

# CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CO<sub>2</sub> EM PORTUGAL

---

## UMA PONTE PARA UMA ECONOMIA DE BAIXO CARBONO



## Agradecimentos

Esta publicação foi elaborada pelos parceiros do projeto *Perspetivas para a Captura e Sequestro de CO<sub>2</sub> em Portugal* para iniciar o debate em Portugal sobre o papel da tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CAC) no país. O presente relatório representa o trabalho de um ano. Os parceiros do projeto gostariam de agradecer ao Global CCS Institute pela sua contribuição financeira e técnica, à Agência Portuguesa do Ambiente e à Direcção-Geral de Energia e Geologia do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, bem como, a todos os agentes nacionais que participaram nos workshops do projeto e responderam aos questionários. Todos os pontos de vista apresentados nesta publicação são da exclusiva responsabilidade dos seus autores.

Esta publicação foi possível através do financiamento do Global CCS Institute, com o intuito de ampliar a discussão sobre CAC como uma opção chave na mitigação das alterações climáticas. As opiniões contidas nesta publicação não representam necessariamente as do Global CCS Institute ou seus membros. O Global CCS Institute não garante a confiabilidade, exatidão ou integridade das informações contidas nesta publicação e, até ao limite máximo permitido por lei, não aceita qualquer responsabilidade decorrente de qualquer forma (inclusive por negligência) de uso ou dependência da informação contida nesta publicação.

### Autores:

Júlia Seixas, Patrícia Fortes, Luís Dias, CENSE, FCT/Universidade Nova de Lisboa

Júlio Carneiro, Paulo Mesquita, CGE, Universidade de Évora

Dulce Boavida, Ricardo Aguiar, Laboratório Nacional de Energia e Geologia

Ferreira Marques, Vítor Fernandes, REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Jonas Helseth, Joanna Ciesielska, Keith Whiriskey, Bellona Foundation

ISBN: 978-972-8893-35-4

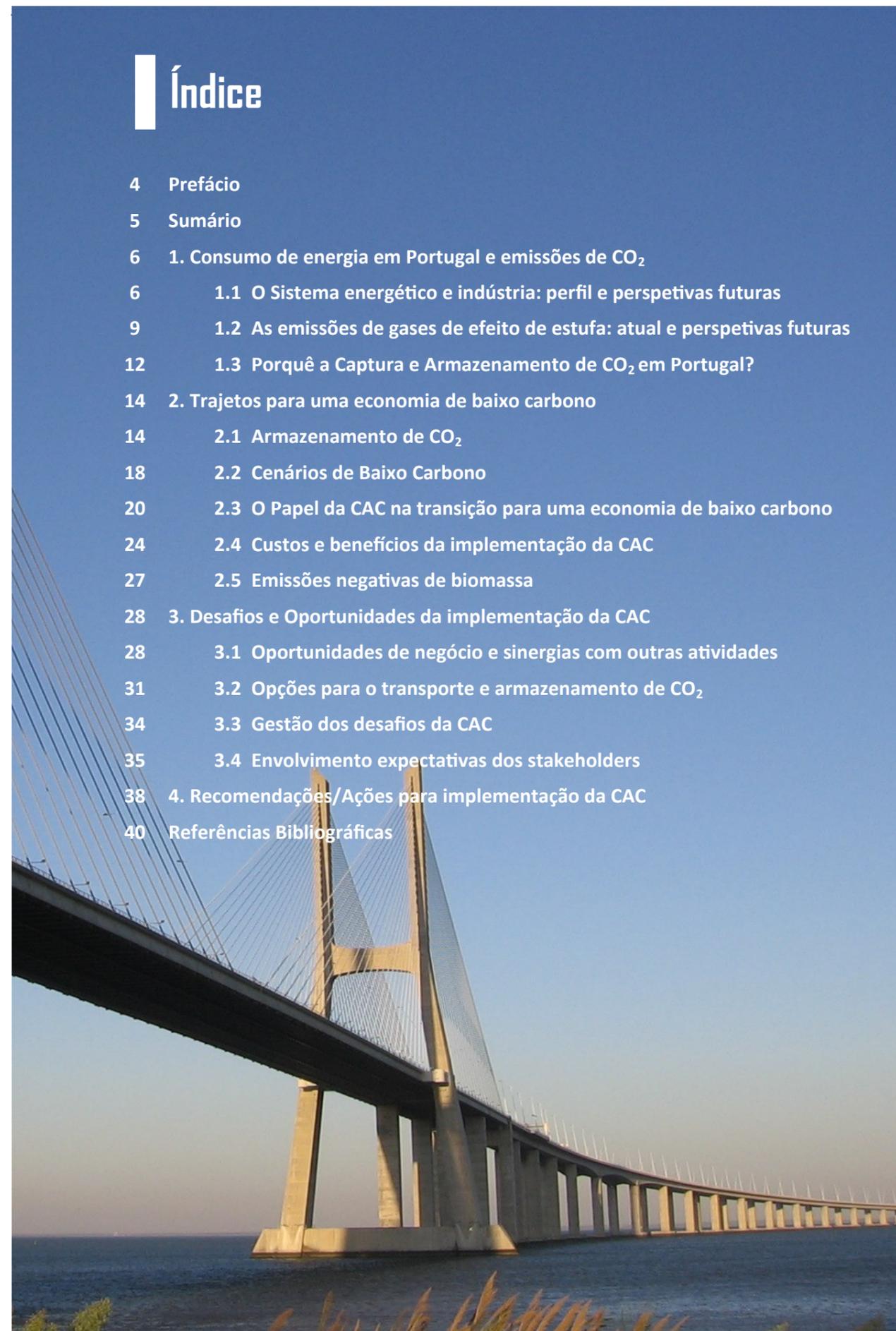
© Universidade Nova de Lisboa. Faculdade de Ciências e Tecnologia, Lisboa, 2015.

Todos os direitos reservados. Os utilizadores podem descarregar, imprimir e copiar excertos desta publicação para uso não comercial. Partes deste relatório não podem ser reproduzidas sem citar a publicação total. Uso comercial desta publicação não é permitido.

Todas as imagens apresentadas são royal free de <http://www.freeimages.com/>

S U P P O R T E D B Y

Projeto de I&D parcialmente financiado por:



# Índice

4	Prefácio
5	Sumário
6	1. Consumo de energia em Portugal e emissões de CO <sub>2</sub>
6	1.1 O Sistema energético e indústria: perfil e perspetivas futuras
9	1.2 As emissões de gases de efeito de estufa: atual e perspetivas futuras
12	1.3 Porquê a Captura e Armazenamento de CO <sub>2</sub> em Portugal?
14	2. Trajetos para uma economia de baixo carbono
14	2.1 Armazenamento de CO <sub>2</sub>
18	2.2 Cenários de Baixo Carbono
20	2.3 O Papel da CAC na transição para uma economia de baixo carbono
24	2.4 Custos e benefícios da implementação da CAC
27	2.5 Emissões negativas de biomassa
28	3. Desafios e Oportunidades da implementação da CAC
28	3.1 Oportunidades de negócio e sinergias com outras atividades
31	3.2 Opções para o transporte e armazenamento de CO <sub>2</sub>
34	3.3 Gestão dos desafios da CAC
35	3.4 Envolvimento expectativas dos stakeholders
38	4. Recomendações/Ações para implementação da CAC
40	Referências Bibliográficas

## Prefácio

As atuais projeções indicam que são necessários esforços adicionais para atingir os objetivos de mