidade instalada no parque electroprodutor em Janeiro de 2010, e adicionalmente as instalações em construção e projectadas, tal como explicitadas no Quadro 5;
- É assumida a desactivação da central termoeléctrica de Sines em 2020;
- Não é permitida a entrada de novos grupos a carvão sem a tecnologia de Captura e Armazenamento de Carbono;
- Os aproveitamentos considerados como implementados em 2015 e 2020 correspondem às unidades consideradas pelos proponentes como estando em implementação. Não é assim “forçada” a implementação dos seguintes aproveitamentos: Daivões, Gouvães; Padroselos; Vidago; Pinhosão; Girabolhos; Almourol;
- Não são considerados *à priori* os grupos de GN-CCGT de Sines e Lavos, com 0.392 GW cada, o que significa que a capacidade instalada respectiva não é tida como adquirida pelo modelo; no entanto, e caso haja necessidade e seja custo eficaz, o modelo é livre de optar por nova capacidade de produção eléctrica de GN-CCGT;
- Os objectivos do PNAEE para 2015 no que respeita a edifícios, em particular de solar térmico, isolamento e melhoria de eficiência de equipamentos eléctricos, são considerados pelo modelo como adquiridos, já que medidas em curso como o Programa Água Quente Solar, deduções fiscais relativas a intervenções nas habitações que conduzam a um isolamento térmico, e instrumentos de informação e promoção de equipamentos eficientes, justificam, pelo menos em parte, que tais objectivos serão alcançados;
- Não é forçada qualquer penetração do carro eléctrico; a opção ou não por esta tecnologia é decidida pelo modelo por critérios de custo-eficácia;
- Não é considerado um custo directo de emissão de CO₂; no entanto, nos cenários que estabelecem um tecto de GEE global para o País, naturalmente é criado um preço sombra pelo modelo;
- Não são consideradas, *à priori*, metas de E-FRE ou subsídios e *feed-ins* a tecnologias, já que o objectivo é avaliar o potencial das tecnologias com base em critérios de custo eficaz; no entanto, como se verá adiante, são considerados cenários de modelação que configuram apoio a tecnologias renováveis;

Quadro 5: Capacidade total imposta com investimentos decididos em construção/projectados (GW)

	2010: 4.839; 2015: 6.83; 2020: 8.621
Hídrica	2010: Mini-hídricas; 2015: Picote II, Bemposta II, Alqueva II, Ribeiradio, Baixo Sabor, Venda Nova III, Foz Tua.
	2020: Fridão, Alvito, Salomonde II, Paradela II e mini-hídricas
Gás Natural (não CHP)	2010: 3.036 [Tapada do Outeiro e Ribatejo (2.166) + 2 grupos de Lares (0.860)];
	2015: 3.820 [(+2 grupos Pego (0.784))];
Eólica on-shore	2010: 4.5; 2015: 5.1;
Eólica off-shore	2010: 0; 2015: 0;
Biogás	2010: 0.05;
Solar PV Roof Panel	2010: 0.019
Solar PV Plant Size	2010: 0.077 2015: 0.082 (c/PIP)
Solar Termico concentrado	2015: 0.029 (PIP)
Ondas	2010: 0.0042; 2015: 0.0042;
Biomassa não CHP	2010: 0.1; 2015: 0.1;
Resíduos	2010: 0.16; 2015: 0.16;
Carvão	2010. 2015. 2020: 1.78

Como se verifica, não são integrados, à partida, os objectivos cabais constantes do PLANO NOVAS ENERGIAS (ENE 2020), do MEID. Tendo em conta que o objectivo do estudo é avaliar as opções custo-eficácia das tecnologias renováveis não faz sentido impor, à partida, objectivos de natureza política.

Em termos de política climática, não são contemplados objectivos específicos para as actividades que configuram instalações abrangidas pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão, ou para as actividades abrangidas pelo regime de effort-sharing da União Europeia. Estudos prévios (Clima2020, MAOTDR, 2008) mostram que o cumprimento destes objectivos se traduz num tecto global para o País próximo dos objectivos de Quioto para 2008-2012, ou seja, +27% face às emissões em 1990. Assim, foi considerado um cenário de redução de emissões de GEE de +27% em 2015, decrescendo linearmente até um tecto de -50% em 2050, face a 1990, em linha com os objectivos ambiciosos de longo prazo da União Europeia, como ilustrado na figura 5. De salientar que o indicador emissões per capita da UE15 em 2008 foi de 8.41 tCO₂, de acordo com os dados da Agência Europeia do Ambiente.

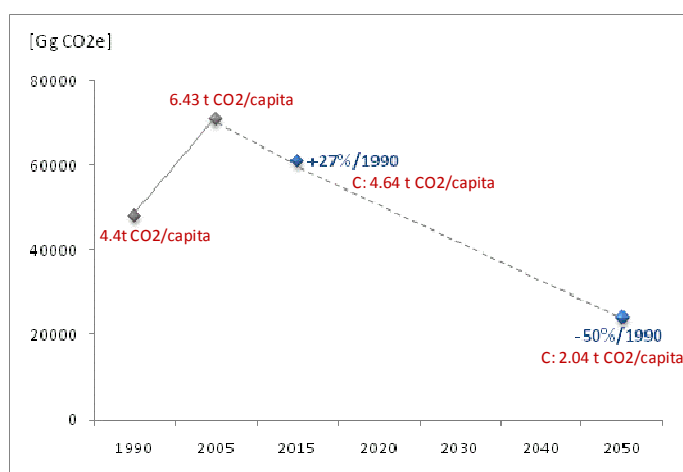


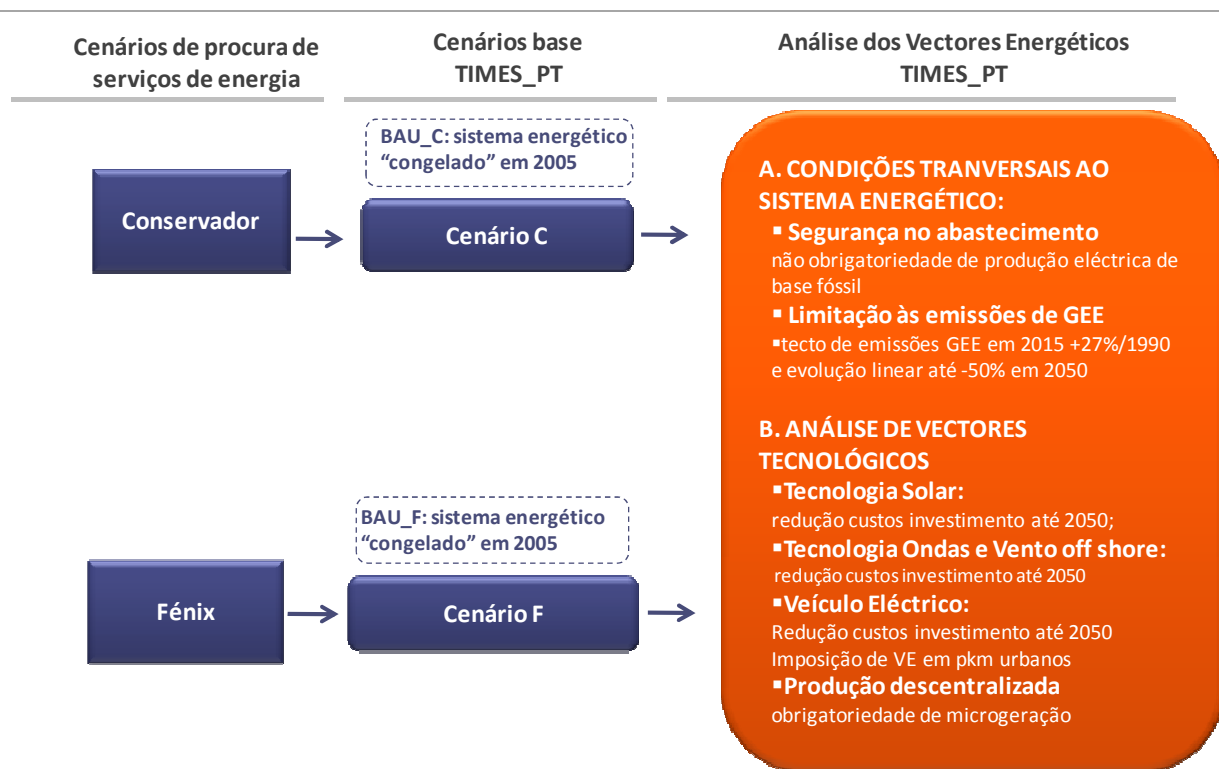
Fig 5: Evolução das emissões de GEE tal como considerado nos Cenários com Tecto de Emissões

Cenários de modelação

Os exercícios de modelação, tendo em conta os pressupostos explicitados atrás, cumprem os seguintes objectivos:

1. Fornecem uma perspectiva de médio-longo prazo para a evolução do sistema energético nacional, tendo em conta a evolução tecnológica expectável, em matéria de características tecnológicas e de custo; esta evolução, pautada por critérios de custo eficácia, e portanto sem considerações de incentivos de política ou de decisões puramente de mercado, permite avaliar a competitividade das tecnologias de base renovável no sistema Português num quadro de competição tecnológica internacional;
2. Avaliam o impacto na evolução do sistema energético nacional decorrente da adopção de (i) um quadro em que a segurança do abastecimento não assenta na produção de base fóssil, retirando-se assim a obrigatoriedade do sistema electroprodutor em produzir 30% da electricidade a partir de fósseis, e (ii) um tecto agressivo de redução de emissões de gases com efeito de estufa até 2050;
3. Avaliam o desempenho de diversos vectores energéticos, decorrentes de incentivos ao desenvolvimento de tecnologias energéticas, sobretudo as que se sustentam por fontes de energia renováveis.

O esquema seguinte ilustra o *flowchart* dos exercícios de modelação que configuram o quadro de resultados que se apresenta no próximo capítulo.



3. PERSPECTIVAS ATÉ 2050: O PAPEL DAS NOVAS TECNOLOGIAS DE ENERGIA NO SISTEMA ENERGÉTICO PORTUGUÊS

➔ Cenários base (C e F) e impacto do tecto de emissões de 50% em 2050 (-50C e -50F)

É imposto um tecto de emissões de gases com efeito de estufa (como definido na Figura 5) a todo o sistema energético, configurando um cenário agressivo de política Climática.

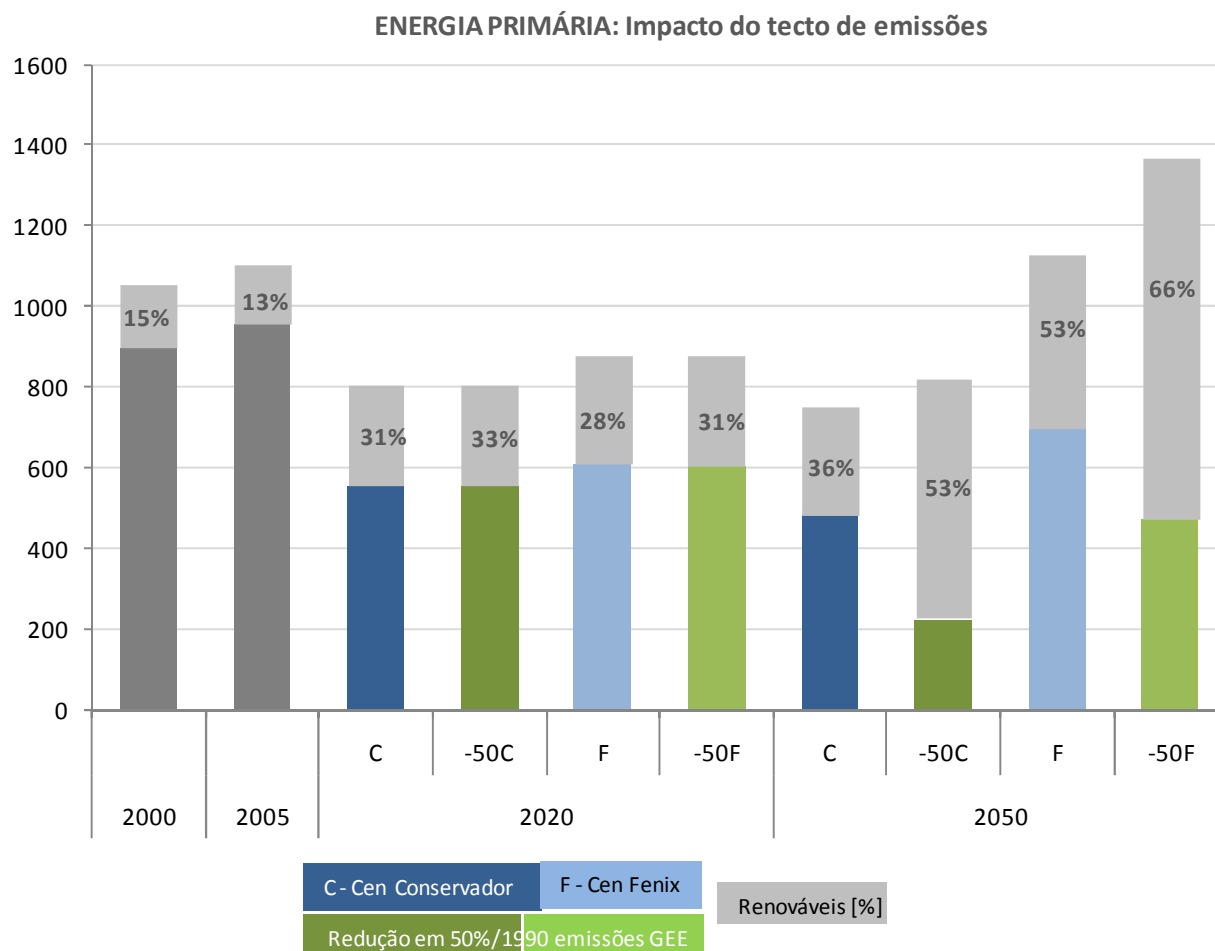


Fig 6: Perfil de Energia Primária para os 2 cenários de procura e para os cenários com tecto de emissões [todos os cenários consideram uma obrigatoriedade de produção de electricidade de 30% fóssil]

- Mesmo num cenário sem qualquer restrição de emissões, a contribuição da componente renovável em 2020 (31% e 28% nos cenários C e F) e em 2050 (36% e 53% nos cenários C e F) é crescente face a 2005 (13%), o que ilustra o custo-eficácia das tecnologias renováveis
- Num cenário com restrição de emissões, a contribuição das renováveis é uma opção clara atingindo valores de 53% e 66% em 2050, quando o tecto é mais apertado.
- Os valores de energia primária para o cenário F são superiores aos do cenário C, porque a procura de serviços de energia subjacente é bastante maior. A redução do consumo de energia primária em 2020, face aos valores de 2005, deve-se essencialmente a quatro factores:
 - Reconfiguração actualmente em curso da refinação com impacto em 2020, e que levará à melhoria da eficiência do processo e ao aumento da exportação de produtos petrolíferos refinados como a gasolina e o gasóleo. A contabilização da energia primária considera não só a importação de crude

como também o balanço entre importações e exportações de produtos refinados, o efeito global é da redução substancial dos produtos petrolíferos no consumo de energia primária, justificado por aquele aumento de exportações de refinados.

- o Encerramento da central a carvão de Sines (consumiu em 2005 cerca de 79% do carvão importado) e sua substituição por novas CCGT a gás natural, mais eficientes.
- o Aumento da eficiência energética, especialmente nos sectores do consumo final em particular a indústria e os edifícios de serviços.
- o Fraco crescimento ou mesmo decréscimo (no caso do cenário C) da procura de serviços de energia após a contracção de crescimento entre 2005 e 2015.

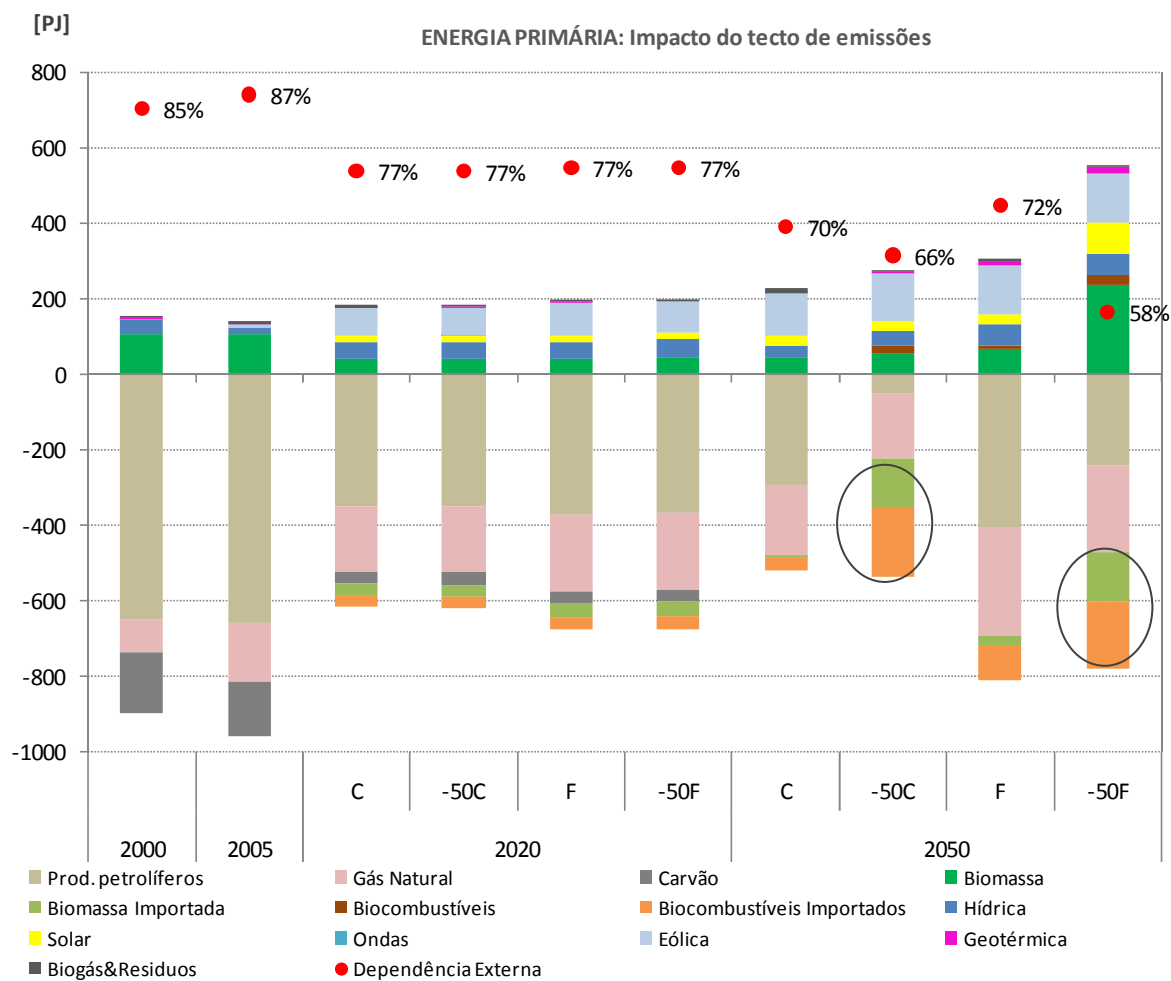


Fig 7: Recursos endógenos e importados de Energia Primária

- Em 2020, Portugal terá ganho 10% de vantagem sobre a sua dependência energética externa, que era de 87% em 2008. Em 2050, a tendência decrescente deste indicador mantém-se atingindo o seu mínimo (58%) num cenário de elevada procura de serviços de energia e tendo de cumprir um tecto agressivo de emissões de carbono.
- O impacto do tecto de CO₂ em 2020 não é visível.
- No longo prazo, em 2050, a satisfação da procura assenta num novo paradigma de importação, aliás já visível em 2020, embora em menor escala: biomassa e biocombustíveis importados.
- Os recursos endógenos mais importantes com elevado custo-eficácia incluem a eólica, a hídrica e, em 2050 em cenários de restrição de emissões, o solar e a biomassa nacional, e em menor escala, a geotermia.

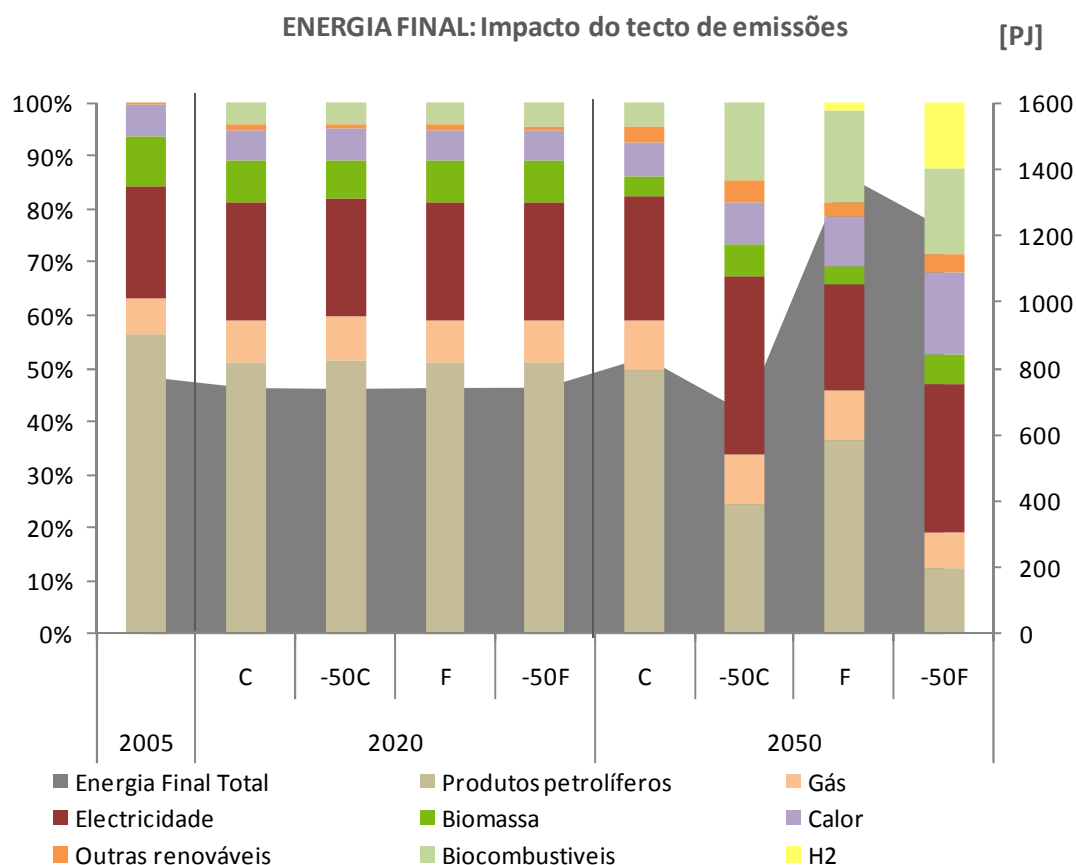
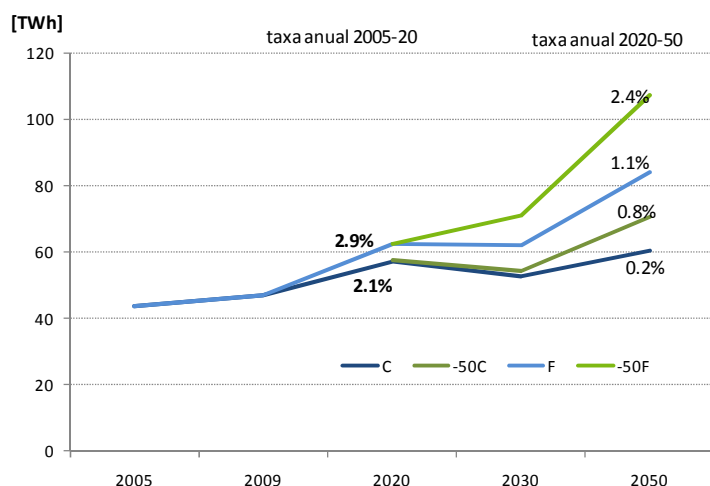


Fig 8: Evolução do perfil de Energia Final para os vários cenários

- A curto prazo, ou seja, até 2020, a estrutura da energia final manter-se-á sensivelmente constante, mesmo num cenário de tecto de emissões. A redução ligeira dos produtos petrolíferos que continuarão a assegurar cerca de 50% do balanço nacional de energia final deve-se à contribuição dos biocombustíveis. A electricidade continuará a ter uma contribuição crescente no balanço.
- No longo prazo, importa sublinhar a opção pela electricidade no cenário de restrição de emissões, bem como a entrada de outras renováveis (sobretudo solar), de biocombustíveis (no transporte de passageiros), e do Hidrogénio, que surge no cenário de restrição de emissões e de elevada procura para os transportes de mercadorias. Note-se que em 2050 o consumo de energia final no cenário F é quase 70% superior ao C, o que induz ao aparecimento de novas tecnologias para que o tecto agressivo de emissões seja cumprido.
- Mesmo sem qualquer restrição nas emissões de carbono, a intensidade energética do sistema, medida em termos de energia final consumida por unidade de PIB, tenderá para uma melhoria significativa. Se tomarmos em conta o cenário de maior crescimento económico, o indicador de intensidade energética em 2005 de 145.2 tep /M€₂₀₀₀ passará para 121 tep/M€₂₀₀₀ em 2020 e 87 tep/M€₂₀₀₀ em 2050. Esta evolução indicia um potencial importante em eficiência energética. Esta melhoria é suportada pelas novas tecnologias de consumo de energia progressivamente mais eficientes.



■ O consumo de electricidade é uma opção custo-eficaz gerada pelo modelo TIMES_PT e não imposta exógenamente. Como tem sido verificado historicamente, a evolução do consumo de electricidade tem tendência a aumentar embora a ritmos mais modestos do que nos últimos 10 anos.

■ A imposição de um tecto de emissões de carbono induz, para qualquer dos cenários base, uma opção clara pelo aumento do consumo de electricidade, já que Portugal dispõe de recursos renováveis para produzir electricidade limpa.

Fig 9: Evolução do Consumo Global de Electricidade para os vários cenários

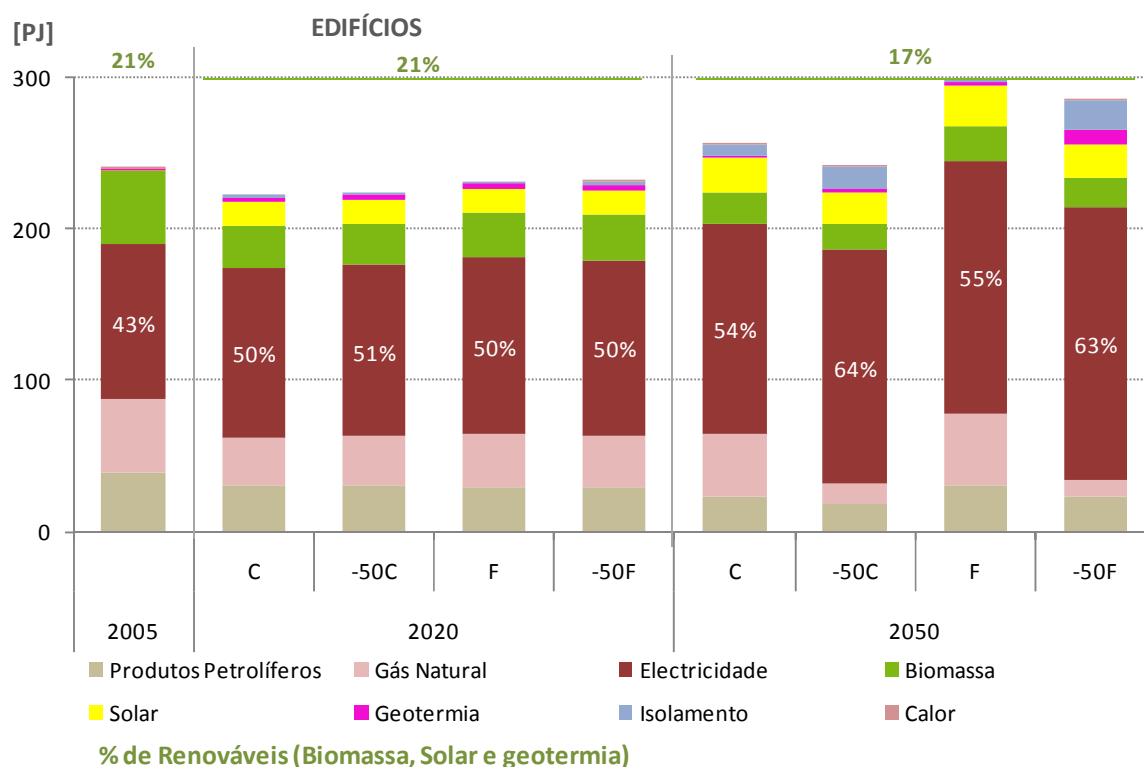


Fig 10: Evolução do perfil de Energia Final nos Edifícios, incluindo o cenário com tecto de emissões

- A redução do consumo de energia final logo em 2020 justifica-se pelo potencial de eficiência energética (5% no consumo global de energia final face ao BAU) que se materializa em equipamentos mais eficientes. Este potencial intensifica-se para o longo prazo (2050), onde tecnologias como os leds na iluminação e equipamentos muito eficientes dominam.
- O solar térmico é competitivo face à biomassa logo a partir de 2020 (cf. gráficos a seguir), embora a participação global de renováveis tenha tendência para reduzir. No entanto, convém referir a enorme incerteza deste valor para 2005 nos balanços energéticos, normalmente associada a um consumo demasiado elevado de biomassa no sector residencial, e que permanece, em parte, ainda em 2020.
- A electricidade nos edifícios continua a ganhar terreno garantindo em 2020 cerca de 50% das necessidades de energia, atingindo valores superiores a 60% em 2050, nos cenários com elevada restrição de emissões de carbono.

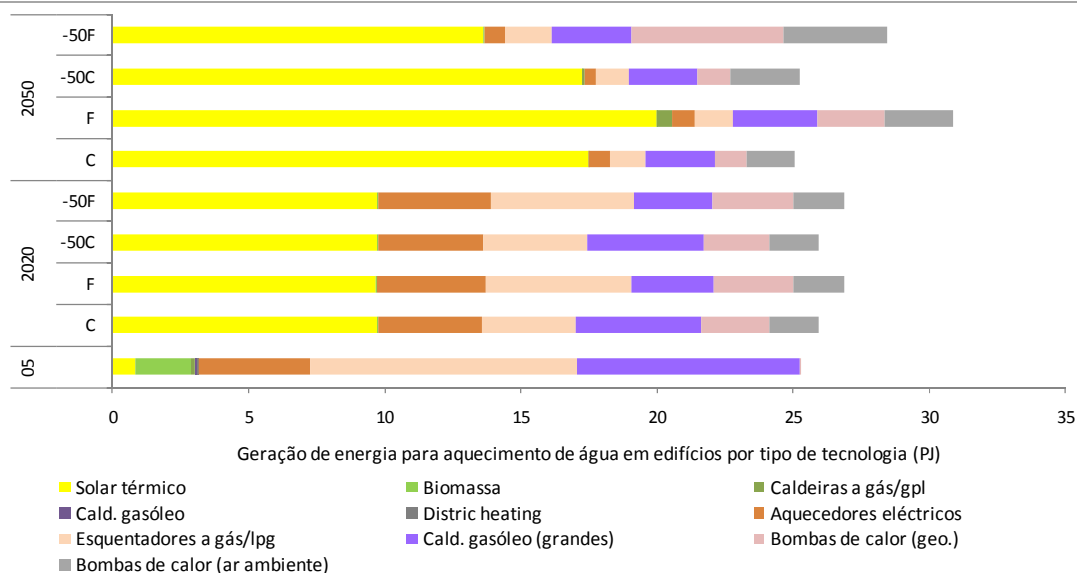


Fig 10: Perfil da evolução das Tecnologias de Aquecimento de Água

- Em 2005 apenas 12% das necessidades energéticas para aquecimento de água são satisfeitas com tecnologias que usam recursos renováveis (biomassa no sector residencial e algum solar térmico), subindo para 36-38% em 2020 e para 58 a 70% em 2030-2050.
- O solar térmico é predominante em todos os cenários, com ou sem tecto de emissões, atingindo o máximo do potencial estimado (cerca de 35% das habitações) no sector Residencial a partir de 2020. Nos edifícios de serviços, embora em 2020 atinja também o máximo estimado para o potencial (15% das necessidades de água quente) no período a partir de 2030 o máximo do potencial não é atingido mas devido ao aquecimento de espaços (ver abaixo) e não ao aquecimento de águas sanitárias. Para este uso o solar térmico é sempre a aposta mais competitiva. Em 2050, e no cenário com restrição CO₂, o solar térmico está no máximo do potencial na indústria.
- Numa primeira fase (2020) as caldeiras e esquentadores a gás ou GPL são substituídos por solar térmico, e em menor extensão, por bombas de calor, incluindo com recurso à geotermia. Em 2030 e 2050 estas opções tecnológicas mais eficientes para o aquecimento de águas substituem também o aquecimento eléctrico.

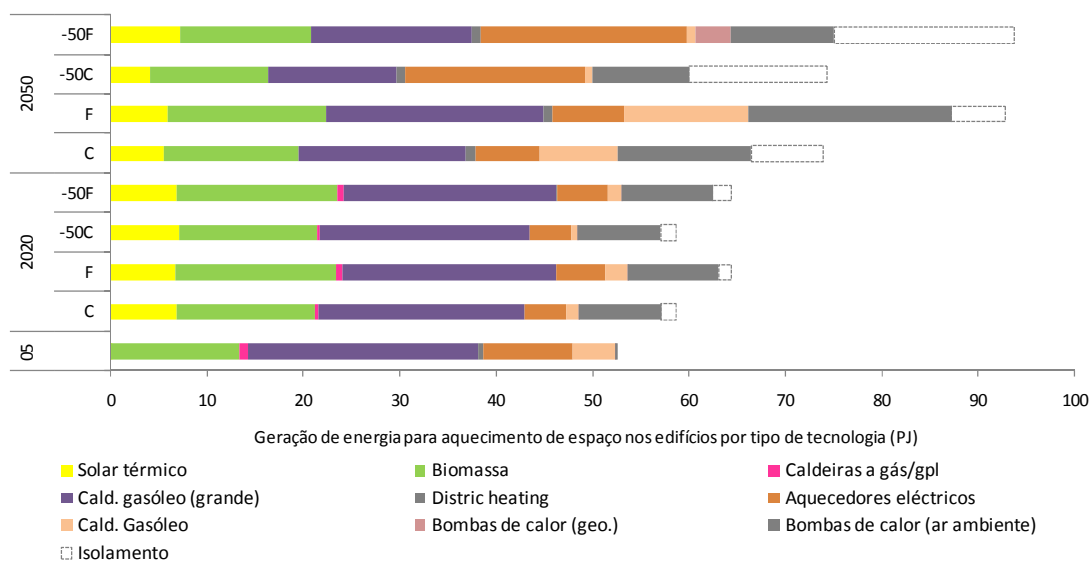


Fig 11: Perfil da evolução das Tecnologias de Aquecimento de Espaço

- O aumento das necessidades de aquecimento de espaços, a partir de 2020, começa a ser satisfeito por solar térmico e bombas de calor (incluindo com recurso à geotermia) que vem substituir parte das caldeiras a gasóleo e aquecedores eléctricos, e alguma biomassa no sector residencial. No caso dos edifícios dos serviços, a partir de 2030 tornam-se progressivamente mais competitivas as tecnologias de isolamento cuja elevada penetração, juntamente com as bombas de calor competem com as tecnologias de solar térmico para aquecimento de espaços.
- Os equipamentos com recurso a biomassa geraram em 2005 cerca de 25% do calor nas habitações. No futuro esta contribuição deverá sofrer uma redução mas continua a ser importante (nunca menor que 18% do calor gerado), justificado pelo baixo custo do recurso. Naturalmente, os equipamentos de queima existentes em 2005 são substituídos por outros mais eficientes.
- O principal efeito do tecto de emissões é tornar competitivo o aquecimento eléctrico que de outro modo deixa de ser apelativo em 2030 e 2050, e promover o uso do isolamento que, em 2050, tem uma contribuição muito significativa.

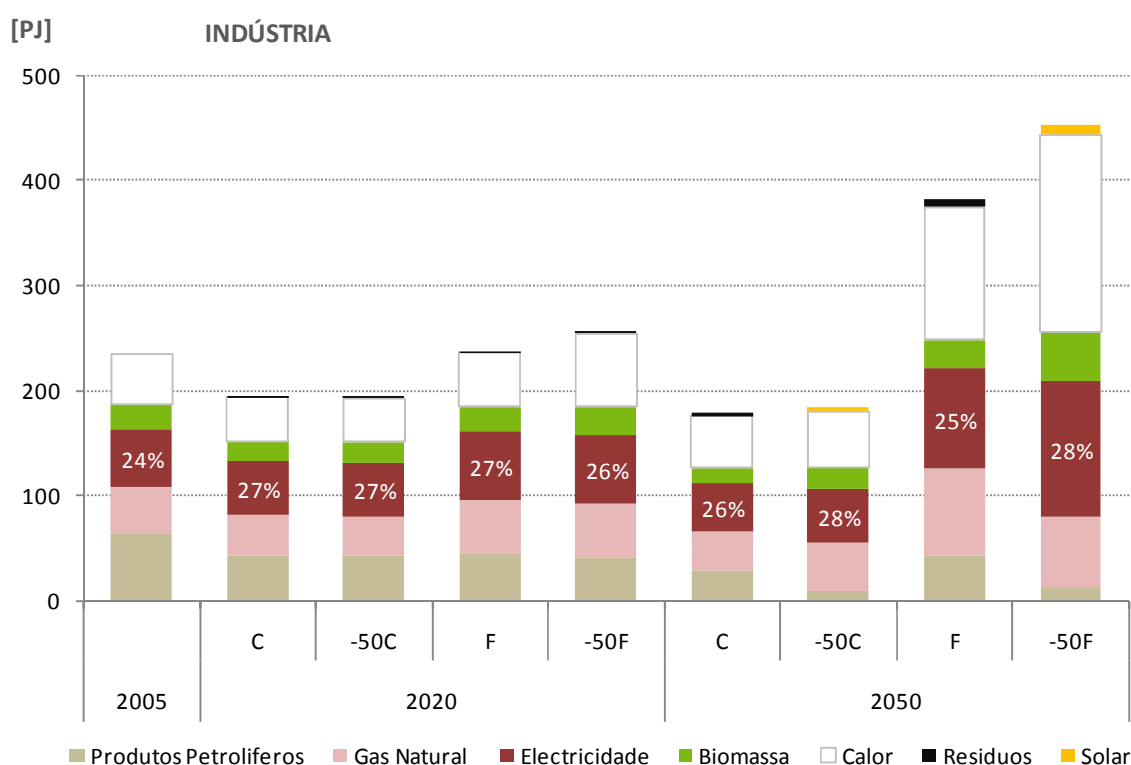


Fig 12: Evolução do perfil de Energia Final na Indústria, incluindo o cenário de tecto de emissões

- Importa relembrar a importância muito diferenciada da indústria nos cenários de evolução macro-económica: no cenário Conservador a indústria vê a sua importância no VAB total muito reduzida (16,7%) enquanto no Fénix ganha uma importância superior (25%) à actual. Assim, justifica-se a grande diferença de consumos de energia final nos 2 cenários, mais visível em 2050 onde o consumo em F mais que duplica o do cenário C.
- A electricidade na indústria não parece ser uma opção custo-eficaz, mesmo em cenários com restrição de emissões, ganhando o calor um maior protagonismo. Esta opção prende-se com as necessidades da indústria, e o facto de o calor ser fornecido a partir de cogerações progressivamente mais eficientes e, na medida do possível, centralizadas recorrendo a gás natural (algumas com CCS), biomassa (IGCC - *Integrated Gasification Combined Cycle* e *extraction condensing turbine*) e em menor escala, biogás (pilhas de combustível *Molten Carbonate*) e hidrogénio (apenas nos cenários com tecto de emissões).
- A participação do gás natural tem tendência para aumentar, bem como o solar térmico que é competitivo nos cenários com restrição de emissões.

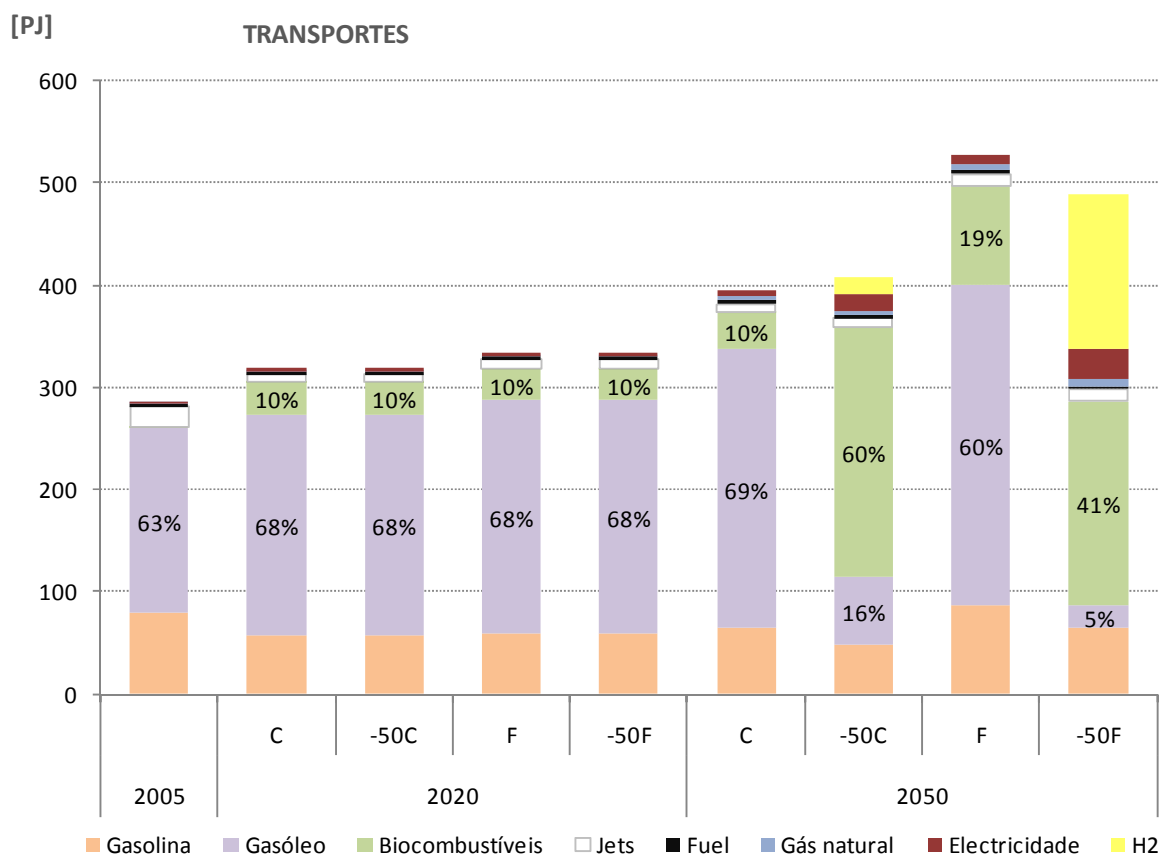


Fig 13: Evolução do perfil de Energia Final nos Transportes, incluindo o cenário de tecto de emissões

- A evolução do perfil da energia final que sustenta a mobilidade, de passageiros e mercadorias, tenderá a permanecer similar à actual, se não houver investimento em novas opções tecnológicas. A tendência para a dieselização continuará a verificar-se, passando dos actuais 63% do consumo total no sector dos transportes para 68%. A contribuição de 10% dos biocombustíveis permitirá cumprir os objectivos Europeus em 2020, atingindo quase 20% em 2020 no cenário de maior procura e sem qualquer restrição de CO₂.
- A imposição de um tecto agressivo de emissões de carbono tem impactos significativos no sector dos transportes, sobretudo em 2050, a saber:
 - impõe uma componente importante de biocombustíveis nos 2 cenários de procura, com contribuições de 60% e 41%;
 - viabiliza a entrada do Veículo Eléctrico (VE) (só em 2050 devido aos elevados custos), permitindo satisfazer 34% dos pkm no cenário -50C (stock de 2.537 milhões de VE, num total de 6.570 milhões) e 50% dos pkm no cenário -50F (5.234 milhões de VE, de um total de 8.655 milhões);
 - exige uma participação do H₂, na forma de células de combustível, para os transportes de mercadorias, com maior visibilidade no cenário de maior procura.

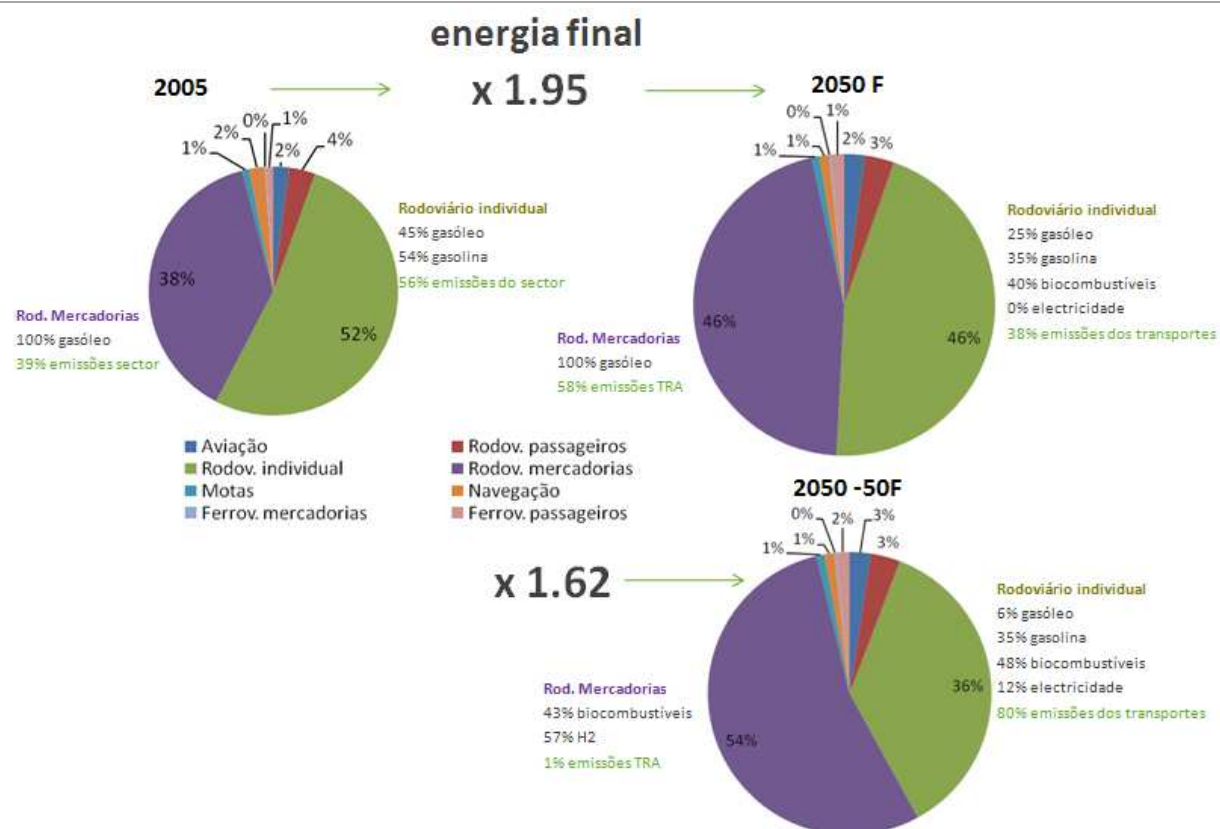
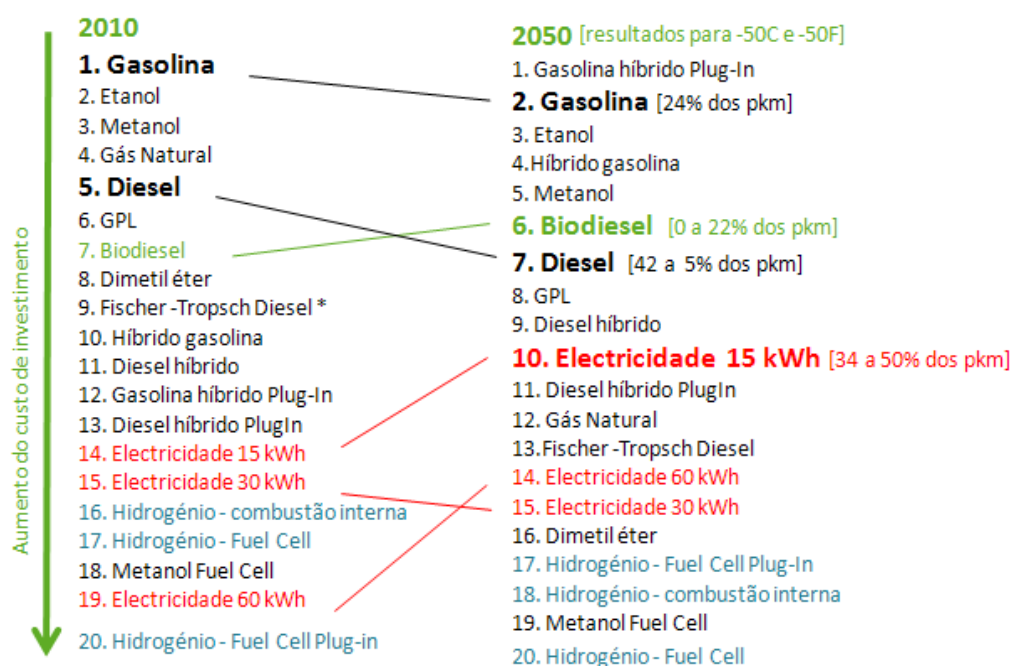


Fig 14: Perfil de consumo de energia final nos Transportes em 2005 e 2050, para o cenário de maior procura (F), incluindo o cenário com um tecto de emissões (-50F).

- Em 2005 o sector rodoviário de mercadorias é responsável por cerca de 38% do consumo total de energia final nos transportes enquanto o rodoviário individual consome cerca de 52% do total do sector. Em 2050, os transportes rodoviários de mercadorias aumentam o seu peso no consumo de energia para 46% enquanto no rodoviário individual sucede o contrário devido à substituição de veículos por outros mais eficientes. Devido à maior procura de mobilidade, o consumo total de energia dos transportes no cenário F aumenta 1.95 vezes face a 2005. Note-se que neste estudo são assumidas exogenamente valores de transferências intermodais, os quais não são passíveis de ser alterados como forma de reduzir emissões ou consumos de energia.
- O transporte de mercadorias em 2050 continua a fazer-se exclusivamente em veículos movidos a gasóleo, tal como em 2005. No rodoviário individual o gasóleo e gasolina são parcialmente substituídos por biocombustíveis, maioritariamente importados. Devido a esta diversificação energética, as emissões do rodoviário individual em 2050 são apenas 38% das emissões do sector (eram 56% em 2005).
- A imposição de um tecto agressivo de emissões tem os seguintes impactos no sector:
 - Melhoria da eficiência energética, já que o aumento do consumo total de energia do sector em 2050 é menor do que num cenário sem tecto (apenas 1.62 face a 2005).
 - Aumento do contributo dos biocombustíveis não só no transporte rodoviário individual de passageiros como também no transporte rodoviário de mercadorias, representando 43% da energia consumida neste segmento.
 - Dadas as limitações de biocombustíveis disponíveis no mercado mundial, surgem os camiões a hidrogénio (este hidrogénio é gerado a partir de gaseificação de biomassa e energia solar), que consomem mais de 50% neste segmento.
 - Os veículos eléctricos tornam-se competitivos, já que consomem apenas 12% da energia do rodoviário individual, mas dada a sua elevada eficiência, contribuem para a redução dos consumos de energia globais nos transportes.
- A competitividade dos veículos rodoviários de transporte individual é determinada, em grande parte, pela evolução do seu custo de aquisição, o qual está ilustrado na Figura 15.

Ranking dos custos de investimento: transporte rodoviário individual



Nota: *Processo de conversão de uma mistura de CO+H2 em hidrocarbonetos líquidos, tipicamente para síntese de substitutos de produtos petrolíferos a partir de carvão, gás natural ou biomassa. Aplicações: Sasol, ZA; Shell, Malásia; UPM, FI (a partir de biomassa florestal – concluído teste inicial)

Fig 15: Ordenação das tecnologias de transporte individual pelo custo de investimento, em 2010 e 2050

SECTOR ELÉCTRICO: CAPACIDADE INSTALADA (GW)

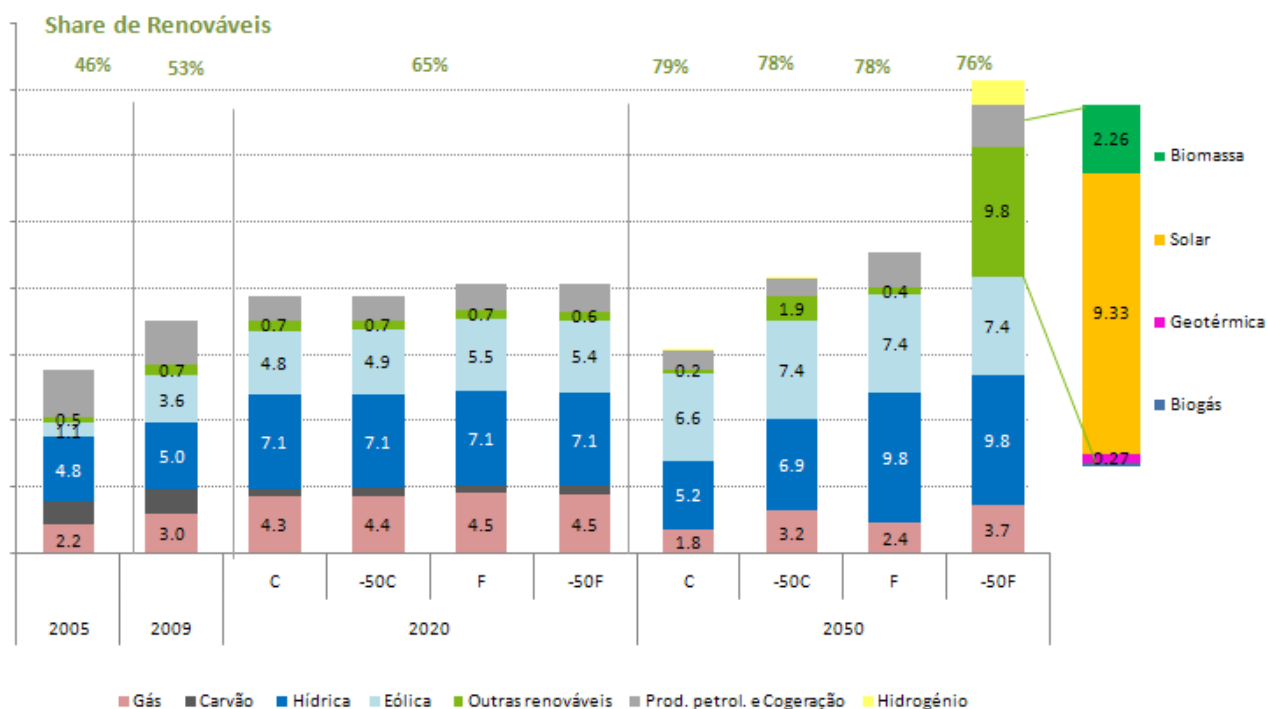


Fig 16: Evolução da Capacidade Instalada para os 2 cenários de procura, e para os cenários com tecto de emissões [todos os cenários consideram uma produção de electricidade de 30% fóssil]

- No médio-prazo, até 2020, e com a obrigatoriedade de produção centralizada fóssil de 30% do total de electricidade produzida, a estrutura do sistema manter-se-á equivalente à de 2009 já que se suportará nos investimentos já feitos e decididos, e dados como adquiridos na modelação, variando apenas o nível da capacidade instalada:
 - Redução do carvão, devido à desactivação da central de Sines;
 - Aumento do gás natural, devido à entrada das novas centrais de Lares e Pego;
 - Aumento da hídrica e da eólica onshore
- A diferença no parque electroprodutor nos 2 cenários base em 2020 não é muito diferente, totalizando 19.4 GW para um cenário de crescimento mais modesto (abastecendo 57.2 TWh), e 20.4 GW para um de crescimento superior (62.6 TWh); o tecto de emissões de carbono neste ano não tem qualquer impacto face ao expectável;
- A longo prazo (2050) há uma diferença substancial entre os 2 cenários base (C e F) na capacidade instalada que pode totalizar 22.7 GW no cenário de maior crescimento, e 15.3 GW no mais modesto. No entanto, em qualquer destes cenários, a decisão baseada no custo-eficácia das tecnologias não induz qualquer novidade, limitando-se o sistema a incrementar a eólica e a hídrica até ao limite do seu potencial, como acontece no cenário de maior crescimento (F).
- A imposição de um tecto agressivo de emissões de carbono no cenário de maior crescimento (cenário -50F) induz uma alteração significativa no sistema electroprodutor em 2050, já que a solução de óptimo global para o sistema energético nacional exige o recurso maciço à electricidade (107.16 TWh). Assim, depois de esgotados os recursos para eólica e hídrica:
 - As tecnologias de solar (PV centralizada) passam a ser competitivas na produção de electricidade,
 - A cogeração com recurso a biomassa e a biogás tem também um papel importante (2.3 GW);
 - As centrais a biomassa dedicadas têm um papel modesto, com uma participação entre 0.2 GW e 1.7 GW nos cenários restritos em carbono;
 - A geotermia tem a seguinte contribuição: (i) turbinas a vapor idênticas às existentes nos Açores, que vem substituir as existentes que chegam ao fim do tempo de vida, e ainda um pequeno acréscimo face a 2005 (apenas + 0.015 GW); (ii) surge a geotérmica *hot dry rock* (HDR) (0.078 GW), que é um sistema geotérmico estimulado, actualmente em estudo no continente.

- Com a imposição de produção de electricidade de base fóssil de 30%, o funcionamento do parque electroprodutor é o apresentado na Figura 17. Realça-se o baixo factor de utilização (FU) do carvão, uma vez que apenas Pego se encontra em funcionamento em 2020, assim como do fuel e biomassa, que apesar de terem capacidade instalada têm custos de operação e manutenção (e emissões) que não tornam a sua entrada em funcionamento custo-eficaz. Em todos os cenários, a hídrica e eólica têm FU praticamente idênticos dados os reduzidos custos de operação.

Fig 17: Factores de utilização das tecnologias de

Tecnologia	Factor de utilização em 2020 (%)			
	C	-50C	F	-50F
Carvão	60	60	60	60
Gás	41	41	43	43
Gás dedicada	41	41	42	42
Gás cogeração	46	46	51	48
Fuel	19	20	19	21
Fuel dedicado	0	0	0	0
Fuel cogeração	27	28	27	32
Geotérmica	45	45	45	45
H2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Solar	17	17	17	17
Resíduos	16	16	16	5
Biomassa	35	35	39	47
Hídrica	20	20	20	20
Eólica	48	48	49	48

produção em 2020

- A competitividade das tecnologias de produção de electricidade pode ser avaliada pelas curvas de oferta apresentadas na Figura 18 que traduzem o ranking das tecnologias em termos do custo unitário da electricidade produzida e o quantitativo de electricidade gerada (não inclui 13 TWh de electricidade gerada em sistemas de cogeração).

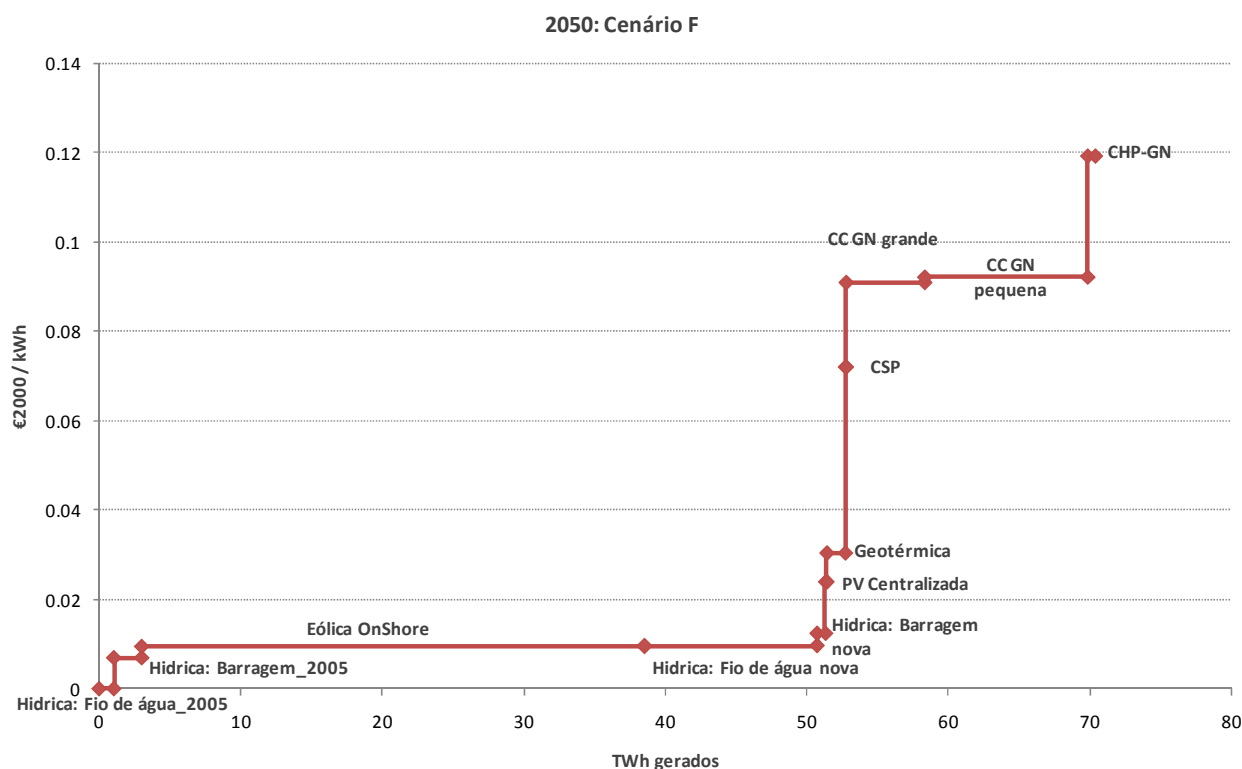


Fig 18: Curva de oferta das tecnologias de produção de electricidade para 2050, Cenário F.

[inclui obrigatoriedade de produção de electricidade de 30% fóssil].

Nota: A designação XX_2005 refere-se a tecnologias já em funcionamento no ano base, 2005, pelo que os custos de investimento não são considerados para o apuramento do custo do kWh.

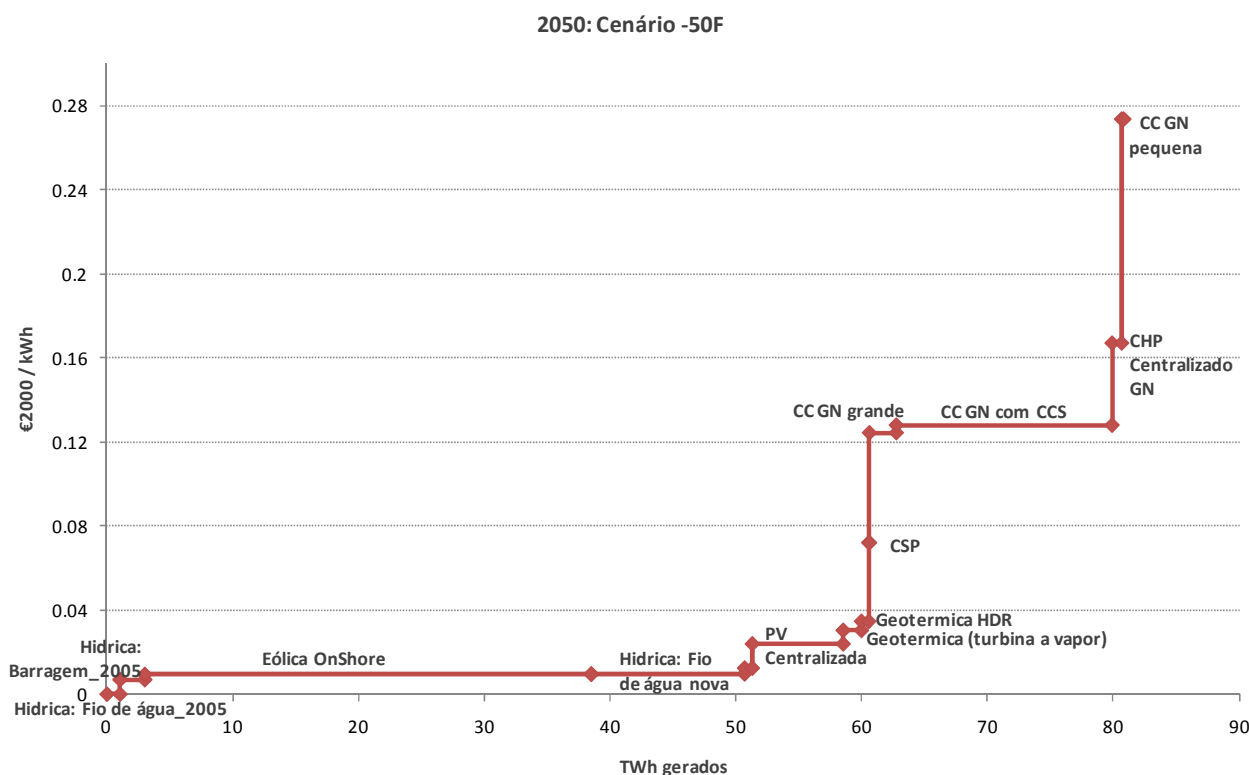


Fig 18 (cont.): Curva de oferta das tecnologias de produção de electricidade para 2050, Cenário -50F, com tecto de emissões (em baixo). [inclui obrigatoriedade de produção de electricidade de 30% fóssil].

Nota: A designação XX_2005 refere-se a tecnologias já em funcionamento no ano base, 2005, pelo que os custos de investimento não são considerados para o apuramento do custo do kWh.

- Os custos de electricidade para cada tecnologia consideram o respectivo custo de investimento anualizado (com excepção para as tecnologias já existentes no ano base, em que o investimento já está feito e não decorre de decisões do modelo), os custos de operação e manutenção, os custos com o combustível, e o tempo de vida. Não integra qualquer subsídio ou imposto, pelo que os valores do custo unitário do kWh devem ser tidos em conta apenas para efeitos de comparação das várias tecnologias e não como indicadores de custos “reais”.
- As curvas de oferta para 2050 revelam:
 - As tecnologias de produção hídrica e eólica são sempre as mais competitivas, razão pela qual o potencial nacional deste recurso é usado até ao máximo com tecto de emissões de carbono;
 - A PV centralizada surge logo a seguir, produzindo, como esperado, uma maior quantidade de electricidade (7.2 TWh) no cenário com tecto de emissões, do que no cenário base (0.1 TWh);
 - A produção de electricidade em turbinas de vapor a partir de recursos geotérmicos, como as existentes actualmente nos Açores, surge com alguma visibilidade, a seguir ao PV centralizado; caso exista um tecto de emissões a tecnologia geotérmica HDR (Hot Dry Rock) é seleccionada embora a produzir um quantitativo baixo (0.58 TWh);
 - Em sequência, a próxima tecnologia é a CSP que entra a produzir pouca electricidade (0.06 TWh), já que o sistema está obrigado a produzir 30% do total de electricidade a partir de recursos fósseis, ou seja, com recurso a CCGT a gás natural, embora a um custo superior. No caso do cenário sem restrição de emissões, esta condição é cumprida com as centrais de Lares e Pego (CCGT pequenas, isto é, com capacidades instalada unitária até 0.4 GW) que juntas produzem 11 TWh, e ainda com nova capacidade para produzir adicionalmente 5.5 TWh, a partir de CCGT grande (capacidades instalada unitária de 1 GW). A existência de um tecto de emissões (-50F) obriga à entrada de nova capacidade de CCGT com CCS (Captura e Sequestro de Carbono) relegando para último lugar, centrais como a do Pego e Lares, que têm um custo muito elevado devido a um preço sombra que é gerado pela existência de um tecto de emissões.

➔ Impacto da ausência da obrigatoriedade de 30% de produção eléctrica de base fóssil (cenários Cefre e Fefre)

Deixa de ser considerada a obrigatoriedade de 30% de produção eléctrica de base fóssil (cenários designados por Cefre e Fefre), o que pressupõe a existência de um modelo compatível de segurança do abastecimento e de gestão da rede de transmissão e distribuição (as especificações deste modelo, e o respectivo investimento estão fora do âmbito do presente estudo) para assegurar a entrada de renováveis, eventualmente de forma maciça. Nas Figuras seguintes, os cenários C e F são os mesmos cenários de base apresentados anteriormente, em que se considera a obrigatoriedade de produção fóssil, e que são novamente apresentados com o propósito de comparação.

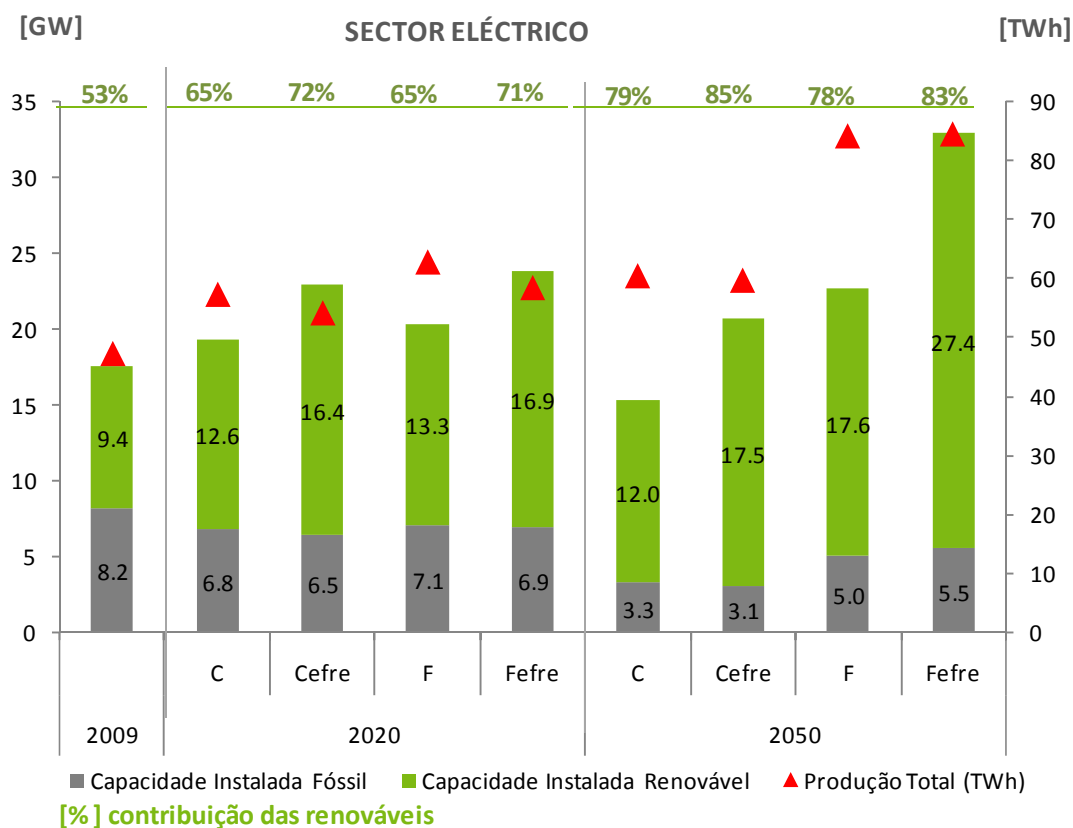


Fig 19: Comparação da estrutura do parque electroprodutor e respectiva produção, dos cenários base e dos cenários sem obrigatoriedade de produção fóssil.

- Ao libertar o sistema da necessidade de considerar um mínimo de 30% de electricidade fóssil verifica-se, em 2020, o seguinte:
 - Aumento de capacidade instalada de 3.5 GW, feito à custa do aumento de renováveis, sobretudo nova hídrica (mais 2 a 2.6 GW face ao C e F) e nova eólica on-shore (mais 1 a 1.7 GW) e um acréscimo ligeiro de sistemas de cogeração a biomassa (mais 0.03 a 0.2 GW).
 - Menor investimento em novas CCGT a gás, mantendo-se apenas as centrais em funcionamento de Lares e Pego. Nos cenários C e F, a obrigatoriedade de 30% de produção eléctrica de base fóssil, obriga, para além destas novas CCGT, a mais 0.41 a 0.60 GW em 2020.
 - O efeito global da libertação da produção fóssil promove o aumento da capacidade instalada mas uma ligeira redução da electricidade gerada (menos 3 a 4 TWh, face aos cenários base C e F). Esta solução de custo-eficácia justifica-se pela fraca competitividade das novas CCGT comparativamente à hídrica e eólica (Fig 17). Com efeito, em 2020 nos cenários C e F o factor de utilização (FU) das CCGT ronda os 41% devido à necessidade imposta de 30% de produção fóssil, e as hídricas e eólicas têm um FU de 20% e 48%, respectivamente. Pelo contrário, nos cenários Cefre e Fefre, as CCGT

deixam de ser obrigadas a gerar electricidade e o seu FU passa para 1 e 3%, devido aos elevados custos de combustível e de O&M, tornando-se mais custo-eficaz investir em nova capacidade hídrica e de eólica onshore.

- A menor necessidade de consumos de electricidade nos cenários sem obrigatoriedade de produção fóssil é justificada pela maior penetração de equipamentos eficientes nos edifícios, e de biomassa e isolamento no sector residencial. Esta decisão custo eficaz do modelo significa que a não imposição da produção de electricidade fóssil promove a eficiência energética e o uso de renováveis no consumo final.
- O andamento expectável aponta para o alcance do limite máximo de potencial técnico-económico de eólica e hídrica em 2050 no Cefre. Este máximo do potencial já tinha sido atingido no F mesmo com a obrigação de electricidade de base fóssil. Ao retirar esta obrigatoriedade, no cenário Fefre torna-se competitivo investir em PV centralizada (+9.17 GW do que no F) até ao valor máximo do seu potencial. Para além disso, é custo-eficaz investir ainda em eólica off-shore (0.59 GW).

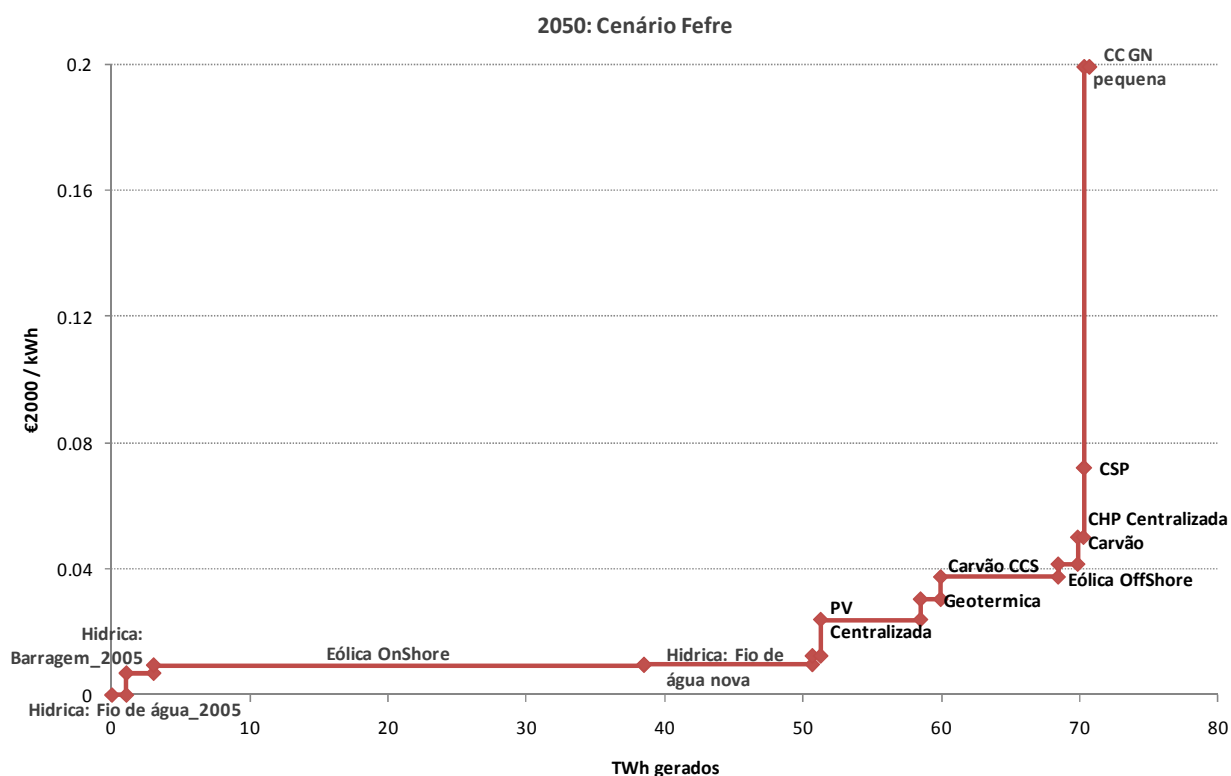


Fig 20: Curva de oferta das tecnologias de produção de electricidade para 2050, no cenário sem obrigação de produção de 30% electricidade fóssil (Fefre)

- A curvas de oferta para 2050 gerada para um sistema de produção de electricidade que não está obrigado à produção fóssil mostra que:
 - As tecnologias de produção a partir do vento e da água continuam as mais competitivas;
 - O PV centralizado e a geotermia mantêm o seu lugar na curva de oferta como se mostrou anteriormente;
 - Surge o carvão com CCS em detrimento das tecnologias a gás, porque não é expectável o uso de carvão sem CCS, e nesta altura é mais barata que os sistemas a gás natural.
 - Neste cenário, a CCGN pequena (que inclui as centrais de Lares e Pego) surge muito cara e, por isso, em último lugar da curva, com uma produção muito reduzida (0.37 TWh).

ENERGIA PRIMÁRIA: diferença para os cenários C e F

[Dependência Externa]

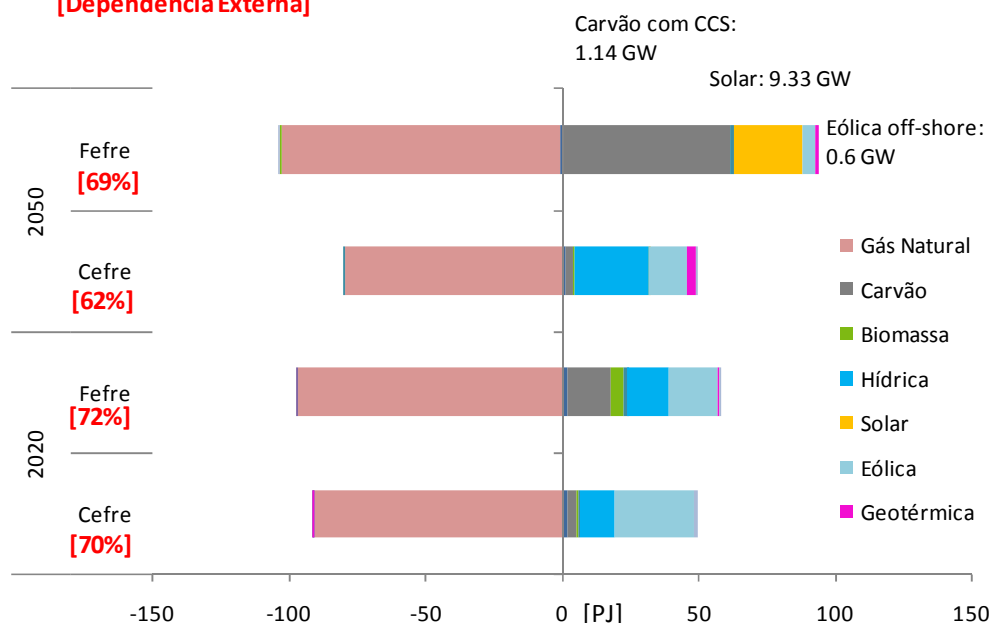


Fig 21: Diferença no consumo de energia primária nos cenários sem produção fóssil obrigatória, face aos cenários base

- A não obrigatoriedade de produção fóssil induz, como já verificado, uma redução das importações de gás natural que deixa de ser consumido, logo a partir de 2020 (a produção fóssil em 2020 representa 6 a 8% do total); em contrapartida, o uso dos recursos endógenos é acrescido. O maior consumo de carvão em 2020 no cenário Fefre justifica-se pela maior procura; neste cenário o Factor de Utilização de centrais a carvão está em 92%, enquanto no Cefre se situa nos 67%.
- Em 2050, a libertação da produção fóssil induz, sobretudo no cenário de maior necessidade de energia, ao uso de solar que atinge o seu potencial máximo e, em menor escala, ao recurso a carvão com CCS (relembre-se que a tecnologia de carvão sem CCS não é considerada disponível para o futuro). O recurso a estas opções verifica-se porque, como já visto anteriormente, a eólica e a hídrica já estão no seu máximo no cenário base F. De referir ainda o aparecimento da eólica off-shore e da geotermia (turbinas a vapor nos Açores).
- A libertação da obrigatoriedade de produção fóssil induz um aumento aos recursos endógenos, até ao seu potencial máximo em alguns casos, com impacto directo na redução das importações. Em 2020, a dependência externa reduz-se de 77% nos cenários base para 70-72% nos cenários de menor e maior procura respectivamente, e em 2050, de 70-72% nos cenários base reduz-se para 62-69%.
- O custo adicional do sistema energético nacional é de cerca de 220 M€₂₀₀₉/ano no caso do cenário de menor crescimento e de 200 M€₂₀₀₉/ano para o cenário de maior crescimento. No entanto, importa sublinhar o que já foi referido atrás: embora sejam considerados os custos adicionais de transporte de electricidade, sobretudo na distribuição (0.73€₂₀₀₀/MWh para distribuição, 0.58€₂₀₀₀/MWh para transmissão em muito alta tensão e 1.27€₂₀₀₀/MWh para transmissão em alta tensão), o modelo não considera nem equaciona melhorias e alterações estruturais no sistema de transmissão e distribuição de forma a suportar com fiabilidade a entrada maciça de electricidade de fonte renovável. O interesse dos resultados aqui apresentados prende-se com a análise da competitividade das diversas tecnologias de produção de electricidade.

→ Perspectivas 2005-2050: impacto de incentivos a vectores tecnológicos

Foram analisados em detalhe os seguintes vectores tecnológicos: solar para produção eléctrica, ondas e vento off-shore, veículo eléctrico, e tecnologias de microgeração, como microPV e microeólica. Assim, sobre o cenário base Fénix, que configura uma maior procura de serviços de energia, foram ensaiadas diversas condições que configuram exemplos de incentivos ao desenvolvimento de tecnologias, nomeadamente, sobre reduções do custo de investimento das tecnologias, sobre opções de política de mobilidade urbana com ênfase para o veículo eléctrico, e obrigatoriedade de adopção de certa tecnologia no quadro de um modelo de produção marcadamente descentralizado.

São apresentados resultados para cada vector tecnológico ensaiado que mostram o impacto destas condições em termos de dependência externa, de alteração do perfil de consumos de energia final para os sectores mais apropriados para cada caso (edifícios, indústria e transportes), e do andamento do sector electroprodutor, dando-se ênfase ao mix tecnológico, salientando-se as condições que condicionam a competitividade das tecnologias no sistema energético Português.

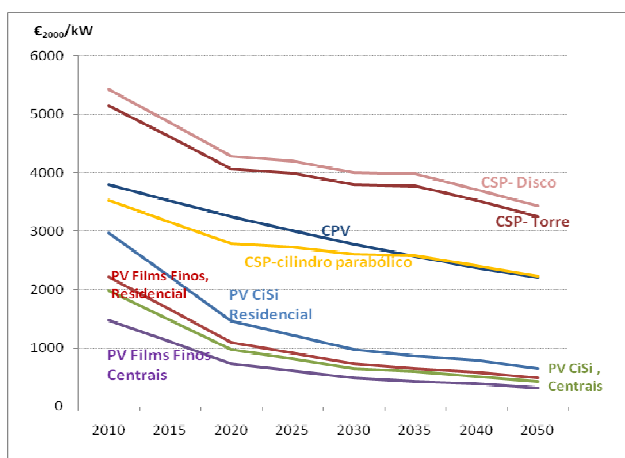
Tecnologias de produção eléctrica a partir do recurso solar

Pressupostos:

- Sinais evidentes internacionais de elevado investimento e novas patentes em tecnologias de aproveitamento do recurso solar, o que indicia uma expectativa de redução de custos nos próximos 30 anos
- Grande disponibilidade de recurso em território nacional.
- Existência de competências nacionais em matéria de I&D, e de produção industrial de parte da cadeia de valor

Condições para análise:

- Consideração da evolução dos custos de investimento, a partir de 2020, mais acelerada do que o previsto nas actuais curvas de custo para as tecnologias existentes para geração de electricidade: ensaio de uma redução sucessiva dos custos de investimento em -10% | -30% | -50% face à curva expectável de evolução (como apresentada na Figura 21), e de -90% apenas na tecnologia CPV (Fotovoltaico Concentrado). Para avaliar as condições de competitividade a médio-prazo (2020) foi ainda ensaiada uma redução drástica de cerca de 99% nos custos de investimento de todas as tecnologias, por forma a replicar um quadro de forte subsidiação.



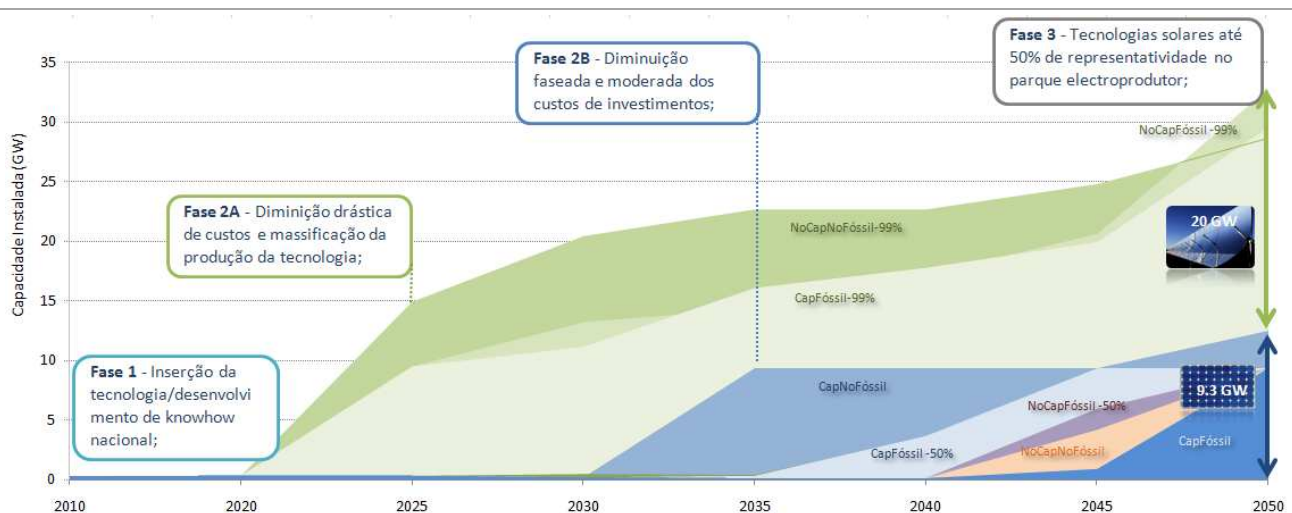
	Primavera			Verão		
	Dia	Noite	Pico	Dia	Noite	Pico
PV C-Si	0.18	0.00	0.18	0.22	0.00	0.22
CSP (c/arm)	0.47	0.00	0.47	0.67	0.00	0.67
	Outono			Inverno		
	Dia	Noite	Pico	Dia	Noite	Pico
PV C-Si	0.15	0.00	0.00	0.10	0.00	0.00
CSP (c/arm)	0.33	0.00	0.33	0.15	0.00	0.17

Fonte PV e CPV: IEA- Technology Roadmap Solar photovoltaic energy 2010; Magpower; Fonte CSP: Valores 2010 - IEA, 2010 "Technology Roadmap, Concentrating Solar Power" -International Energy Agency, 2010.

Fig 22: Evolução do custo de investimento das tecnologias de solar (esq) e factores de disponibilidade (dir).

Mensagens - chave decorrentes da modelação de SOLAR PARA PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE:

- Sem qualquer redução de custos de investimento, o solar apenas é competitivo a partir 2050 no caso de produção obrigatória fóssil e em simultâneo com um tecto de emissões de GEE, sendo os principais concorrentes, em termos de renováveis, são a eólica onshore e hídrica dados os menores custos de investimento. Se não for imposta a necessidade de produção fóssil, o solar surge mais cedo em 2035-2045, tornando-se competitiva a tecnologia de PV centralizada que atinge o potencial máximo (9.3 GW) em todos os cenários em 2050. A existência ou não de produção fóssil e/ou de tecto de emissões de carbono tem o efeito de adiar ou retardar a data de penetração da tecnologia. O efeito combinado de ausência de tecto de emissões e obrigatoriedade de produção de electricidade fóssil invalida a penetração de novas tecnologias de solar mesmo em 2050 (cenário F).
- A redução de custos de investimento das tecnologias de produção solar em 10 a 50%, não tem grande efeito se se mantiver a obrigatoriedade de produção fóssil. Nos cenários com redução de custos de investimento de 10 a 50% e com tecto de emissões, o solar (PV centralizado) torna-se competitivo em 2035; sem tecto, a redução de custos de 10-a 50% apenas torna a tecnologia competitiva em 2045. As tecnologias de PV descentralizado (micro PV) não são competitivas num quadro em que todas as tecnologias de solar têm a mesma redução de custos.
- Em todos os cenários predomina a geração de electricidade através de PV centralizada, com menores custos de investimento. O CSP (e.g. cilindros parabólicos) é a segunda opção mais custo-eficaz no vector solar mas apenas em situações específicas, como a existência de um tecto de emissões de GEE combinado com a ausência de produção fóssil.
- A única forma de conseguir a entrada de tecnologias de solar quer PV quer CSP, já a partir de 2020, é apoiar a tecnologia para que o seu custo seja praticamente nulo ou seja, reduzir drasticamente os custos de investimento em 99%. Nesta situação, a existência ou não de tecto de emissões e de produção fóssil apenas influencia a rapidez de entrada e a quantidade instalada.
- Em 2050, e relembando que se está a ensaiar sobre o cenário de maior procura de energia (F), a maior penetração de tecnologias de CSP substitui sistemas de cogeração de pilhas de combustível de H₂ e CCGT a gás, consoante haja ou não obrigatoriedade de produção de electricidade fóssil. A maior penetração de PV filmes finos não resulta da substituição de outras tecnologias, já que nos cenários com maior contribuição solar, o sistema decide-se por um aumento total da electricidade gerada que é essencialmente consumida nos edifícios, em substituição de gás e bombas de calor; na indústria, em substituição de gás e produtos petrolíferos, e nos transportes para gerar hidrogénio e alimentar veículos eléctricos. Ou seja, o incentivo do solar induz alterações em todo o sistema energético e não apenas na geração de electricidade.
- No que respeita à dependência externa de energia verifica-se que a maior entrada do vector solar não contribui significativamente para a sua redução. Mesmo nos cenários de redução de custos de solar de 99%, a dependência externa mantém-se nos 64 a 74% em 2050 conforme haja ou não tecto de GEE. Com efeito, a maior contribuição deste vector apenas influencia o perfil e quantidade gerada de electricidade renovável que em 2050 já é muito substancial, sem alterar o perfil de consumo nos transportes, que é o sector determinante nesta questão.
- O CPV (fotovoltaico concentrado) apenas se torna competitivo quando há uma redução dos seus custos de 90%, caso em que entra em 2035 de forma maciça. Nos cenários de redução global dos custos de solar mantém-se o elevado custo desta tecnologia face ao PV e CSP.



23: Entrada das tecnologias de solar para geração de electricidade em diversas condições

[Cap significa imposição do tecto agressivo de emissões de carbono, Fóssil significa imposição da obrigatoriedade de 30% produção de electricidade fóssil, os valores negativos em % referem-se à redução de custos de investimento das tecnologias de base solar]

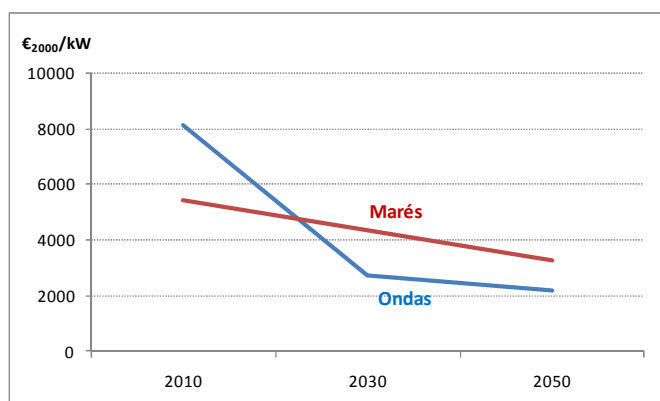
Tecnologias de produção eléctrica a partir do recurso das ondas e do vento-offshore

Pressupostos:

- Investimento em I&D em tecnologias de aproveitamento dos recursos oceânicos, em particular das ondas e marés, o que configura uma expectativa de sucesso enquanto tecnologias comerciais nos próximos 10 anos
- Grande disponibilidade de recurso em território nacional.
- Existência de competências nacionais em matéria de I&D em aproveitamento energético do recurso
- Reconhecimento e construção do cluster Nacional da economia do mar, suportado por actividades económicas e de desenvolvimento industrial de suporte à cadeia de valor do aproveitamento energético dos recursos oceânicos

Condições para análise:

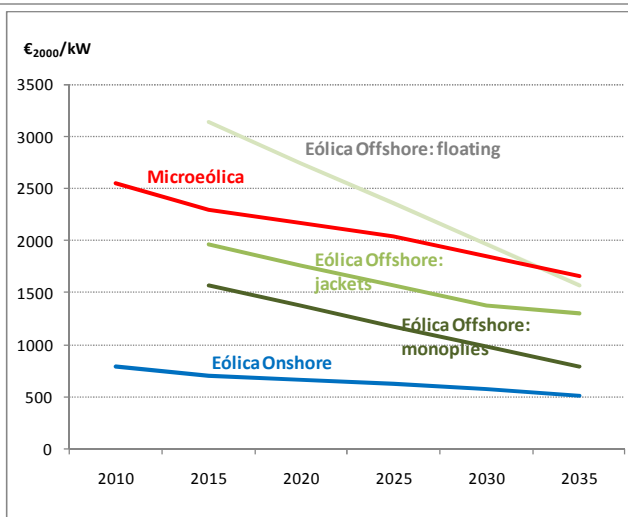
- Consideração da evolução dos custos de investimento mais acelerada do que o previsto nas actuais curvas de custo para as tecnologias existentes (figura 24 e 25): redução dos custos de investimento em 50% face à curva expectável de evolução, no período 2020 a 2050.



	Dia	Noite	Pico	Dia	Noite	Pico
	Primavera			Verão		
Ondas	0.33	0.33	0.33	0.25	0.25	0.25
Marés	0.25	0.25	0.25	0.19	0.19	0.19
	Outono			Inverno		
Ondas	0.34	0.34	0.34	0.29	0.29	0.29
Marés	0.26	0.26	0.26	0.22	0.22	0.22

Fonte: IEA, Energy Technology Perspectives 2008.

Fig 24: Evolução do custo de investimento das tecnologias das ondas (esq) e factores de disponibilidade (dir).



Fonte: IEA, Energy Technology Perspectives 2008.

Fig 25: Evolução do custo de investimento das tecnologias das ondas (esq) e e factores de disponibilidade (dir)

	Dia	Noite	Pico	Dia	Noite	Pico
	Primavera			Verão		
OnShore	0.43	0.51	0.34	0.45	0.58	0.26
OffShore	0.22	0.26	0.17	0.23	0.29	0.13
	Outono			Inverno		
OnShore	0.60	0.63	0.61	0.58	0.66	0.65
OffShore	0.30	0.31	0.31	0.29	0.33	0.33

Mensagens - chave decorrentes da modelação de EÓLICA OFFSHORE:

- A eólica offshore é competitiva (510 MW) a partir de 2035, mesmo em cenários sem tecto de emissões de GEE, mas apenas num quadro em que não haja obrigatoriedade de produção de 30% de base fóssil. Neste cenário a tecnologia de eólica offshore leva à redução de CCGT de GN e de cogerações de biomassa.
- Num cenário com tecto de redução de 50% emissões até 2050, sem obrigação de produção fóssil esta tecnologia torna-se substancialmente mais competitiva mais cedo (2020), podendo atingir o máximo do seu potencial, actualmente identificado de 3.38 GW, em 2040, indo substituir CCGT de GN e CHP a H2.
- Se se mantiver a obrigação de um mínimo de electricidade de produção centralizada fóssil, a tecnologia só é competitiva a partir de 2035, e se ocorrer uma redução de custos de 50% e um tecto de emissões de GEE. Neste caso, o potencial máximo é atingido apenas em 2050. Ainda neste caso, a eólica offshore substitui o solar PV e a geotérmica Hot Dry Rock.

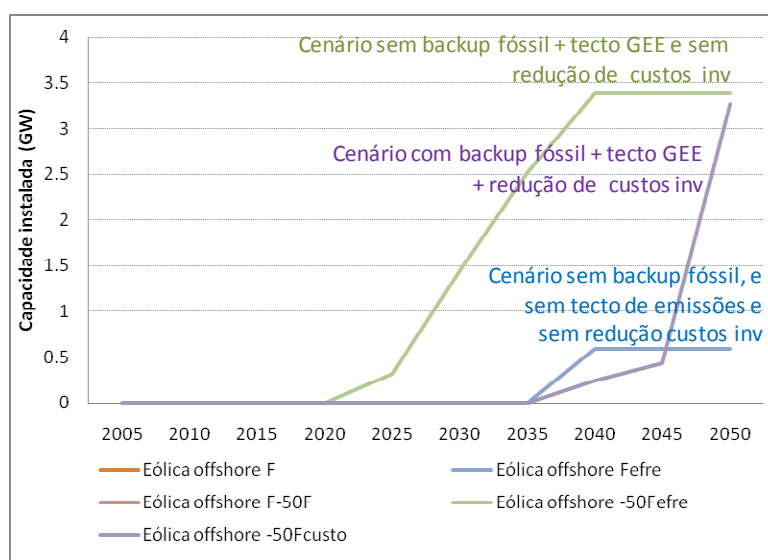


Fig 26: Entrada da tecnologia eólica offshore em diversas condições

Mensagens - chave decorrentes da modelação de ONDAS:

- A tecnologia das ondas, mesmo considerando o nível de incerteza decorrentes do desempenho dos protótipos mais recentes, torna-se competitiva a partir de 2035 apenas num cenário em que simultaneamente há um tecto de GEE e não existe a imposição de produção fóssil, atingindo o potencial

máximo disponível (7.7 GW) apenas em 2050. A redução de custos de 50% não tem qualquer impacto se estas duas condições não forem asseguradas.

- No cenário de penetração das ondas, o aumento de capacidade desta tecnologia é feito sobretudo à custa de CCGT de gás e de CHP a H₂.
- No que respeita à dependência externa de energia verifica-se que a maior entrada destes dois vectores não altera a mesma face aos valores verificados nos cenários base. Tal como no caso do vector solar a maior contribuição destes vectores apenas influencia o perfil da electricidade renovável gerada.

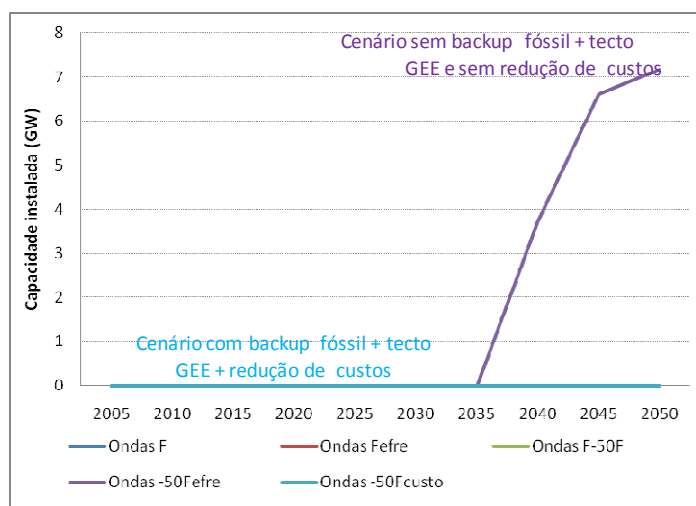


Fig 27: Entrada da tecnologia ondas em diversas condições

Veículo Eléctrico

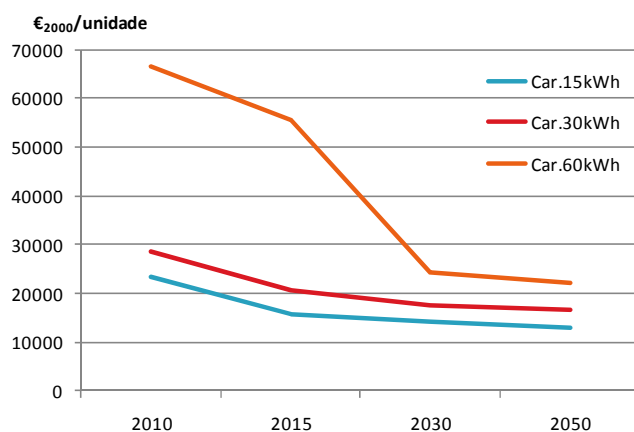
Pressupostos:

- Sinais muito claros de elevado investimento por parte dos construtores automóveis e por parte dos governos no veículo eléctrico (VE), sobretudo para transporte individual de passageiros, o que configura uma expectativa de redução dos custos da tecnologia nos próximos 10 anos e a disponibilidade da tecnologia para assegurar Longa Distância;
- Assumpção clara pela opção da mobilidade eléctrica em vários países da OCDE e em alguns não OCDE, como a China, com quadros de política favoráveis à sua promoção e adopção em massa;
- Em Portugal, opção de política explícita, com quadro de incentivos à promoção do VE;
- Existência de competências e de interesses nacionais na cadeia de valor do Veículo Eléctrico, como vector de desenvolvimento industrial e de serviços;
- Vector promotor da independência energética externa do petróleo, e desenvolvimento acrescentado de produção eléctrica suportada em recursos energéticos endógenos.

Condições para análise:

- Consideração da evolução dos custos de investimento mais acelerada do que o previsto nas actuais curvas de custo: redução dos custos de investimento em -30% e - 50% face à curva expectável de evolução (Figura 28), a partir de 2020 (inclusivé).
- Incentivos de promoção da mobilidade eléctrica nas áreas metropolitanas de Lisboa e Porto, assegurando 14% dos pkm totais urbanos em 2030 e 2040. Em 2030 para o caso de Lisboa (para o Porto a lógica é similar), assume-se que:
 - Entram diariamente na cidade 400 000 veículos;
 - Metade dos veículos que atravessa diariamente o perímetro da cidade (200 000) seria eléctrica, como resposta a instrumento de discriminação positiva;

- Cada veículo transporta em média 1.2 pessoas, e cada veículo que entra na cidade percorre em média 30 km em cada sentido e fá-lo 300 vezes por ano;
- Em 2030 ter-se-á então cerca de 3 mil milhões de pkm a serem percorridos em veículo eléctrico nas áreas metropolitanas de Lisboa e Porto. Em 2050, face ao crescimento de mobilidade cenarizada, os pkm em transporte individual eléctrico serão da ordem dos 3.4 mil milhões de pkm.
- Objectivo (obrigação) de penetração do veículo eléctrico em pelo menos 75% dos pkm percorridos por forma a avaliar impactos no sector electroprodutor e na dependência externa de energia.



Fonte: IEA, Energy Technology Perspectives 2008.

Fig 28: Evolução do custo de investimento das tecnologias do veículo eléctrico.

Mensagens - chave decorrentes da modelação de VEÍCULO ELÉCTRICO:

- Em qualquer dos cenários ensaiados, o veículo eléctrico só se torna competitivo se conseguir fornecer transporte de longa distância. Se se considerar a tecnologia apenas para fornecer mobilidade de curta-distância, os biocombustíveis e, em menor extensão, os veículos a hidrogénio, são as alternativas mais custo-eficazes.
- Em 2030, o veículo eléctrico só é competitivo em cenários com um tecto de emissões de carbono em simultâneo, com uma redução nos seus custos de investimento de pelo menos 30%. Em 2050, este tipo de veículo é competitivo (i) se houver um tecto de emissões de carbono, mesmo sem qualquer redução dos custos de investimento (-50F), como já se referiu anteriormente, ou (ii) se não houver um tecto de emissões de carbono, mas existir uma redução de custos a partir dos 30%.
- A entrada de VE até 75% dos pkm em 2050 leva ao aumento do consumo de electricidade no sector dos transportes em 2.64 TWh. Isto faz com que o parque electroprodutor em 2050 aumente conforme seguidamente explicitado quando comparado com o cenário -50F (apenas com 50% dos pkm em VE): aumento da capacidade instalada total de solar e aparecimento de ondas (+2.8 GW), eólica off-shore, geotérmica (+0.5 GW) e cogerações a biomassa (+1.5 GW). A redução de emissões no sector dos transportes torna possível recorrer à capacidade instalada existente das CCGT de Lares e Pego. Sem 75% de VE e com um tecto de emissões agressivo estas têm que estar paradas sendo substituídas por novas centrais com captura e sequestro de CO₂. Com a entrada do VE em 75% dos pkm é possível evitar este investimento em nova capacidade centralizada fóssil. Note-se que esta opção pela centralizada fóssil se justifica apenas devido à necessidade de produção de 30% de electricidade.
- A redução da dependência externa de energia nos cenários com maior penetração do carro eléctrico só se torna maior dos que nos cenários base se houver um tecto de emissões. O transporte rodoviário de mercadorias, que não tem a possibilidade de recorrer à electricidade e a obrigatoriedade de produção de electricidade fóssil, atenua o efeito do veículo eléctrico nos restantes cenários ensaiados. Nos cenários sem produção fóssil obrigatória e sem “forçar” a entrada do carro eléctrico (em que o VE tem uma penetração custo-eficaz de 50% dos pkm) atingem-se valores de cerca de 54% na dependência externa. Note-se que no

cenário com penetração máxima do carro eléctrico (75% dos pkm) e com tecto de emissões consegue-se reduzir a dependência externa de energia até aos 52% em 2050, mesmo com a obrigação de 30% de electricidade de base fóssil. Este é o valor menor de dependência externa de energia obtido em todo o exercício de modelação.

- Note-se que em nenhum dos cenários testados o veículo eléctrico se torna custo-eficaz em 2020. Isto deve-se ao facto de se ter assumido que até essa data a tecnologia de baterias não permite ao VE fornecer mobilidade de longa distância da mesma forma do que por exemplo um veículo a gásóleo ou gasolina. Esta limitação na prática inviabiliza a penetração do VE em larga escala.

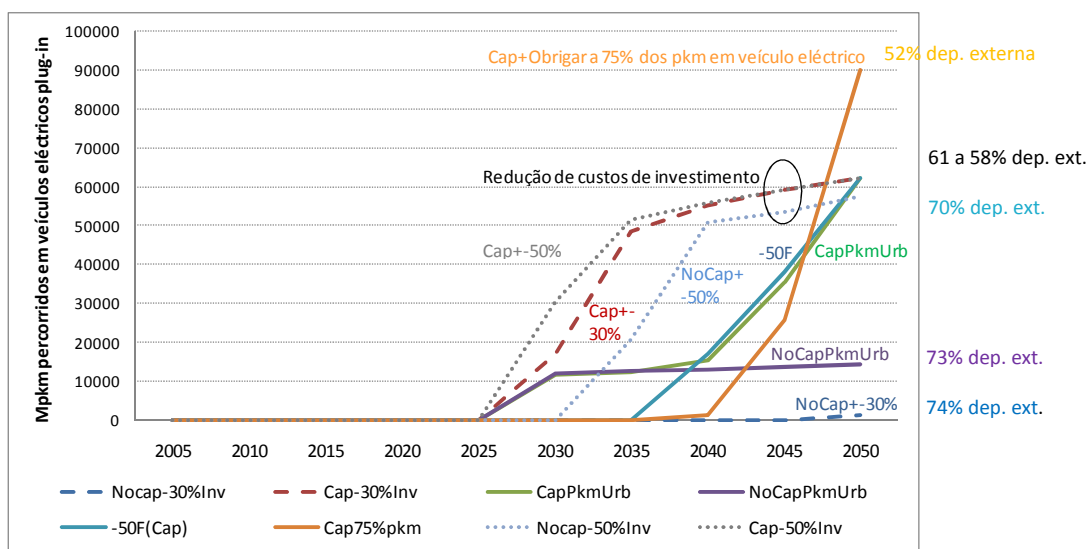


Fig 29: Entrada da tecnologia veículo eléctrico (pkm percorridos) em diversas condições

(NoCap-30%Inv: sem tecto de GEE e -30% redução dos custos de investimento; Cap-30%Inv: com tecto de GEE e 30% redução dos custos de investimento; NoCap-50%Inv e Cap-50%Inv idênticos aos anteriores mas com redução de 50% nos custos de investimento; CapPkmUrb e NoCapPkmUrb: incentivo da mobilidade eléctrica nas áreas urbanas de Lisboa e Porto com e sem tecto de GEE; -50F: tecto de GEE sem qualquer redução de custos e Cap75%pkm: imposição de 75% dos pkm em veículo individual percorridos em veículo eléctrico)

Tecnologias de produção eléctrica descentralizada

Pressupostos:

- Expectativa da alteração do paradigma da geração de electricidade de um quadro centralizado para a geração descentralizada que se traduz actualmente em investimento por parte dos agentes económicos e governos em *smart grids* e geração descentralizada;
- Em Portugal, opção de política explícita, com quadro de incentivos à promoção da microgeração;
- Existência de competências e de interesses nacionais na cadeia de valor das *smart grids*, como vector de desenvolvimento de I&D e de serviços;

Condições para análise:

- alteração do perfil da electricidade transmitida e distribuída: aumento da electricidade de baixa tensão
- objectivo (obrigação) de mínimo de 30% de electricidade de baixa tensão no total de electricidade gerada
- redução dos custos de investimento das tecnologias de microgeração em 50% e em 20%, face à curva expectável de evolução, a partir de 2020 (figura 21 e 24)
- objectivo (obrigação) de mínimo de capacidade instalada em PV descentralizada (*roof*) e microeólicas combinado com a redução dos custos de investimento das tecnologias de microgeração em 50%. Os mínimos de capacidade instalada foram estimados da seguinte forma:

- o instalação em 2050 de capacidade de micro PV correspondente a um painel de 3.5 kW em 60% das habitações (15% em 2030) e capacidade de micro-eólica correspondente a uma turbina de 2.5 kW em 30% das habitações (3% em 2030), e ainda
- o instalação em 2050 de capacidade de micro PV e micro eólicas correspondente a 70% das necessidades energéticas para iluminação pública + 70% iluminação nos edifícios de serviços + 70% outros usos eléctricos nos serviços (audio-visuais, informática, etc) + 50% arrefecimento e refrigeração (em 2030 20% em vez de 70% e 10% em vez de 50%)
- Estas condições são impostas no cenário F com tecto de emissões de carbono, por se considerar que assim estão criadas condições mais favoráveis à entrada de novas tecnologias.

Mensagens - chave decorrentes da modelação de GERAÇÃO DESCENTRALIZADA:

- Sem redução de custos, as tecnologias de micro PV e micro-eólica não são competitivas mesmo com um tecto de carbono de -50% face a 1990 e sem a imposição da necessidade de produção de electricidade fóssil.
- Quando imposto o objectivo de um mínimo de 30% electricidade gerada em baixa tensão, as tecnologias de micro PV e as microgerações de pilhas de combustível a hidrogénio (ambas nos edifícios), tornam-se competitivas, mas não a micro eólica, devido aos elevados custos de investimento.
- A redução de custos de investimento das tecnologias de microgeração entre 20% e em 50% a partir de 2020 tornam estas tecnologias competitivas a partir de 2030 no caso do micro-PV e apenas em 2040 no caso da micro-eólica. A entrada destas tecnologias substitui as grandes CCGT a gás e as as microgerações a hidrogénio nos edifícios.
- No cenário em que se obriga à entrada de micro-PV e micro-eólicas, combinada com redução de 50% dos seus custos de investimento, assiste-se em 2050 à instalação de mais de 20 GW em micro-PV, e de 8 GW de micro-eólica, que vão substituir as grandes CCGT a gás, o PV centralizado, e ainda as microgerações a hidrogénio nos edifícios.
- O aumento da capacidade so sector electroprodutor leva ao aumento dos consumos de electricidade nos edifícios em detrimento do isolamento e do solar térmico e na indústria em substituição da biomassa.

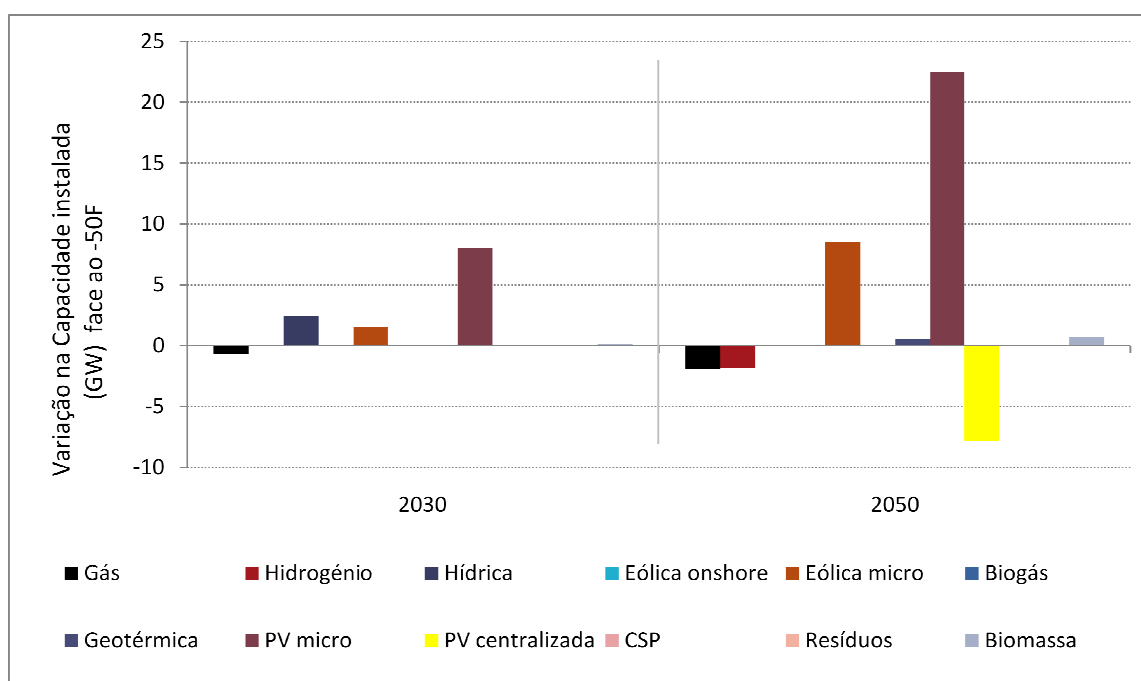


Fig 30: Entrada das tecnologias da geração de electricidade descentralizada

4. MENSAGENS-CHAVE

Em conclusão, sistematizam-se as seguintes mensagens, admitindo sempre um certo grau de incerteza na evolução dos custos das tecnologias de produção de base renovável, sobretudo as que ainda não estão maduras:

- ➔ As tecnologias de base renovável têm um elevado potencial competitivo no sistema energético nacional, se se admitir objectivos ambiciosos de mitigação climática ou se a configuração do sistema eléctrico não exigir uma participação obrigatória da produção fóssil centralizada:
 - Eólica e hídrica, sendo tecnologias maduras no curto prazo, podem atingir o máximo do recurso disponível em Portugal, garantindo uma participação significativa, como já acontece, no sistema energético português: em 2009, juntas asseguraram 34% do total de electricidade produzida no País, podendo atingir, em anos com hidraulicidade média, no médio-longo prazo 60% num cenário com tecto de emissões, e 80% se o sistema admitir a entrada maciça da electricidade deste tipo de tecnologias.
 - Tecnologias de aproveitamento do recurso solar para produção de electricidade, estando ainda em fase de entrada no mercado, carecem de condições para a sua competitividade: a tecnologia de PV centralizada surge mais cedo em 2035-2045, se coexistirem um conjunto de condições, como a não obrigatoriedade de produção fóssil, a existência de um tecto de emissões, e uma redução de custos de investimento até 50%; o termoeléctrico solar é a tecnologia mais competitiva a seguir ao PV centralizado, carecendo no entanto de uma redução muito significativa dos seus custos. A competitividade da hídrica e eólica bem como a limitada disponibilidade de produção das tecnologias solares justificam que se equacione esta tecnologia num quadro integrado e mais alargado para além do seu custo-eficácia, em concorrência directa com outras, para que venha a ter uma participação significativa no sistema energético nacional. A existência no País de actividades de I&D (como ilustrado na Figura 30) e de produção de parte da cadeia de valor que a suporta justifica valias económicas a partir do apoio ao seu desenvolvimento em antecipação à evolução esperada dos seus custos.
 - O solar térmico é competitivo a curto prazo, isto é, logo a partir de 2020, sobretudo para aquecimento de águas indo substituir GPL e GN, e também para aquecimento de espaços, neste caso juntamente com bombas de calor (incluindo com recurso à geotermia). O solar térmico é uma opção custo-eficaz, mesmo em cenários sem restrição de emissões de CO₂.
 - As ondas e eólica off-shore surgem a partir de 2035 o que indicia condições de custo-eficácia para a sua competitividade, sobretudo face às CCGT a gás natural, se Portugal adoptar um tecto agressivo de emissões de carbono ou se o sistema eléctrico evoluir para a libertação de uma base centralizada de origem fóssil. Nestas condições, e dada a actividade de I&D nacional nestes vectores (Figura 30) e a cadeia de valor que suporta a produção eólica, estas tecnologias devem ser consideradas, desde já, como interessantes no contexto nacional.
- ➔ O Veículo Eléctrico (VE) tem como condicionante estrutural à sua penetração o facto de não fornecer mobilidade de longa distância, sendo neste caso ultrapassado pelos biocombustíveis, mais competitivos e neutros em carbono; uma vez assegurado a longa distância, será necessária uma redução do seu custo em 30% para que se torne competitivo em 2030. Sem redução de custos de investimento, a entrada do VE, verifica-se só em 2050, permitindo satisfazer 34% a 50% dos pkm nos cenários de menor e maior procura respectivamente. De notar que o aumento de eficiência no sector promovido pelo VE tem um impacto significativo na redução da dependência externa podendo-se atingir valores de 52% em 2050.

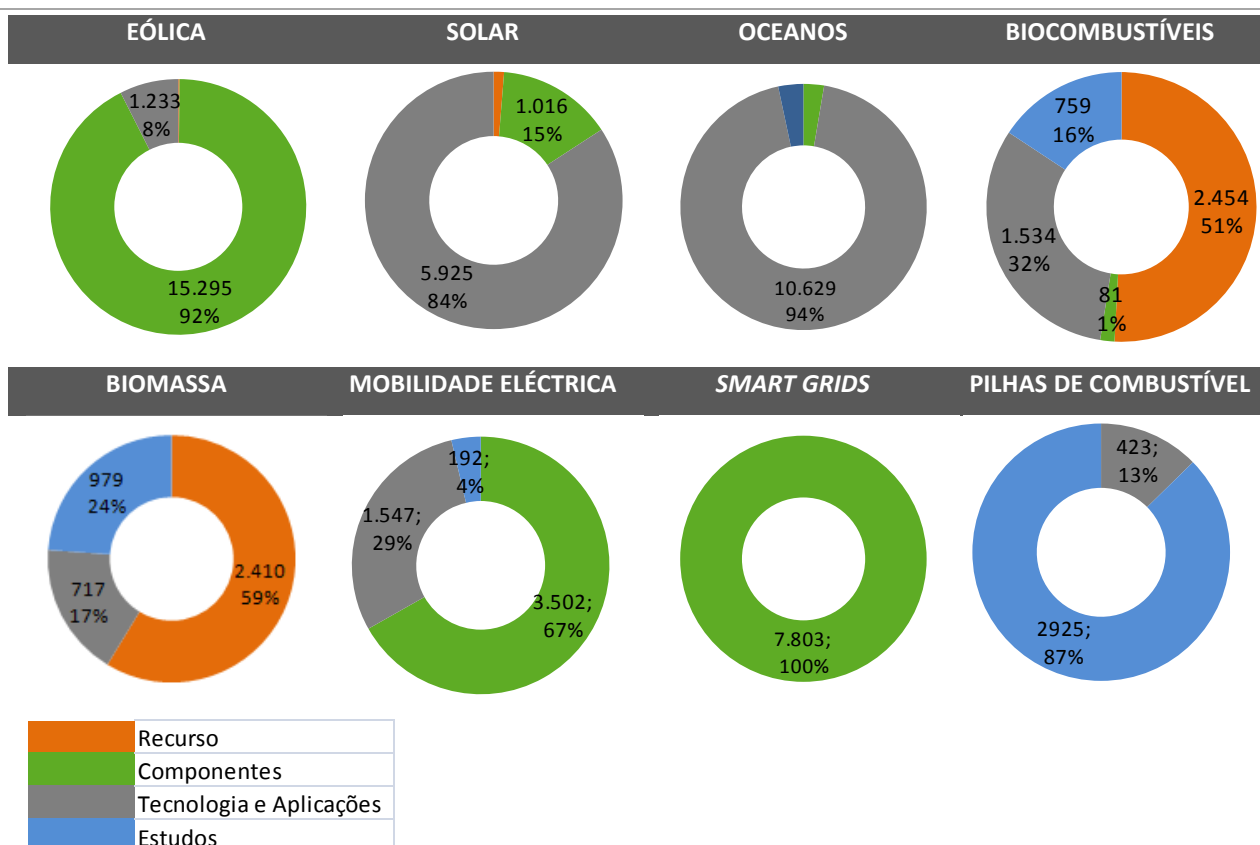


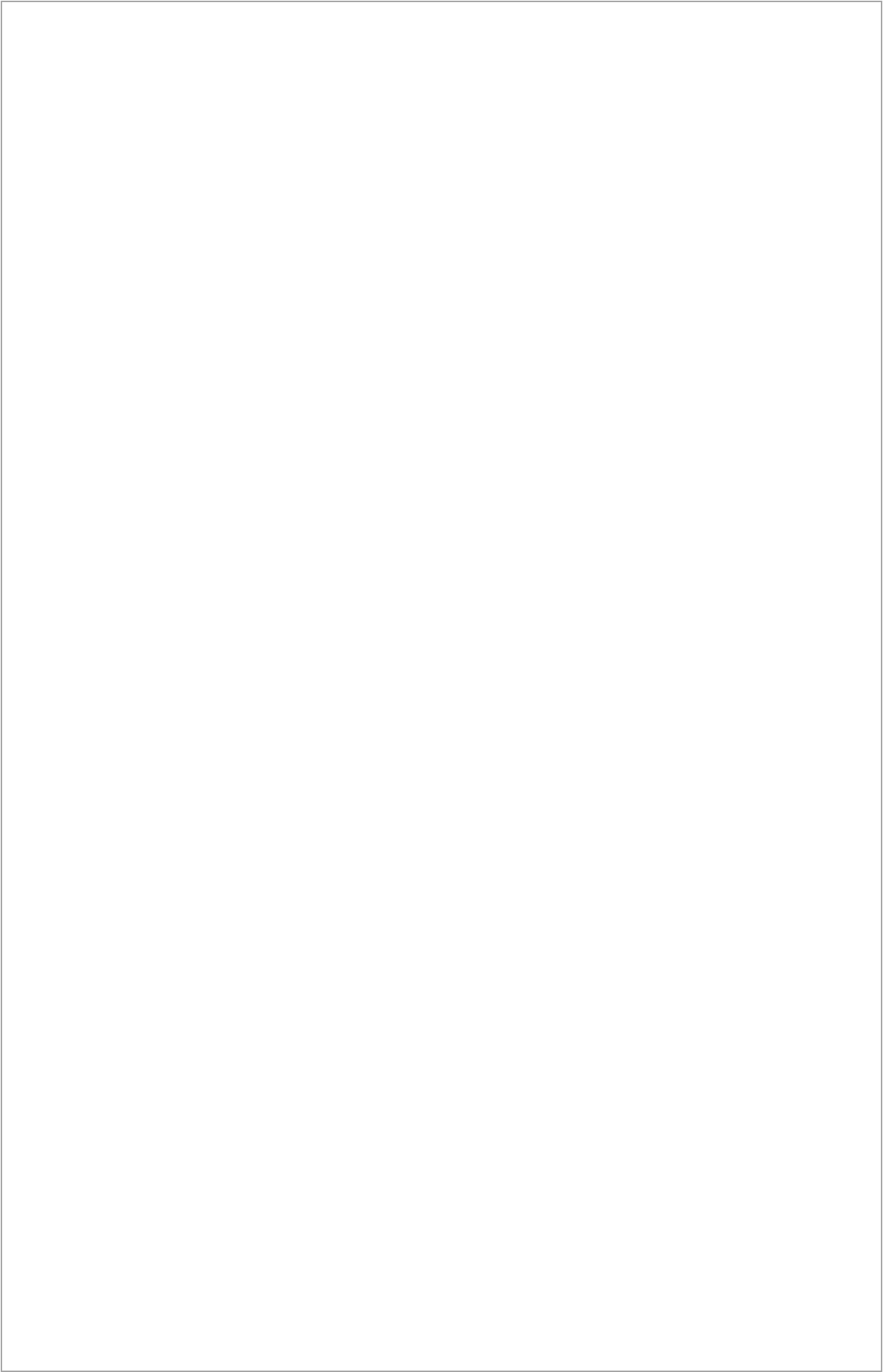
Fig 30: Estrutura do investimento nacional em I&D desde 2000 nas diversas componentes, e para diversos vectores energéticos [valores absolutos em 10³€].

➔ Embora os cenários analisados não representem uma visão única para a evolução do sistema energético nacional, passível de ser assumido como um futuro verosímil, mas antes evoluções contrastadas permitindo avaliar diferentes paradigmas tecnológicos de energia, sistematizam-se alguns indicadores que caracterizam o intervalo de evolução do sistema, salientando-se:

- o Energia final per capita evoluindo de 1.75 em 2005 para 1.7 em 2020, e 2.0 a 2.3 em 2050, facto que denota a oportunidade para uma maior atenção à eficiência energética; a intensidade energética do PIB evolui de forma positiva de 145 tep/M€₂₀₀₀ em 2005, para 120 em 2020, e 87 a 100 145 tep/M€₂₀₀₀ em 2050.
- o Dependência energética passando de 87% em 2005, para 77% em 2020, e para um intervalo entre 52% e 70% consoante os cenários; a redução abaixo dos 50% só será possível com uma forte aposta em eficiência energética.

			2020			2050		
			C	-50C	Cefre	C	-50C	Cefre
2005	PIB per capita	1000 euros/habitante	12.08	13.35	13.35	13.35	19.96	19.96
	Energia primária per capita	tep/habitante	2.49	3.06	1.96	2.12	4.00	2.79
	Energia final per capita	tep/habitante	1.75	1.62	1.63	1.60	2.02	1.98
	Emissões CO2 per capita	tCO2/habitante	6.43	4.64	4.91	4.19	5.03	2.40
	Intensidade energética do PIB	tep E final/Meuros	145.17	121.66	122.02	120.11	101.35	99.14
	Intensidade carbónica do PIB	tCO2e/Meuros	682.80	373.40	393.85	338.55	271.49	134.65
	Dependência Externa	% (imp/total en primária)	87%	77%	77%	70%	70%	66%

			2020			2050		
			F	-50F	Fefre	F	-50F	Fefre
2005	PIB per capita	1000 euros/habitante	12.08	14.10	14.10	14.10	26.11	26.11
	Energia primária per capita	tep/habitante	2.49	1.74	1.74	1.65	1.50	1.64
	Energia final per capita	tep/habitante	1.75	1.71	1.70	1.69	2.27	2.29
	Emissões CO2 per capita	tCO2/habitante	6.43	4.82	4.74	4.47	5.29	1.86
	Intensidade energética do PIB	tep E final/Meuros	145.17	120.93	120.21	119.47	86.91	87.60
	Intensidade carbónica do PIB	tCO2e/Meuros	682.80	363.77	358.06	337.89	218.16	83.36
	Dependência Externa	% (imp/total en primária)	87%	77%	77%	72%	72%	58%





novas tecnologias energéticas Roadmap Portugal 2050

**Análise de novas tecnologias energéticas nacionais e
cenarização do seu impacto no sistema energético nacional**

ANEXO 1:

CENÁRIOS SOCIO-ECONÓMICOS DE DESENVOLVIMENTO 2050

Narrativas e Variáveis sócio-económicas

Junho 2010

J. Seixas (Coordenação)

Patrícia Fortes | J. P. Gouveia | Sofia Simões, CENSE, FCT-UNL

Bernardo Alves | Nuno Pereira | Barbara Maurício, E.Value

Apoio:



ÍNDICE

1.	Enquadramento	3
2.	Breve descrição dos cenários.....	3
2.1	Cenário Conservador.....	4
2.2	Cenário Fénix [inspirado no Cenário “Flórida Europeia”]	5
3.	Quantificação de variáveis socio-económicas chave	8
3.1	Taxa de Crescimento Anual do PIB	8
3.2	Estrutura do VAB (% de cada um dos grupos sectoriais no VAB total).....	10
3.3	Taxa de Crescimento Anual do Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF)	12
3.4	Taxa de crescimento da População em cada período	13
3.5	Dimensão Média das Famílias.....	14
3.6	Número de primeiras habitações (milhares)	14
3.7	Superfície Média das habitações (m ²)	15
3.8	Preços de energia primária	16
3.9	Taxas de Actualização	17

1. Enquadramento

Neste documento apresenta-se de forma sintética o exercício exploratório de cenarização da evolução sócio-económica para Portugal para o período 2005-2050, que serve de suporte ao estudo “RoadMap para as Novas Tecnologias Energéticas: Portugal 2010-2050”. Em particular, estes cenários pretendem suportar o desenvolvimento de projecções de procura de serviços de energia que servirão de input à componente de modelação do sistema energético Português naquele período, e que terá como resultado o apuramento do espaço de desenvolvimento e implementação de novas tecnologias energéticas. O exercício tem como ponto de partida o trabalho efectuado pelo DPP¹ para 2030, tendo sido utilizada a abordagem simplificada descrita em Schwartz (1991)².

Tem-se como pressuposto que este trabalho não tem como objectivo construir cenários prospectivos para a economia nacional mas delimitar de forma aproximada (*i.e.* estabelecendo máximos e mínimos) o nível de crescimento futuro, de forma a alimentar a análise do sistema energético até 2050. O exercício de cenarização assenta em dois cenários socio-económicos nacionais: Cenário Conservador (CC) e Cenário Fénix (CF), que assumem dois modelos de desenvolvimento contrastantes a nível económico e social.

É assumido um certo grau de incerteza, que é diferenciado para o horizonte de projecção, inferior para o período 2010-2030 dada a disponibilidade de análises feitas por diversas entidades Europeias e Internacionais, e superior para o período 2030-2050.

2. Breve descrição dos cenários

Tendo em conta que o principal objectivo do “Road Map para as Novas Tecnologias Energéticas” é avaliar o potencial de implementação de novas tecnologias energéticas em Portugal, com ênfase para as que usam recursos endógenos, e a avaliação do seu impacto no sistema energético nacional, foram identificadas as seguintes “forças motrizes” a considerar na cenarização:

- crescimento relativo e composição da economia;
- dívida pública e capacidade para atrair/retrair investimento;
- evolução da população residente;
- grau de confiança da população no governo e nos mercados;
- influência da opinião pública e indústria;
- evolução do parque habitacional (número e área);
- renovação do casco urbano das principais cidades vs crescimento em torno das novas infra-estruturas viárias;

¹ Félix Ribeiro, J., Manzon, A., Andrade, L., Garcia, M., 2010. *A Competitividade da Economia Portuguesa e os Acessos aos Mercados Internacionais*. Departamento de Prospectiva e Planeamento e Relações Internacionais do Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e Desenvolvimento Regional e Associação Nacional de Empreiteiros de Obras Públicas.

² Schwartz, P., 1991. *The Art of the Long View*. New York: Currency Doubleday

- investimentos em infra-estruturas de conectividade internacional, no segmento de passageiros e mercadorias.

Não foi considerado como força motriz para a cenarização o grau de desenvolvimento e implementação tecnológica até 2050, uma vez que este é um dos principais resultados a obter do estudo “Road Map para as Novas Tecnologias Energéticas”. Os preços de energia primária (sintetizados na secção 3.8), em particular a evolução do preço do barril de petróleo, não são objecto de cenarização, mas de uma análise de sensibilidade no âmbito do exercício de modelação.

2.1 Cenário Conservador

O Cenário Conservador baseia-se na manutenção do modelo de desenvolvimento preconizado nos últimos 15 anos, com incidência do investimento em bens não transaccionáveis, reflectindo-se num ritmo de crescimento económico lento e fortemente dependente da conjuntura externa. Esta continuidade pressupõe a manutenção das estratégias e das características dominantes do comportamento dos agentes económicos que se difunde para além do ambiente económico, e provoca a perda da vitalidade e motivação da sociedade em geral. Caracteriza-se pela manutenção de valores elevados da dívida pública e pouca capacidade para atrair investimento, aliado ao reduzido grau de confiança da população no governo e nos mercados e à baixa capacidade de influência e intervenção na sociedade por parte da opinião pública. Estes factores traduzem-se numa elevada evasão fiscal e baixos níveis de motivação com consequente baixa produtividade da força laboral.

A maioria do tecido **Industrial** Português continua a tendência de perda da sua capacidade de inovação e competitividade, face aos concorrentes externos principalmente asiáticos pressupondo-se a continuidade do quadro de globalização e dos sucessos económicos de países como a China e Índia. A indústria Portuguesa continua a ver diminuir o seu potencial de atracção ao investimento nacional e estrangeiro, o que induz, consequentemente, a diminuição da sua relevância na economia nacional. Apesar da redução do peso global da indústria no PIB nacional, assume-se a manutenção da estrutura industrial. Como tal, o peso de cada subsector no VAB total da indústria mantém-se sensivelmente constante.

Paralelamente ao definhamento da Indústria verifica-se uma progressão ligeira do aumento do peso dos **Serviços** no PIB ($\approx 75\%$ do VAB total em 2050), em especial devido ao crescimento de serviços de entretenimento e lazer. Em linha com a tendência passada, Portugal continua a ser um dos principais destinos turísticos de massas, tanto na satisfação do mercado interno como particularmente do mercado Espanhol e do Norte da Europa. Para além do sub-sector do turismo, o sector dos serviços investe em serviços de acolhimento de actividades, entidades e eventos.

O peso da **Agricultura, Florestas e Pescas** no PIB reduz-se dando continuidade à tendência verificada no período 1995-2009 devido à continuação na aposta do vinho, azeite e em produtos ligados à fileira florestal como a cortiça, hortifruticulturas e da pesca.

No que diz respeito à evolução da **População**, considera-se que se poderá assistir a um decréscimo populacional a partir de 2016, mantendo-se esta tendência de decréscimo até 2050. Este cenário, em

linha com o cenário Baixo definido pelo INE, conjuga “menores volumes migratórios, níveis de fecundidade mais reduzidos e esperanças de vida inferiores” (INE, 2009³). Verifica-se ainda o decréscimo do número de pessoas por habitação justificado pela existência de um maior número de famílias monoparentais. O efeito global é a continuação do crescimento do parque habitacional devido à menor dimensão média das famílias, e a consequente redução da área média das habitações. O novo parque habitacional inclui novas habitações e reabilitação urbana, por se considerar que se atinge o limite para nova construção e que se mantém a ténue tendência actual de renovação das cidades.

A actividade de transporte responde à necessidade de acessibilidade a pessoas, bens e serviços, não obstante poder ser condicionada pela disponibilidade de infra-estruturas e serviços de transporte acessíveis. Assim, em concordância com a cenarização dos restantes sectores de actividade económica, ao nível dos **Transportes e da Mobilidade** interna, assume-se⁴ que haverá uma continuação do crescimento extensivo das principais áreas urbanas⁵, em torno das novas acessibilidades rodoviárias, o que, cumulativamente com a dificuldade de coordenação entre autoridades públicas, agentes económicos e operadores de transportes, resulta na manutenção da predominância do transporte em viatura individual. Contudo, o desenvolvimento das linhas de alta velocidade ferroviária permitirá que o transporte ferroviário de passageiros cresça de forma mais significativa que anteriormente. No segmento de mercadorias, apesar do investimento em plataformas logísticas, o transporte rodoviário continua a ser claramente dominante. Ao nível da **conectividade internacional**, o conjunto de investimentos em infra-estruturas e qualificação dos serviços aeroportuários⁶, ferroviários e portuários procurariam reduzir algumas das limitações do carácter periférico de Portugal reforçando a sua integração geoeconómica. Não obstante, no segmento de passageiros o crescimento do tráfego restringe-se quer às deslocações de residentes para fora de Portugal, quer à movimentação de cada vez mais turistas⁷. No segmento de mercadorias, o número de movimentos realizados, nomeadamente através do modo marítimo, não sofre alterações significativas.

2.2 Cenário Fénix [inspirado no *Cenário “Flórida Europeia”*⁸]

O cenário Fénix representa um desvio de rota e estratégia no desenvolvimento nacional, correspondendo ao renascimento da economia Portuguesa, traduzido por um aumento da competitividade e numa reestruturação económica do país, privilegiando o investimento e políticas na produção de bens transaccionáveis e na aposta em serviços de valor acrescentado. Uma população altamente motivada e com elevadas taxas de confiança catalisa a reestruturação do Estado e da economia nacional reduzindo os valores da economia paralela e da dívida pública. A maior capacidade

³ INE, 2009. Projeções de população residente em Portugal 2008-2060. Instituto Nacional de Estatística, Março de 2009. Lisboa

⁴ Tal como equacionado no Cenário Tendencial constante do documento “Cenários para a Economia Portuguesa no Período Pós-Quito”. 2008, DPP. Departamento de Prospectiva e Planeamento e Relações Internacionais do Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e Desenvolvimento Regional. Disponível em: http://www.dpp.pt/pages/files/Estudo_Cenarios_Pos-Quito.pdf.

⁵ Mercado, igualmente, por um agravamento das assimetrias regionais, entre Norte e Sul Litoral.

⁶ Novo aeroporto de Lisboa (NAL).

⁷ O NAL exercerá, em competição com Espanha, uma função de intermediação entre a Europa e a América Latina, e em menor escala com África.

⁸ Félix Ribeiro, J., Manzoni, A., Andrade, L., Garcia, M., 2010. *A Competitividade da Economia Portuguesa e os Acessos aos Mercados Internacionais*. Departamento de Prospectiva e Planeamento e Relações Internacionais do Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e Desenvolvimento Regional e Associação Nacional de Empreiteiros de Obras Públicas.

para atrair investimento, aliado a uma população e indústria qualificadas e com grande capacidade de inovação permitem a renovação e modernização do tecido industrial nacional. Este cenário pressupõe portanto um crescimento económico mais acentuado e uma modernização da sociedade e do desenvolvimento humano superiores ao do cenário Conservador.

Na **Indústria** assiste-se a uma remodelação e especialização em fileiras de alto valor acrescentado, que assegura o ligeiro aumento do peso da indústria no PIB (21% do VAB total em 2005 e 23% em 2050) especialmente em actividades industriais mais exigentes em competências e conhecimentos como, sector automóvel (mobilidade eléctrica e híbrida), *hipercluster* do mar incluindo a indústria naval, aquacultura e indústria de pescado, bem como a exploração de recursos associados à extensão da plataforma continental, *e.g.* aproveitamento biotecnológico e outro dos recursos associados a fontes hidrotermais, entre outros. Para além destes assiste-se ao desenvolvimento industrial de infra-estruturas e equipamentos de produção e consumo de energias renováveis, tecnologias de informação e do sector aeronáutico através da atracção e crescimento de empresas inovadoras. Sectores industriais mais “tradicionais” como o têxtil e plásticos seriam reorientados para segmento ligados à saúde vendo a sua importância renascer no contexto económico nacional.

Paralelamente à manutenção de grande parte do sector industrial, verifica-se um ligeiro decréscimo do peso relativo dos **Serviços** ($\approx 71\%$ do VAB total em 2005 e 68% em 2050), mantendo-se a aposta Portuguesa no turismo mas diferenciado em detrimento do turismo de massas. São exemplos o turismo de saúde e bem-estar. Portugal tem assim a capacidade de atrair multinacionais estrangeiras especializadas nos serviços de saúde e ciências biomédicas, atraindo cidadãos europeus. Portugal desenvolve igualmente um conjunto de pólos de indústrias criativas e do audiovisual, bem como de parques temáticos em parcerias com operadores mundiais e lazer e indústria cinematográfica.

Neste cenário, o sector da **Agricultura, Silvicultura e Pescas** irá crescer face a 2005 aumentando o seu peso no PIB devido 1) ao aumento da actividade de pesca e outros produtos como microalgas, associados à dinâmica económica do *hipercluster* do mar; 2) ao desenvolvimento de produtos de agricultura de especialidades, tornando-se Portugal (a par com Espanha) num dos abastecedores privilegiados de produtos hortícolas para a Europa devido às suas condições climáticas mais favoráveis, nomeadamente o aumento dos produtos *gourmet* de origem demarcada orientados para os mercados que valorizam o “*slow food*”, a agricultura biológica e baixo impacto ambiental; 3) à exploração florestal sustentável que, para além da cortiça, apostaria em actividades económicas suportadas pelos serviços à biodiversidade e sequestro de carbono.

No cenário Fénix verifica-se um aumento da **População** residente em Portugal em linha com o cenário Elevado do INE (2009)⁹. Este aumento resulta de uma maior atracção de emigrantes e níveis de fecundidade ligeiramente mais elevados comparativamente ao cenário Conservador. Portugal transforma-se num espaço residencial privilegiado para as classes média alta a Europa em busca de amenidades e atractivos. O aumento na fecundidade deve-se ao maior grau de confiança na economia, ao maior poder de compra das famílias e ainda à adopção de políticas públicas fortemente motivadoras

⁹ INE, 2009. Projecções de população residente em Portugal 2008-2060. Instituto Nacional de Estatística, Março de 2009. Lisboa

da fecundidade (ex. prolongamento das licenças de maternidade/paternidade remuneradas, subsídios ao 3º filho, alargamento da rede de infantários e creches subsidiadas). Estes factores contribuem para uma atenuação do ritmo de envelhecimento da população, originando uma maior proporção de população activa, responsável por uma maior produtividade e capacidade de modernização. O aumento da população residente e o maior poder de compra das famílias leva a um aumento do parque habitacional, sendo no entanto inferior ao do Cenário Conservador uma vez que a dimensão médias das famílias é maior, i.e. coabitam num mesmo alojamento um maior número de pessoas. Por conseguinte, a dimensão média das habitações não se reduz como no Cenário Conservador e sim mantém-se constante face aos valores históricos.

Ao nível dos **Transportes e da Mobilidade** interna, assume-se¹⁰ que há travagem na urbanização extensiva; grande investimento na renovação do “casco urbano” nas cidades que foram mais “esvaziadas”. A reforma da organização do transporte metropolitano, a aposta prioritária nas TIC, designadamente sob a forma de Sistemas de Transporte Inteligente, resulta em menores índices de crescimento do tráfego de passageiros de curta distância, e na menor dependência do transporte [rodoviário] individual. No segmento de mercadorias, o investimento em plataformas logísticas, permite reforçar o papel do transporte ferroviário no trânsito nacional, nomeadamente no eixo Norte-Sul. Não obstante, o transporte rodoviário continua a prevalecer. Ao nível da **conectividade internacional**, o conjunto de investimentos em infra-estruturas e qualificação dos serviços aeroportuários¹¹, ferroviários e portuários permitiria uma maior diferenciação de funções geo-económicas de Portugal no contexto da Península Ibérica. Neste contexto, o Novo Aeroporto de Lisboa (NAL) desempenha funções de *Hub* de um operador global ou de uma aliança envolvendo funções de trânsito Leste-Oeste. No segmento de mercadorias, o funcionamento de Portugal como plataforma logística e de integração e serviços, articulando cargas transportadas por via marítima e aérea supõe uma grande capacidade de movimentação de carga aérea no NAL. No transporte ferroviário, verificar-se-ia um forte crescimento do transporte de carga por via ferroviária para fora de Portugal, superior ao crescimento do tráfego de passageiros em alta velocidade.

¹⁰ Tal como equacionado no Cenário Mudança constante do documento “Cenários para a Economia Portuguesa no Período Pós-Quito”. 2008, DPP.

¹¹ Novo Aeroporto de Lisboa.

3. Quantificação de variáveis socio-económicas chave

Seguidamente apresenta-se um conjunto de drivers macroeconómicos sustentados para cada um dos cenários apresentados, nomeadamente: crescimento do PIB, estrutura do VAB, crescimento médio do rendimento disponível das famílias, crescimento da população e dimensão média da família.

3.1 Taxa de Crescimento Anual do PIB

Cenário Conservador

'95-00	'01/05	'06/10	'11/15	'16/20	'21/25	'26/30	'31/35	'36/40	'41/45	'46/50
4.06%	0.88%	0.17%	1.12%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%

Nota: As taxas de crescimento do PIB até 2015 seguem as previsões do FMI. A partir desta data foi considerado um aumento constante de 1%, taxa que traduz um andamento muito modesto e portanto pouco exigente em termos de procura de serviços de energia.

Cenário Fénix

'95-00	'01/05	'06/10	'11/15	'16/20	'21/25	'26/30	'31/35	'36/40	'41/45	'46/50
4.06%	0.88%	0.17%	1.71%	2.04%	2.03%	2.20%	2.29%	2.39%	2.49%	2.60%

Nota: As taxas de crescimento do PIB de '11-15 consideram as expectativas do Plano de Estabilidade e Crescimento nacional, prolongadas até 2015. As taxas de crescimento de 2020 a 2030 representam os valores considerados no modelo Europeu PRIMES¹² para Portugal (dados versão 2009). A partir desta data foi considerado um aumento linear até ao valor de crescimento de 2.60% no período '46/50, resultante da mediana obtido para o período '60/2010 através de um *random walk* efectuado com dados do PIB/*per capita* e ajustado ao cenário Fénix de população.

As Fig 1 e 2 ilustram o andamento do PIB e do PIB/capita, sendo de realçar novamente que tem-se como pressuposto delimitar de forma aproximada (i.e. estabelecendo máximos e mínimos) o nível de crescimento futuro, e não construir cenários prospectivos para a economia nacional.

¹² P. Capros, L. Mantzos, V. Papandreou, N. Tasios (2008). Model based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables. Primes Model "C E3MLab/NTUA. June 2008. Greece. Available at: <http://www.e3mlab.ntua.gr/>

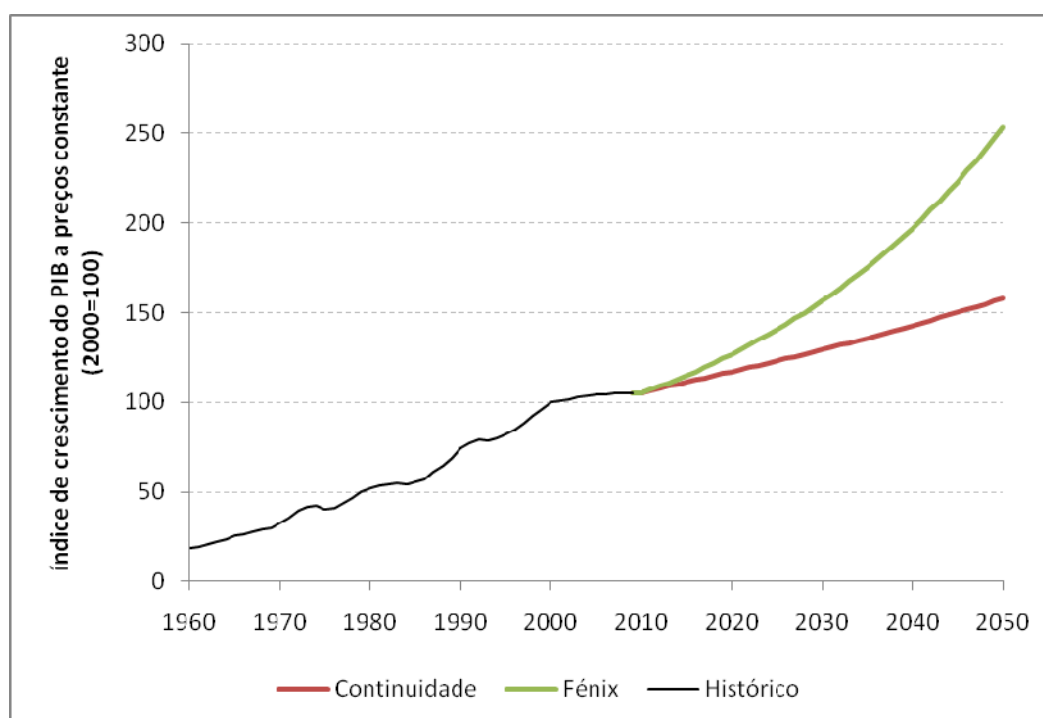


Fig 1: Índice de crescimento do PIB a preços constantes (2000) (2000=100)

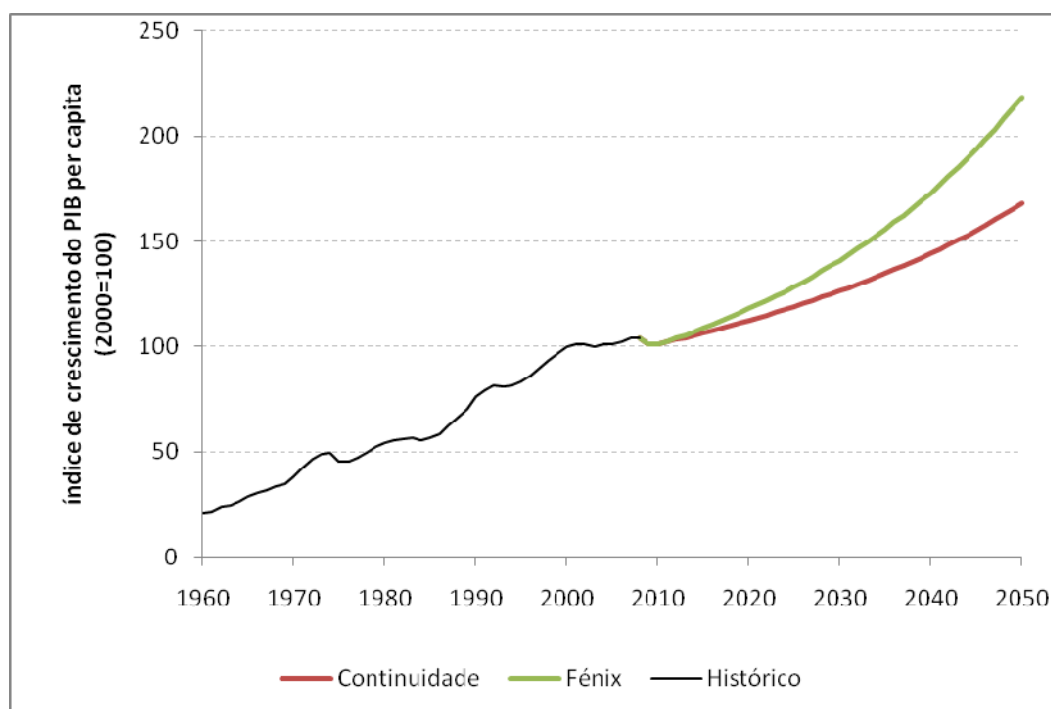


Fig 2: Índice de crescimento do PIB per capita a preços constantes (2000) (2000=100)

3.2 Estrutura do VAB (% de cada um dos grupos sectoriais no VAB total)

Cenário Conservador

Sector	Correspondência aos ramos de actividade	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Agricultura, Silvicultura e Pesca	01+02+05	5.8%	3.8%	2.8%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%
Serviços e Adm. Pública	50-52+55+63+92+41+90+75+80+91+93+95+85	64.1%	66.6%	70.9%	73.6%	73.7%	74.0%	74.2%	74.3%	74.5%	74.7%	74.9%	75.0%
Transportes	60 + 61 + 62	2.3%	2.3%	2.1%	2.2%	2.3%	2.3%	2.3%	2.4%	2.4%	2.5%	2.5%	2.6%
Química	24	1.3%	0.9%	0.8%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%	0.6%
Cerâmica	14+ 262-264+266-268	1.6%	1.4%	1.1%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.8%	0.8%	0.8%
Cimento	265	0.4%	0.4%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Pasta de papel, papel e seus artigos	21+22	1.9%	1.8%	1.4%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%
Vidro	261	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.1%	0.1%
Minérios metálicos e Metalúrgicas de base	13+27	0.6%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
Metalomecânicas e equipamentos	28-33	3.4%	3.4%	2.8%	2.4%	2.4%	2.3%	2.3%	2.3%	2.2%	2.2%	2.2%	2.1%
Outras Indústrias	10-12+15-20+23+25+34-37+45	15.8%	16.5%	14.9%	13.0%	12.8%	12.6%	12.4%	12.2%	12.0%	11.7%	11.5%	11.3%
Electricidade, gás e vapor	40	2.5%	2.1%	2.2%	2.7%	2.8%	2.8%	2.9%	3.0%	3.1%	3.1%	3.2%	3.3%

Cenário Fénix

Sector	Correspondência aos ramos de actividade	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Agricultura, Silvicultura e Pesca	01+02+05	5.8%	3.8%	2.8%	2.3%	2.5%	2.6%	2.6%	2.7%	2.8%	2.8%	2.9%	3.0%
Serviços e Adm. Pública	50-52+55+63+92+41+90+75+80+91+93+95+85	64.1%	66.6%	70.9%	73.6%	70.6%	70.0%	69.7%	69.2%	68.7%	68.1%	67.5%	66.3%
Transportes	60 + 61 + 62	2.3%	2.3%	2.1%	2.2%	2.2%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.4%	2.4%	2.4%
Química	24	1.3%	0.9%	0.8%	0.7%	0.8%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%
Cerâmica	14+ 262-264+266-268	1.6%	1.4%	1.1%	0.9%	1.1%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
Cimento	265	0.4%	0.4%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Pasta de papel, papel e seus artigos	21+22	1.9%	1.8%	1.4%	1.2%	1.4%	1.5%	1.5%	1.6%	1.6%	1.6%	1.7%	1.7%
Vidro	261	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Minérios metálicos e Metalúrgicas de base	13+27	0.6%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
Metalomecânica e equipamentos	28-33	3.4%	3.4%	2.8%	2.4%	2.8%	2.9%	3.0%	3.1%	3.1%	3.2%	3.3%	3.4%
Outras Indústrias	10-12+15-20+23+25+34-37+45	15.8%	16.5%	14.9%	13.0%	14.9%	15.3%	15.6%	16.0%	16.3%	16.6%	16.8%	17.4%
Electricidade, gás e vapor	40	2.5%	2.1%	2.2%	2.7%	2.8%	2.8%	2.9%	3.0%	3.1%	3.1%	3.2%	3.3%

3.3 Taxa de Crescimento Anual do Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF)

Cenário Conservador

'95/00	'01/05	'06/10	'11/15	'16/20	'21/25	'26/30	'31/35	'36/40	'41/45	'46/50
2.8%	1.1%	1.3%	1.1%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%

Nota: A taxa de crescimento do RDBF foi determinada com base na relação deste parâmetro com o PIB, assumindo as taxas de crescimento do PIB no cenário em causa. Segundo alguns peritos, a correlação entre a taxa de crescimento do RDBF e do PIB no passado, poderá não assumir o mesmo padrão no futuro. No entanto devido à indisponibilidade de informação foi assumida aquela relação.

Cenário Fénix

'95/00	'01/05	'06/10	'11/15	'16/20	'21/25	'26/30	'31/35	'36/40	'41/45	'46/50
2.8%	1.1%	1.3%	1.7%	2.0%	2.0%	2.2%	2.3%	2.4%	2.5%	2.6%

Nota: A taxa de crescimento do RDBF foi determinada com base na relação deste parâmetro com PIB, assumindo as taxas de crescimento do PIB no cenário em causa. Segundo alguns peritos, correlação entre a taxa de crescimento do RDBF e do PIB no passado, poderá não assumir o mesmo padrão no futuro. No entanto devido à indisponibilidade de informação foi assumida aquela relação.

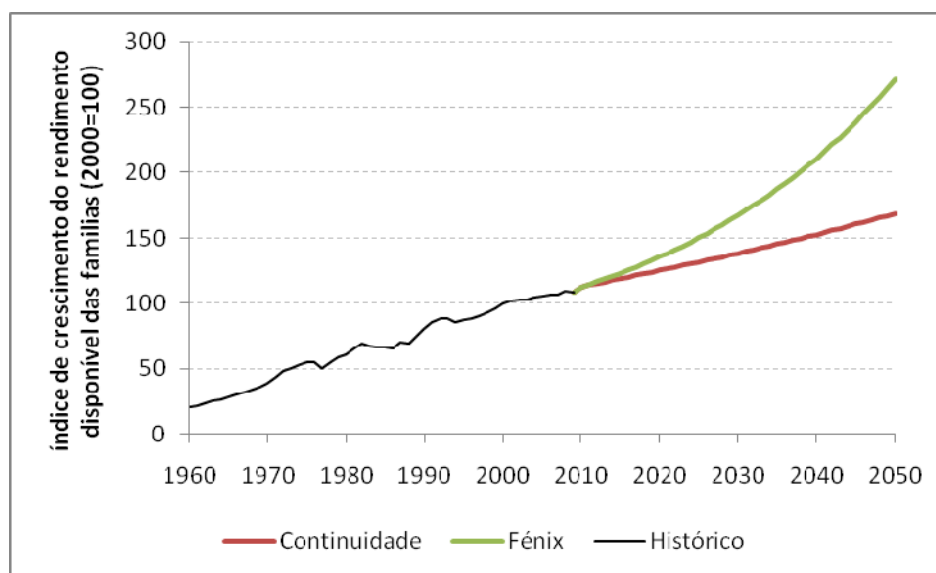


Fig 3: Evolução do índice de crescimento do rendimento disponível das famílias

3.4 Taxa de crescimento da População em cada período

Cenário Conservador

'01/05	'06/10	'11/15	'16/20	'21/25	'26/30	'31/35	'36/40	'41/45	'46/50
0.7%	0.2%	0.1%	-0.1%	-0.2%	-0.2%	-0.3%	-0.4%	-0.5%	-0.6%

Nota: Considerando as taxas de crescimento previstas pelo INE, 2009 no seu cenário Baixo.

Cenário Fénix

'01/05	'06/10	'11/15	'16/20	'21/25	'26/30	'31/35	'36/40	'41/45	'46/50
0.7%	0.2%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%

Nota: Considerando as taxas de crescimento previstas pelo INE, 2009 no seu cenário Elevado.

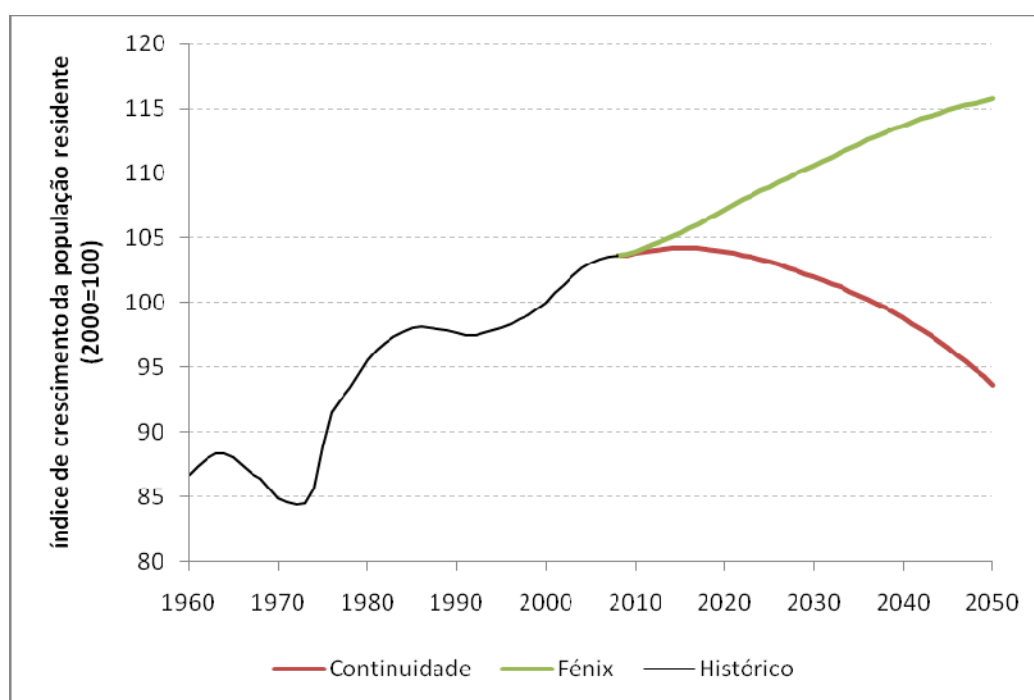


Fig. 4: Índice de crescimento da população residente em Portugal (2000=100)

3.5 Dimensão Média das Famílias

Cenário Conservador

2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
2.9	2.8	2.7	2.6	2.5	2.4	2.3	2.3	2.2	2.1	2.0

Nota: Valores até 2010 (INE, 2009); valores posteriores consideram uma taxa de decréscimo dos últimos anos ($\approx -3.5\%$).

Cenário Fénix

2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
2.9	2.8	2.7	2.7	2.7	2.7	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6

Nota: Valores até 2010 (INE, 2009), valores posteriores consideram uma redução ligeira da dimensão média das famílias ($\approx -0.5\%$).

3.6 Número de primeiras habitações (milhares)

Cenário Conservador

2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
3914	3944	4112	4265	4407	4548	4485	4605	4712	4803

Nota: Valores obtidos considerando a população total do Cenário Conservador e dimensão média das famílias.

Cenário Fénix

2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
3914	3948	4004	4073	4139	4364	4428	4485	4531	4566

Nota: Valores obtidos considerando população total do Cenário Fénix e dimensão média das famílias.

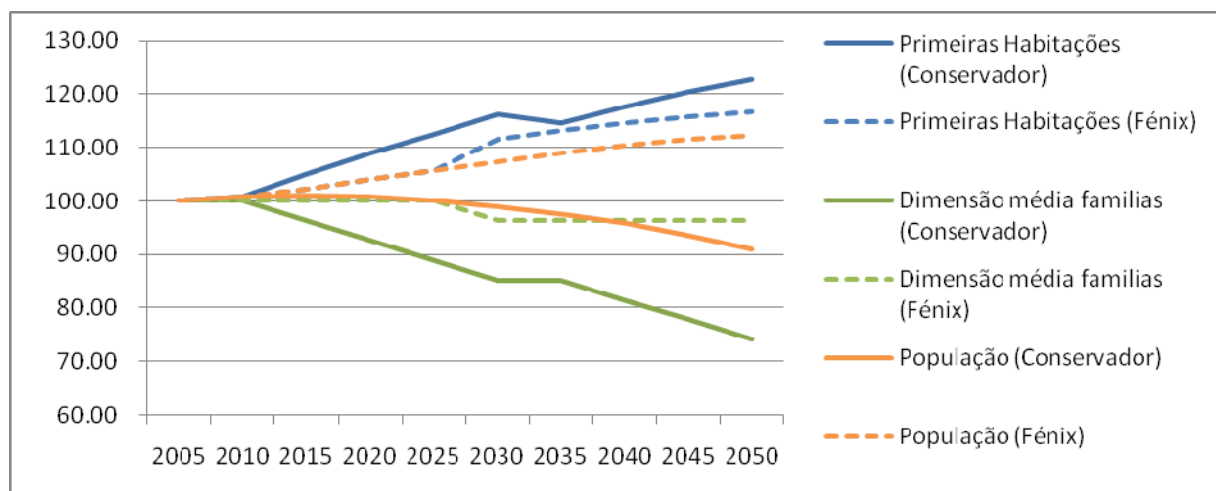


Fig. 5: Evolução da dimensão média das famílias, população e primeiras habitações para os dois cenários até 2050 (2000=100)

3.7 Superfície Média das habitações (m²)

Cenário Conservador

Designação	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Superfície média anual dos fogos em moradias urbanas e rurais na região Norte	100	101	103	103	102	101	100	99	98	97	96
Superfície média anual dos fogos em apartamentos na região Norte	80	80	80	80	78	76	74	72	70	68	66
Superfície média anual dos fogos na região Sul	94	92	87	87	86	85	84	83	82	81	80

Nota: Até 2010 valores das Estatísticas de Construção e Habitação (INE), posteriormente considerou-se uma redução da superfície média das habitações.

Cenário Fénix

Designação	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Superfície média anual dos fogos em moradias urbanas e rurais na região Norte	100	101	103	103	103	103	103	103	103	103	103
Superfície média anual dos fogos em apartamentos na região Norte	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Superfície média anual dos fogos na região Sul	94	92	87	87	87	87	87	87	87	87	87

Nota: Até 2010 valores das Estatísticas de Construção e Habitação (INE), posteriormente considerou-se manutenção da superfície média.

3.8 Preços de energia primária

	<i>Barril de petróleo \$08</i>	<i>Gas MBTU \$08</i>	<i>Tonelada de carvão \$08</i>
2008	97.19	10.32	120.59
2015	86.67	10.46	91.05
2020	100.00	12.10	104.16
2025	107.50	13.09	107.12
2030	115.00	14.02	109.40
2035	122.50	14.99	112.13
2040	130.00	15.95	114.75
2045	137.50	16.91	117.37
2050	145.00	17.87	119.99

Nota: Até 2030, foram assumidos os preços do Cenário de Referência do World Energy Outlook de 2009 (IEA, 2009. *World Energy Outlook*. International Energy Agency. 2009. Paris). A partir de 2030 até 2050 assume-se o crescimento tendencial destes valores.

3.9 Taxas de Actualização

As taxas de actualização utilizadas na ferramenta de modelação TIMES_PT são sistematizadas na tabela seguinte. Estes valores foram estabelecidos de acordo com a literatura tendo como fonte principal os valores utilizados no modelo PRIMES (E3MLab, 2008) que suporta a Comissão Europeia no desenvolvimento de políticas energéticas e alterações climáticas. Estes valores encontram-se em linha com os utilizados no estudo de suporte à estratégia de energias renováveis elaborado para o UK Department of Energy and Climate Change (NERA-AEA, 2009¹³) e referenciados na literatura (BERR, 2005¹⁴; Hausman, 1979¹⁵; McLaney, *et al.*, 2004¹⁶).

Sector	Taxa de actualização		
	TIMES_PT [E3MLab, 2008¹⁷]	Estudo UK DEEC	Gama de valores da literatura
Residencial, Transporte individual de passageiros	17.5%	16% [8% sensibilidade baixa e 25% sensibilidade alta]	5 ¹⁸ -35 ¹⁹ %
Comercial, Indústria, Cogeração e produção descentralizada, Transporte de mercadorias	12%	12% [8% sensibilidade baixa e 16% sensibilidade alta]	—
Electroprodutor – produção centralizada	8%	Não aplicável	—
Transporte colectivo de passageiros	8%	Não aplicável	—

¹³ NERA-AEA. (2009) The UK Supply Curve for Renewable Heat - Study for the Department of Energy and Climate Change. July 2009. Ref: URN 09D/689 (DECC). Available at: http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/what_we_do/uk_supply/energy_mix/renewable/res/res.aspx

¹⁴ BERR, 2005. Potential for microgeneration study and analysis. Final Report for the UK Department for Trade and Industry. November 2005. Available at: <http://www.berr.gov.uk/files/file27559.pdf>

¹⁵ Hausman, J. (1979). Individual Discount Rates and the Purchase and Utilization of Energy-Using Durables. *The Bell Journal of Economics*, Vol. 10, No. 1, pp. 33-54

¹⁶ McLaney, E, Pointon, J., Thomas, M., Tucker, J. (2004). Practitioners' perspectives on the UK cost of capital. *The European Journal of Finance*, Volume 10, Issue 2 April 2004, pp 123 - 138.

¹⁷ E3MLab. (2008). Interim Report on Modelling Technology - The PRIMES Model. European Consortium for Modelling of Air Pollution and Climate Strategies - EC4MACS. Task 5: Energy Scenarios. Prepared by: E3MLab, National Technical University of Athens (NTUA). July, 2008. Available at: http://www.ec4macs.eu/home/reports/Interim%20Methodology%20Reports/6_PRIMES_MR.pdf

¹⁸ De acordo com NERA-AEA (2009) para agregados com acesso a crédito bonificado ou instalados em edifícios de habitação social.

¹⁹ De acordo com Berr (2005) são reportados valores na ordem dos 30-35% numa pesquisa sobre atitudes de investimento face à microgeração, enquanto que estudos econométricos sobre electrodomésticos eficientes apontam para valores ainda mais elevados (Hausman, 1979). No entanto, conforme referido em NERA-AEA (2009) pp. 22 estes estudos empíricos têm a aplicabilidade limitada às condições específicas em que foram desenvolvidos.



novas tecnologias energéticas Roadmap Portugal 2050

Análise das novas tecnologias energéticas nacionais e
cenarização do seu impacto no sistema energético nacional

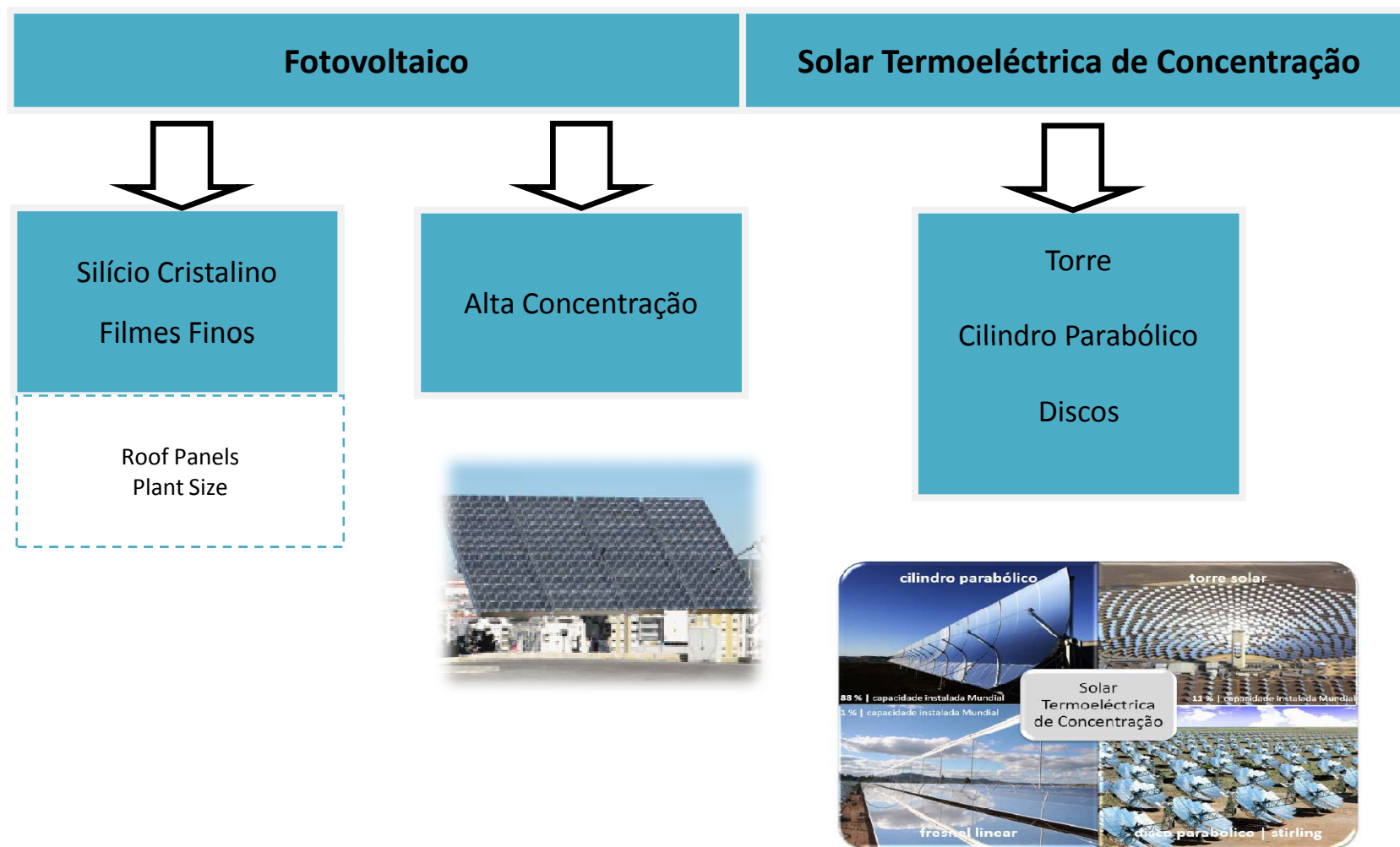
ANEXO 2: CARACTERÍSTICAS TÉCNICO-ECONÓMICAS DE TECNOLOGIAS ENERGÉTICAS

J. Seixas (Coordenação)

Luis Dias, CENSE, FCT-UNL

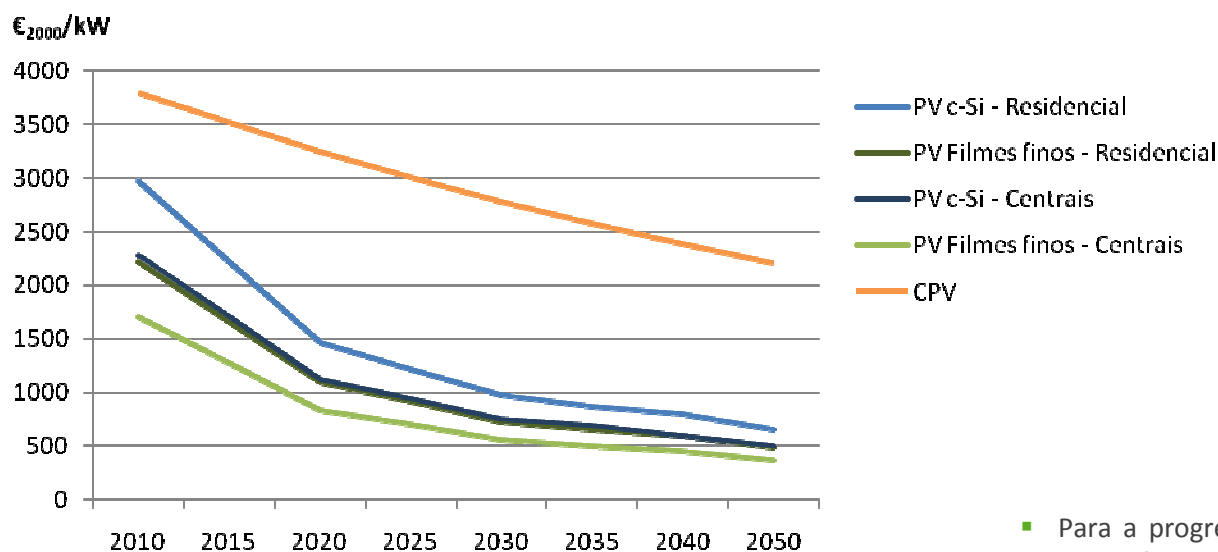
Frederico Pisco, E.Value

Tecnologia - Solar



Tecnologia – Solar

Custos de Investimento – Solar PV

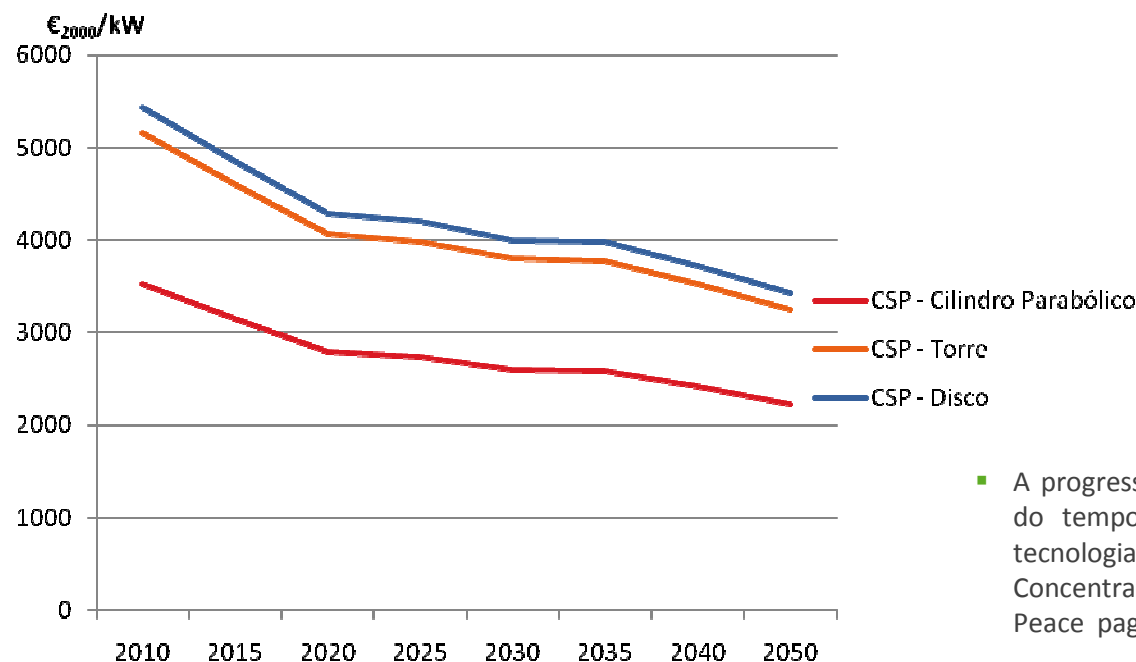


Fonte: IEA- Technology Roadmap Solar photovoltaic energy 2010; Magpower;

- Para a progressão dos custos de investimento dos sistemas com filmes finos utilizaram-se taxas de diminuição representativas para as tecnologias de solar.
- Os custos fixos de operação e manutenção demonstram uma progressão idêntica, uma vez que estão associados ao custo de investimento (1% - IEA- Technology Roadmap Solar photovoltaic energy 2010, pag.9)

Tecnologia – Solar

Custos de Investimento – Solar CSP



Fonte: Valores 2010 - IEA, 2010 “Technology Roadmap, Concentrating Solar Power” -International Energy Agency, 2010;

- A progressão de custos para todas as tecnologias ao longo do tempo, foi obtida através da progressão para uma tecnologia genérica (Tecnologia cenário referência - Concentrating solar power - global outlook 2009, Green Peace pag.67)
- Assumiu-se que os custos de operação e manutenção são 2,5% do custo de investimento (cálculo da relação entre custos de investimento de fixos de O&M da tecnologia genérica do IEA).

Tecnologia – Solar

Eficiência

Descrição tecnologia		Eficiência (%)		
		[2010 – 2015]	[2015 – 2020]	[2020 – 2030 2050]
Silício cristalino		17%	19%	21%
Filmes Finos		12%	14%	16%
CPV		23%		30%
CSP	Torre	20%		
	Cilindro Parabólico	15%		
	Discos	25%		

Fonte: IEA, 2010. “Technology Roadmap, Solar Photovoltaic Energy” -International Energy Agency, 2010;

Potencial nacional

Descrição tecnologia	Potencial energético nacional (GW de capacidade instalada)			Fonte
	2020	2030	2050	
PV [Residencial e Centrais]	9,3			Informação fornecida pela REN a 01/02/2008
CSP	2,4			Comunicação pessoal de Farinha Mendes. LNEG. 6 Junho 2010

Tecnologia – Solar [Informação adicional]

Sector	Parâmetro	Tecnologia	Valores e Fonte de Informação	Stakeholders consultados
Solar	Custo de investimento (Todos os custos foram actualizados para euros de 2000)	Fotovoltaico – Multi CiSi Residencial	IEA, 2010: <u>2010</u> – 3,8 €/W <u>2015</u> – 3 €/W (média entre o valor de 2010 e 2020) <u>2030</u> – 1,2 €/W <u>2020</u> – 1,8 €/W <u>2050</u> – 0,8 €/W	LNEG - António Joyce Matifer Solar – José Carlos Amador Ao Sol – Collares Pereira
		Fotovoltaico – Filme Fino Residencial	IEA, 2010: <u>2010</u> – 2,8 €/W (valor superior do gráfico) Para os restantes valores aplicou-se a progressão verificada para AIE Residencial: <u>2015</u> – 2,09 €/W; <u>2020</u> – 1,38 €/W; <u>2030</u> – 0,92 €/W; <u>2050</u> – 0,61 €/W	
		Fotovoltaico - Multi CiSi Plant Size	IEA, 2010: <u>2010</u> – 2,5 €/W <u>2030</u> – 0,8 €/W <u>2015</u> – 1,9 €/W (média entre o valor de 2010 e 2020) <u>2020</u> – 1,2 €/W <u>2050</u> – 0,5 €/W	
		Fotovoltaico – Filme Fino Plant Size	Assumiu-se que o plant size é 66,67% do valor de roof panel tendo como referência os valores de CiSi: <u>2010</u> – 1,9 €/W <u>2015</u> – 1,4 €/W; <u>2020</u> – 0,9 €/W; <u>2030</u> – 0,6 €/W; <u>2050</u> – 0,4 €/W)	
		Concentrated Photovoltaic - CPV	Magpower, - <u>2010</u> – 3,8 €/W Para os anos seguintes taxa de redução de 7,5% de 5 em anos, aplicando a learning rate de 15% de 10 em 10 anos da IEA.	MagPower
		Concentrated Solar Power - CSP	Cilindro parabólico- DL1 – <u>2010</u> - 4453 €/kW; Torres – DL1 – <u>2010</u> – 6500 €/kW; Discos – DL1 – <u>2010</u> – 6850 €/kW; (Valores de anos seguintes, seguem a mesma progressão que a tecnologia genérica da IEA)	
	Custos FIXOS de operação e manutenção (Apenas o solar térmico tem custos variáveis)		PVs - 1% do custo de investimento (IEA- Technology Roadmap Solar photovoltaic energy 2010, pag.9) CSPs – 2,5% do custo de investimento (calculado da relação entre invcost e fixom da tecnologia genérica do IEA)	

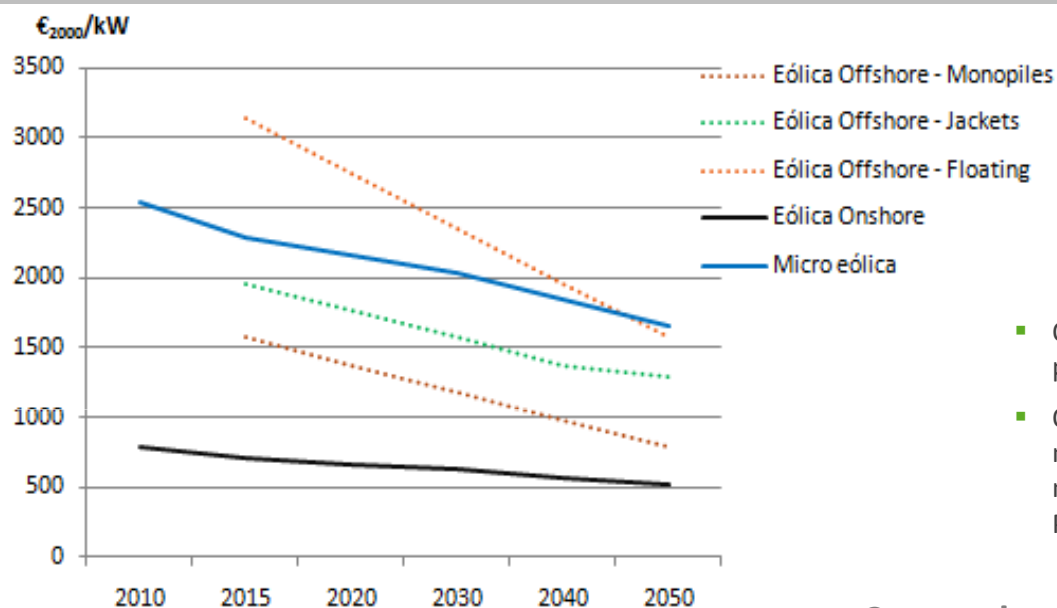
Tecnologia - Eólica

Energia Eólica		
<i>Onshore</i>	<i>Offshore</i>	Turbinas de pequena Dimensão
Melhoria progressiva da eficiência;	3 Tipologias segundo o tipo de fundações; Monopiles [10 a 30m]; Jackets [30 a 50m]; Floating [50 a 80m];	Microgeração eólica (e.g. T_Urban)



Tecnologia - Eólica

Custos de Investimento



- Os custos para a microeólica apresentam a mesma progressão que os custos da tecnologia *OnShore*;
- Os custos fixos de operação e manutenção da microeólica são 3,5% do custo de investimento, como nas tecnologias *OnShore* (IEA Energy Technologies Perspectives, 2008 pag. 345)

Fonte: Ana Estanqueiro, Laboratório Nacional de Engenharia Civil (LNEG); Microeólica – Média entre a tecnologia T_Urban (LNEG) e I300 (Habiecológica).

Custos de operação e manutenção

[2010 2015 – 2050]		Fixos (€ ₂₀₀₀ /kW)	Variáveis (€ ₂₀₀₀ /GJ)
OnShore		20	-
OffShore	Monopiles	60	0,017
	Jackets	60	0,019
	Floating	60	0,022
Microeólica		89	0,022

Tecnologia - Eólica

Potencial nacional

Descrição tecnologia	Potencial energético nacional (sustentável) (GW de capacidade a instalar)			Fonte	Observações
	2020	2030	2050		
Wind Onshore	6,5	7	7,5	LNEG	(aumento de capacidade a partir de 2020 c/repowering tecnologia obsoleta)
Wind Offshore (nearshore, b<40 m)	0,5	2,5	2,5	LNEG	
Wind Offshore (deep offshore, b>40 m)	0,25	1,5	7,5	LNEG	Potencial sustentável 40 GW

Factores de Disponibilidade

	Dia	Noite	Pico	Dia	Noite	Pico
	Primavera			Verão		
OnShore	0.43	0.51	0.34	0.45	0.58	0.26
OffShore	0.22	0.26	0.17	0.23	0.29	0.13
	Outono			Inverno		
OnShore	0.60	0.63	0.61	0.58	0.66	0.65
OffShore	0.30	0.31	0.31	0.29	0.33	0.33

Tecnologia – Eólica [Informação adicional]

Parâmetro	Tecnologia	Valores	Observações
Custo de investimento (Todos os custos apresentados foram actualizados para euros de 2000)	Onshore	2010 – 1000 €/kW, 2015 – 900 €/kW 2020 – 850 €/kW, 2030 – 800 €/kW 2050 – 650 €/kW	LNEG. -Ana Estanqueiro, Junho 2010
	Monopiles	2015 – 2000 €/kW, 2020 – 1750 €/kW 2030 – 1500 €/kW, 2050 – 1000 €/kW	
	Jackets	2015 – 2500 €/kW, 2020 – 2250 €/kW 2030 – 2000 €/kW, 2050 – 1650 €/kW	
	Floating	2015 – 4000 €/kW, 2020 – 3500 €/kW 2030 – 3000 €/kW, 2050 – 2000 €/kW	
	Microeólica (€ ₂₀₀₀)	2010 – 2547 €/kW, 2015 – 2290 €/kW 2020 – 2164 €/kW, 2030 – 2037 €/kW 2050 – 1312 €/kW	Média entre os custos a tecnologia T_Urban(LNEG) ¹ e I300 (Habiecológica). A progressão dos custos é idêntica à eólica onshore.
Custos de operação e manutenção (€ ₂₀₀₀)	Onshore	[2010 – 2050] FixO&M - 20 €/kW VarO&M – 0 M €/PJ	LNEG. -Ana Estanqueiro, Junho 2010
	Offshore	[2010 – 2050] FixO&M - 60 €/kW VarO&M – 0,017 M€/PJ (Monopiles; 0,019 €/PJ (Jackets); 0,022 €/PJ (Floating)	LNEG. -Ana Estanqueiro, Junho 2010
	Microeólica	[2010 – 2050] 89 €/kW	3,5% do custo de investimento (IEA ETP2008 pag. 345)

¹Marujo, R., Simões, T., Estanqueiro, A., 2009 - Integration of renewable energy systems in buildings in the line of sustainable construction and energetic efficiency;

2 Tecnologias Genéricas



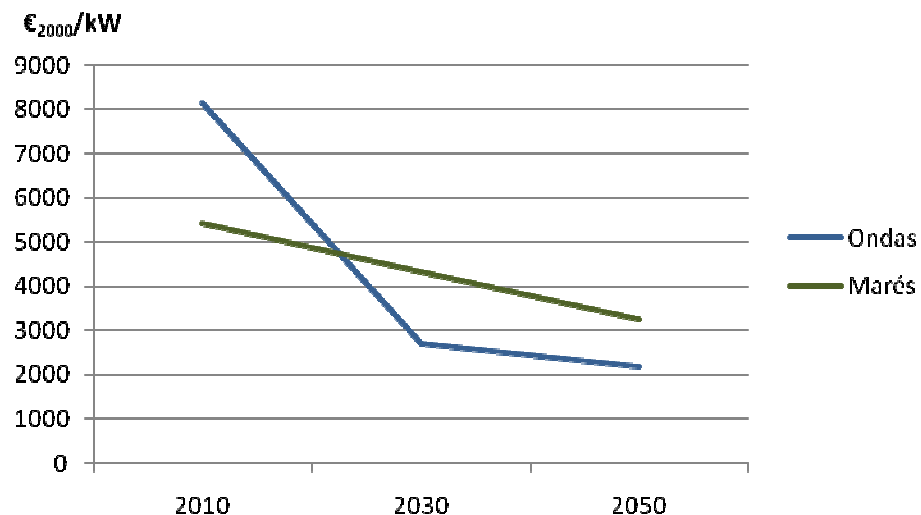
Ondas



Marés



Custos de Investimento



Fonte: IEA, Energy Technology Perspectives 2008 (pag. 400)

Os custos de operação e manutenção de ambas as tecnologias foram fornecidos por WavEC (Alex Raventos)

- Ondas: 4,44 €/GJ (variáveis)
- Marés: 80 €/kW (fixos)

Factores de Disponibilidade

	Dia	Noite	Pico	Dia	Noite	Pico
	Primavera			Verão		
Ondas	0.33	0.33	0.33	0.25	0.25	0.25
Marés	0.25	0.25	0.25	0.19	0.19	0.19
	Outono			Inverno		
	Dia	Noite	Pico	Dia	Noite	Pico
Ondas	0.34	0.34	0.34	0.29	0.29	0.29
Marés	0.26	0.26	0.26	0.22	0.22	0.22

Tecnologia - Oceânica

Informação adicional

Sector	Parâmetro	Tecnologia	Valores e Fonte de Informação	Stakeholders consultados
Energia Marítima	Custo de investimento (Todos os custos apresentados foram actualizados para euros de 2000)	Waves	IEA, ETP 2008 (pag.67) 2006 – 8133€/kW 2030 – 2711 €/kW 2050 – 2169 €/kW	Antonio Sarmento e Alex Raventos (WavEC – Wave Energy Center)
		Tidal	IEA, ETP 2008 (pag.67) 2006 – 5422 €/kW 2030 – 4338 €/kW 2050 – 3253 €/kW	
	Custos de operação e manutenção	Wave (não tem custos fixos)	[2006 – 2050] – 4,44 M€/PJ	
		Tidal (não tem custos variáveis)	[2006 – 2050] – 80 €/kW	

Potencial nacional

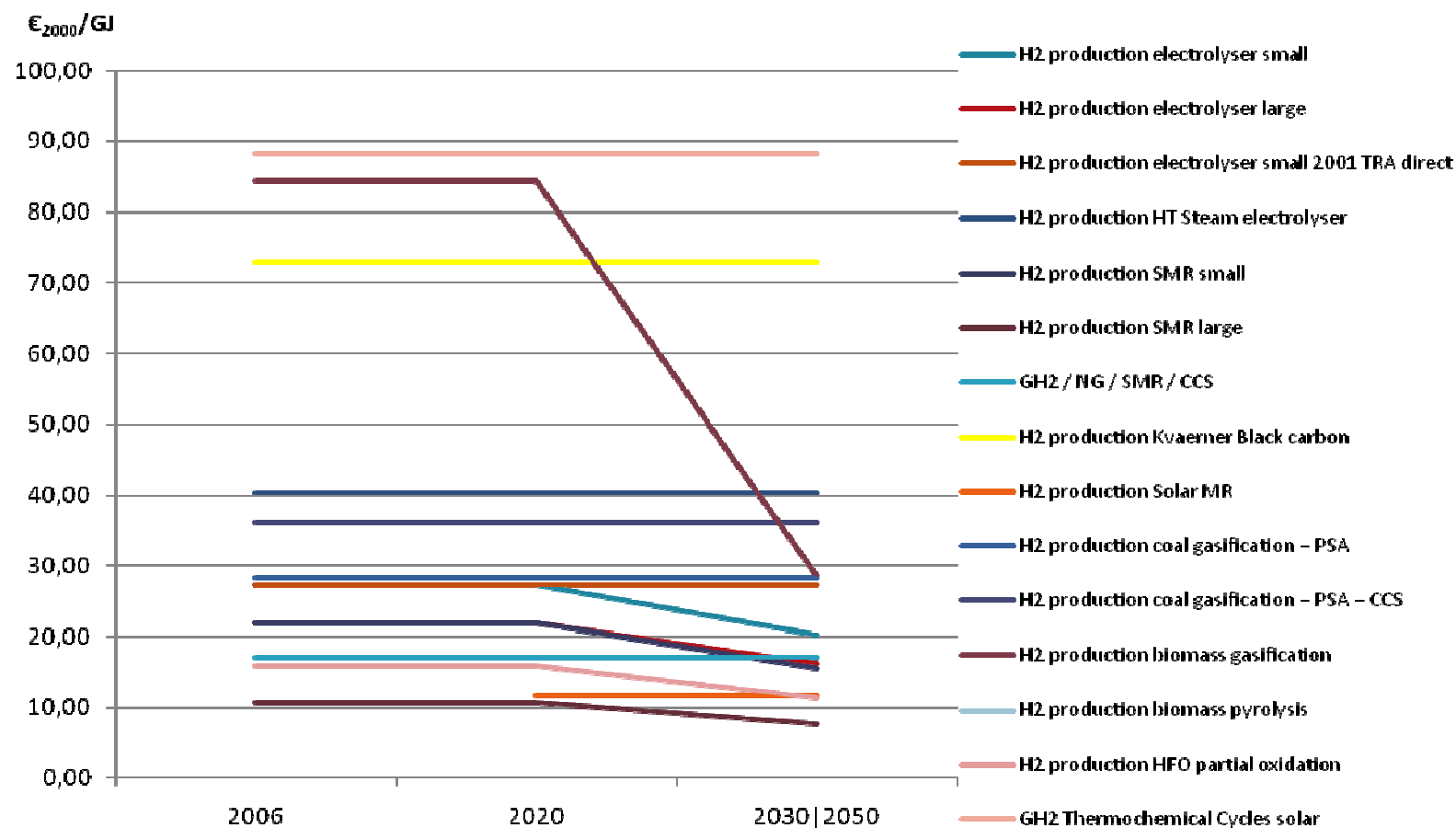
Descrição tecnologia	Potencial energético nacional (GW de capacidade instalada)			Fonte
	2020	2030	2050	
Ocean Power - Wave Energy Converter	0,3	5	7,7	Estimativa WavEC

Tecnologia – Hidrogénio [Produção]

Descrição tecnologia	Fonte de informação	Combustível	Eficiência (%)			Tempo de Vida (anos)	Ano a partir do qual está disponível no mercado	Factor de Utilização Anual
			2006	2020	2030			
H2 production electrolyser small	Cascade-Mints D1.1 Fuel cell technologies and Hydrogen production/Distribution options, DLR, September 2005	Electricidade	0,70	0,70	0,77	20	2006	0,9
H2 production electrolyser large	Cascade-Mints D1.1 Fuel cell technologies and Hydrogen production/Distribution options, DLR, September 2005	Electricidade	0,70	0,70	0,77	20	2006	0,9
H2 production electrolyser small 2001 TRA direct	Cascade-Mints D1.1 Fuel cell technologies and Hydrogen production/Distribution options, DLR, September 2005	Electricidade	0,70	0,70	0,70	20	2006	0,9
H2 production HT Steam electrolyser	Cascade-Mints D1.1 Fuel cell technologies and Hydrogen production/Distribution options, DLR, September 2005	Electricidade + Calor	0,79	0,79	0,79	20	2020	0,9
H2 production SMR small	Cascade-Mints D1.1 Fuel cell technologies and Hydrogen production/Distribution options, DLR, September 2005	Gás Natural	0,67	0,67	0,70	25	2006	0,8
H2 production SMR large	Cascade-Mints D1.1 Fuel cell technologies and Hydrogen production/Distribution options, DLR, September 2005	Gás Natural	0,74	0,74	0,78	25	2006	0,9
GH2 / NG / SMR / CCS	E3Spain	Gás Natural	0,73	0,73	0,73	25	2010	0,9
H2 production Kvaerner Black carbon	Cascade-Mints D1.1 Fuel cell technologies and Hydrogen production/Distribution options, DLR, September 2005	Gás Natural	0,48	0,48	0,48	20	2006	0,9
H2 production Solar MR	Cascade-Mints D1.1 Fuel cell technologies and Hydrogen production/Distribution options, DLR, September 2005	Gás Natural + solar		0,87	0,87	20	2030	0,2
H2 production coal gasification + PSA	Cascade-Mints D1.1 Fuel cell technologies and Hydrogen production/Distribution options, DLR, September 2005	Carvão	0,59	0,59	0,59	20	2010	0,9
H2 production coal gasification + PSA + CCS	Cascade-Mints D1.1 Fuel cell technologies and Hydrogen production/Distribution options, DLR, September 2005	Carvão	0,55	0,55	0,55	0	2020	0,9
H2 production biomass gasification	Cascade-Mints D1.1 Fuel cell technologies and Hydrogen production/Distribution options, DLR, September 2005	Electricidade + Biomassa	0,69	0,69	0,69	25	2006	0,8
H2 production biomass pyrolysis	Cascade-Mints D1.1 Fuel cell technologies and Hydrogen production/Distribution options, DLR, September 2005	Licor Negros			0,49	25	2030	0,9
H2 production HFO partial oxidation	Cascade-Mints D1.1 Fuel cell technologies and Hydrogen production/Distribution options, DLR, September 2005	Electricidade + OIL	0,73	0,73	0,73	25	2006	0,9
GH2 Thermochemical Cycles solar	E3 Spain	Solar	0,30	0,30	0,30	25	2030	0,3

Tecnologia – Hidrogénio

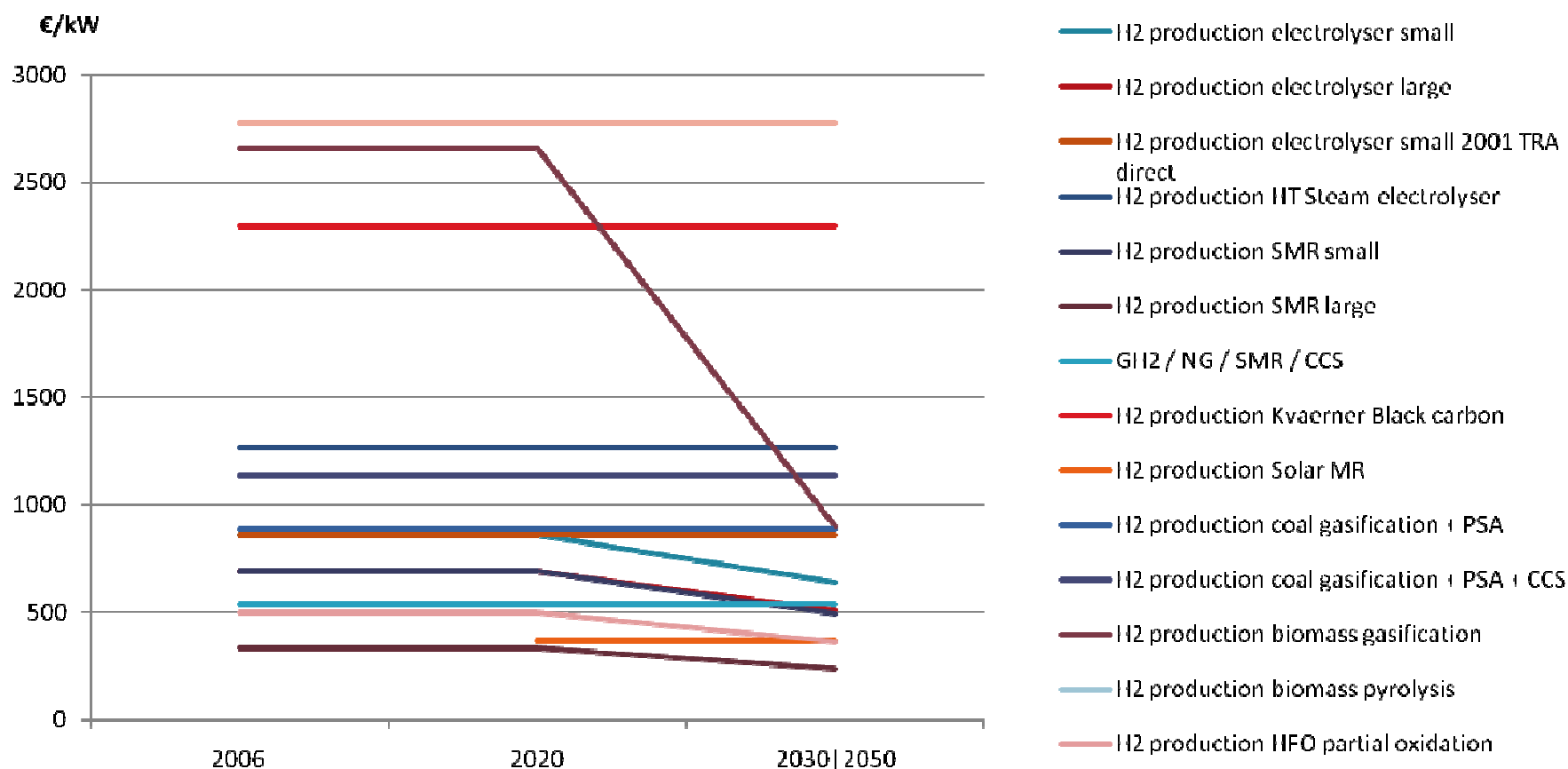
Custos de investimento – tecnologias de produção



SMR – Steam Metane Reforming; PSA – Pressure swing adsorption; CCS – Carbon Capture and Storage

Tecnologia – Hidrogénio

Custos de investimento – tecnologias de produção



SMR – Steam Metane Reforming; PSA – Pressure swing adsorption; CCS – Carbon Capture and Storage

Tecnologia – Hidrogénio [Uso Final]

Descrição tecnologia	Fonte de informação *	Energia	Custos Fixos de operação e manutenção (€2000/kW)			Custos de investimento (€2000/kW)			Ano a partir do qual a tecn. está disponível no mercado	Eficiência (%)			Tempo de vida (anos)	Factor de Utilização Anual
			2010	2020	2030 2050	2010	2020	2030 2050		2010	2020	2030 2050		
Fuel cell PEMFC w peak boiler 2.5 rural existing	EDEN - E3GERMANY	Electricidade + calor	630	630	630	7000	7000	7000	2006	0,80	0,80	0,80	8	0,57
Fuel cell PEMFC w peak boiler 2.5 rural existing	EDEN - E3GERMANY	Electricidade + calor		198	198		2200	2200	2020	0,80	0,80	0,80	8	0,57
Fuel cell PEMFC wout peak boiler 2.5 rural existing	EDEN - E3GERMANY	Electricidade + calor	70	70	70	1000	1000	1000	2006	1,01	1,01	1,01	8	0,57
MICRO CHP fuel cell Single Family 2.8 rural existing	EDEN - E3Spain	Electricidade + calor	174	174	174	1448	1448	1448	2010	0,83	0,83	0,83	20	0,52
Fuel cell PEMFC w peak boiler 50 apartment existing	EDEN - E3GERMANY	Electricidade + calor	394	394	394	5630	5630	5630	2006	1,01	1,01	1,01	8	0,57
Fuel cell PEMFC w peak boiler 50 apartment existing	EDEN - E3GERMANY	Electricidade + calor		54,6	54,6		780	780	2020	1,01	1,01	1,01	8	0,57
Fuel cell PEMFC wout peak boiler 50 apartment existing	EDEN - E3GERMANY	Electricidade + calor	50	50	50	500	500	500	2006	0,76	0,76	0,76	8	0,57

*Hydrogen Technologies EDEN using the E3 database for stationary H2 technologies for Italy and Germany filled in by the LBST consultancy company (Ludwig Bölkow System Technik www.lbst.de). Consultants for the EC and other companies, partners of the Hyways EU FP6 projects, among others

Tecnologia – Bombas de calor

Ar ambiente

(Air Source Heat Pump, ASHP)

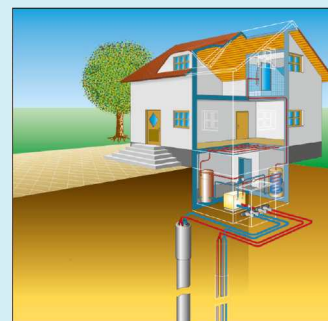
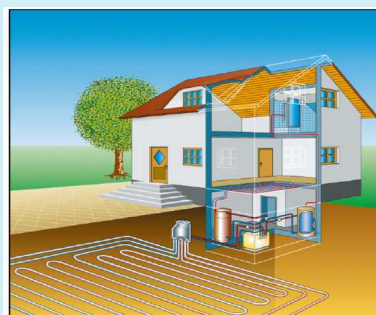


As tecnologias de ASHP existentes na base de dados TIMES_PT estão desagregadas por tipo de fonte de energia auxiliar;

Diferenciação também pelo energia útil produzida, i.e., a) só aquecimento de espaço;
b) Aquecimento + arrefecimento de espaço;
c) Arrefecimento de espaço;
d) Aquecimento de água;

Solo

(Ground Source Heat Pump, GSHP)



As tecnologias de GSHP existentes na base de dados TIMES_PT apenas têm como fonte de energia auxiliar electricidade. Não existe desagregação se a captura de energia do solo por vertical ou horizontal

Diferenciação pelo tipo energia útil produzida, i.e., a) só aquecimento de espaço;
b) Aquecimento + arrefecimento de espaço;

As bombas de calor tendo como fonte de calor a energia armazenada na água (**water source heat pump, WSHP**) não são consideradas na base de dados.

Tecnologia – Bombas de calor (ASHP)

Descrição	Fonte de energia auxiliar/ Fonte de calor	Energia útil	Custos Fixos de Operação e manutenção (€ ₂₀₀₀ /kW)	Custo de investimento (€ ₂₀₀₀ /kW)	Tempo de vida (anos)	Eficiência	Contribuição por fonte de Energia	Parte para Calor	Parte para Arrefecimento	Eficiência para Aquecimento	Eficiência para arrefecimento
ASHP w/electric boiler	Electricidade	Arrefecimento	5	600	20	0,9	0,3		0,6		
	Ar ambiente	Aquecimento					0,7	0,4			
ASHP w/electric boiler	Electricidade	Aquecimento	5	600	20	0,9	0,3				
	Ar ambiente	Aquecimento					0,7				
Advanced ASHP w/electric boiler	Electricidade	Aquecimento	5	1200	20	0,6	0,2				
	Ar ambiente	Aquecimento					0,8				
Advanced combined ASHP w/electric boiler	Electricidade	Arrefecimento	5	900	20	0,9	0,2		0,6		
	Ar ambiente	Aquecimento					0,8	0,4			
Combined Electric Heat Pump	Electricidade	Arrefecimento	20	679	13,5		0,3				0,9
	Ar ambiente	Aquecimento					0,7			0,9	
Combined Electric Heat Pump	Electricidade	Aquecimento	20	679	13,5	0,9	0,3				
	Ar ambiente	Aquecimento					0,7				
Advanced Electric Heat Pump	Electricidade	Aquecimento	20	1358	13,5	0,9	0,2				
	Ar ambiente	Aquecimento					0,8				
Advanced combined Electric Heat Pump	Electricidade	Arrefecimento	20	900	13,5		0,2				1
	Ar ambiente	Aquecimento					0,8			0,9	
Combined Natural gas Heat Pump	Gás natural	Arrefecimento	9	509	15,7		0,6				0,6
	Ar ambiente	Aquecimento					0,4			1	
Combined Natural gas Heat Pump	Gás natural	Aquecimento	9	509	15,7	0,9	0,6				
	Ar ambiente	Aquecimento					0,4				
Combined LPG Heat Pump	GPL	Arrefecimento	9	509	13,5		0,4				0,6
	Ar ambiente	Aquecimento					0,6			1	

Tecnologia – Bombas de calor (GSHP)

Descrição	Fonte de energia auxiliar/ Fonte de calor	Energia útil	Custos Fixos de Operação e manutenção €2000/kW	Custo de investimento €2000/kW	Tempo de vida (anos)	Eficiência	Contribuição por fonte de energia	Parte para Calor	Parte para Arrefecimento	Eficiência para fornecimento de calor
Ground heat pump with electric boiler	Electricidade	Aquecimento	10	700	20	0,9	0,25		0,6	
	Geotermia	Arrefecimento					0,75	0,4		
Ground heat pump with electric boiler	Electricidade	Aquecimento	10	700	20	0,9	0,75			
	Geotermia						0,25			
Combined Electric ground Heat Pump	Electricidade	Aquecimento	3,3	1350	27		0,20			0,8
	Geotermia	Arrefecimento					0,80			0,9
Combined Electric ground Heat Pump	Electricidade	Aquecimento	3,3	1350	27	0,9	0,20			
	Geotermia						0,80			

Tecnologia – Bombas de calor (ASHP e GSHP) aquecimento de água



Sector Residencial

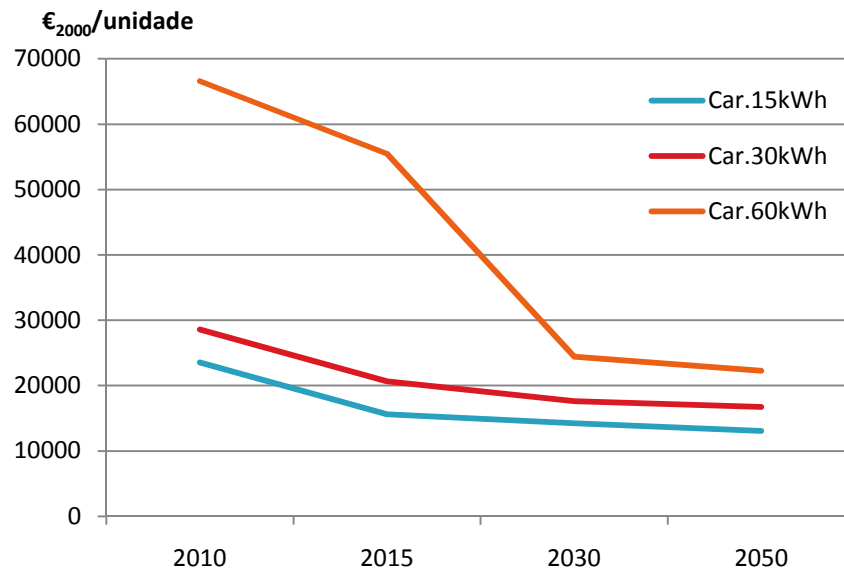
Descrição	Fonte de energia auxiliar/ Fonte de calor	Energia Útil	Custos Fixos de Operação e manutenção €2000/kW			Custo de investimento €2000/kW			Tempo de vida (anos)	Eficiência	Contribuição por fonte de energia		
			2005	2010	2020	2001	2010	2020			2005	2010	2020
Electric Heat Pump Water Heating	Electricidade	Aquecimento de água	37,0	33,0	29,0	1522	1508	1493	15	0,9	0,57	0,62	0,63
	Ar ambiente												

Sector Comercial

Descrição	Fonte de energia auxiliar/ Fonte de calor	Energia Útil	Custos Fixos de Operação e manutenção €2000/kW			Custo de investimento €2000/kW			Tempo de vida (anos)	Eficiência	Contribuição por fonte de energia	Parte para Calor	Parte para aquecimento de água	Eficiência para calor	Eficiência para aquecimento de água
			2005	2010	2020	2005	2010	2020							
Combined LPG heat pump LARGE	GPL	Aquecimento de água	7,8	7,8	7,8	600	600	600	13,5		0,56 (LE)	0,94	0,056	1,03 (LE)	0,52 (LE)
											0,58 (SE)				0,55 (SE)
	Ar ambiente	Aquecimento									0,44 (LE)				1,09 (SE)
Electric heat pump water heating LARGE	Electricidade	Aquecimento de água	13,2	11,3	9,5	1596	1591	1587	15	0,9	0,4211				
	Ar ambiente										0,5789				

Descrição do espaço: LE – Large Existing; SE – Small Existing

Custos de Investimento – veículos eléctricos



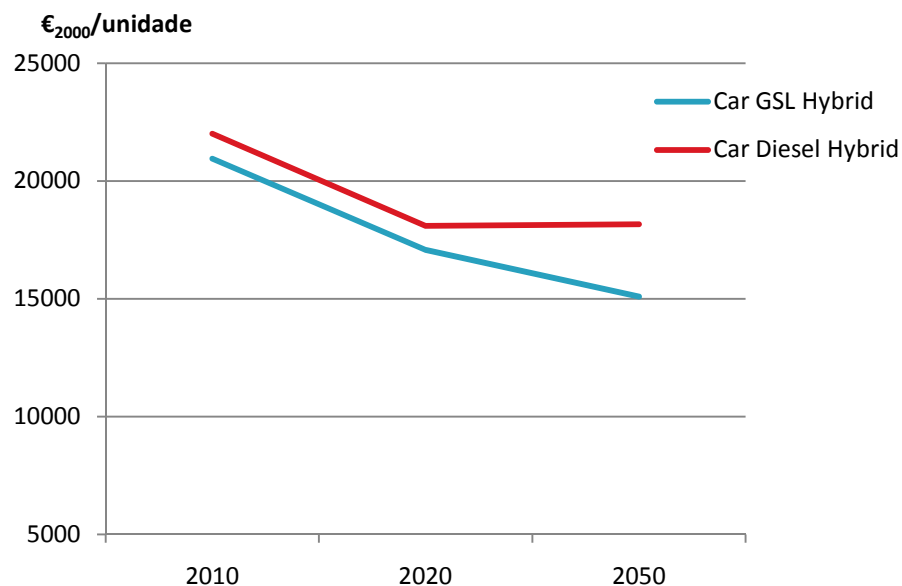
Fonte: ETCACC, 2009. ETC partner/ETC/EEA, 2009. “Environmental impacts and impact on the electricity market of a large scale introduction of electric cars in Europe - - Critical Review of Literature”. ETC partner/ETC/EEA. ETC/ACC Technical Paper 2009/4. July 2009. 169pp.

Os custo de investimento apresentados não incluem benefícios fiscais ou incentivos á aquisição deste tipo de veículos;

Os custo fixos de operação e manutenção para estes veículos são cerca de 1% do custo de investimento;

Motos eléctricas têm um custo de investimento e de operação e manutenção constante ao longo do tempo de 3250 €₂₀₀₀/unidade e 50 €₂₀₀₀/unidade

Custos de Investimento – veículos híbridos plug-in



Fonte: iTREN, 2008. iTREN-2030, 2008. “Overview on energy technologies and initial scenario on their diffusion into transport”. Deliverable D3. iTREN-2030, Integrated transport and energy baseline until 2030. Project No: TREN/07/FP6SSP/S07.68203/044260.

http://www.tmluven.be/project/itren2030/D3_energytechnologies.pdf

Custos de operação e manutenção (€2000/unidade)

	2010	2050
Car GSL Hybrid	419	302
Car Diesel Hybrid	440	363

Tecnologia – Mobilidade

Custos de Investimento

Veículo por tipo de combustível utilizado (€ ₂₀₀₀ /Unidade)	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Gasolina	10482	10179	9884	9396	9005	8629
Etanol	10861	10547	10242	9737	9331	8941
Híbrido gasolina	14223	14223	14223	14223	14223	14223
Gasolina híbrido PlugIn	20951	20951	17073	17073	17073	15091
Metanol	10861	10547	10242	9737	9331	8941
Diesel	11412	10571	10103	9701	9315	8944
GPL	11572	11238	10913	10374	9942	9527
Biodiesel	12426	12067	11718	11140	10675	10230
Diesel híbrido	16386					14983
Diesel híbrido PlugIn	21999	21999	18088	18088	18088	18156
GN	11034	10300	9615	8810	8073	7398
Fisher Tropes Diesel	13849	12827	12260	11772	11304	10854
Dimetil éter	13600	12933	12300	11124	10060	9098
Electricidade	23536	15609	15609	14249	14249	13948
Electricidade	28602	20674	20674	17638	17638	16719
Electricidade	66589	55491	30964	24416	24416	22260
Hidrogénio - combustão interna	29162	28382	26223	22385	19109	16312
Hidrogénio - combustão interna	29162	28382	26223	22385	19109	16312
Hidrogénio - Fuel Cell	63350					38700
Hidrogénio - Fuel Cell PlugIn		68675				38700
Metanol Fuel Cell	63350					63350

Eficiência

	Eficiência - Short Distance (MvKm/PJ)				Eficiência - Long Distance (MvKm/PJ)			
	2001	2005	2010	2050	2001	2005	2010	2050
Gasolina	266		309	377	367		426	520
Etanol	295		343	419	407		473	577
hibrido gasolina		355	412	528		367	426	547
Gasolina hibrido PlugIn			484	528			426	547
Metanol	295		343	419	407		473	577
Diesel	287		333	407	339		394	481
GPL	238		276	337	328		380	464
Biodisel	287		333	407	339		394	481
Diesel hibrido			444	622			394	551
Diesel hibrido PlugIn			508	622			394	551
GN	274		303	370	378		418	510
Fisher Tropes Diesel	287		317	387	339		375	457
Dimetil éter			2778	3565			2222	2852
Electricidade			2315	3267			1852	2614
Electricidade			1852	2852			1389	2139
Electricidade	287		317	387	339		375	457
Hidrogénio - combustão interna			314	383			433	529
Hidrogénio - combustão interna			314	383			433	529
Hidrogénio - Fuel Cell			578	809			804	1126
Hidrogénio - Fuel Cell PlugIn			661				804	
Metanol Fuel Cell			578	809			804	1126

Tecnologia – Mobilidade [Fontes de informação]



- Azar, et al. (2003) Global energy scenarios meeting stringent CO2 constraints- cost-effective fuel choices in the transportation sector,Energy Policy, 31(10), 961-976, ISSN: 0301-4215.
- Ecottraffic (2001) Systemeffektivitet för alternativa drivmedel. Auth.: Ahlvik, P. & Brandberg, Å. Vägverket publikation 2001:39, ISSN: 1401-9612.
- EPA (U.S. Environmental Protection Agency) (2000), Proposal for Cleaner Heavy-Duty Trucks and Buses and Cleaner Diesel Fuel - Fact Sheet.
- IEA (2001) Sustainable transport: New insights from the IEA's worldwide transit study. Auth.: Fulton, L.
- IEA/AFIS (1996b) Automotive fuels survey P.2 Distribution and use. Auth.: van Walwijk, M. Breda: Innas Bv., ISBN 992-407516-1.
- IPTS, (Institute for Prospective Technological Studies), transport data that for example were part of the POLES database.
- IVL (2001), Miljöfaktabok för bränslen. Auth: Uppenberg, et al. Stockholm: IVL Swedish Environmental Research Institute Ltd. IVL report B 1334B-2.
- Johansson, B. (1996) Transportation fuels from the Swedish biomass-environmental and cost aspects. Transportation Research Part D, Volume 1, Issue 1, 47-62, ISSN 1361-9209.
- Johansson, B. (1999) The economy of alternative fuels when including the cost of air pollution. Transportation Research Part D 4, 4(2), 91-108, ISSN 1361-9209.
- Johansson, B. & Åhman, M. (2002) A comparison of technologies for carbon-neutral passenger transport. Transportation Research Part D 4, 7(3), 175-196, ISSN 1361-9209.
- JRC, Concawe, Eucar (2003) Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context: Tank-to-Wheels report
- Larson (2000) Commercialization prospects for fuel cell buses. URL: <http://www.undp.org/gef/fuel-cell/ppt/session4/Larson.ppt>
- NESCCAF (2004) Reducing greenhouse gas emissions from light-duty motor vehicles. Northeast state center for clean air future.
- NTM - Nätverket för Transporter och Miljön (The Network for Transport and Environment), www.ntm.a.se
- TREMOVE-database, <http://www.tremove.org/download/index.htm>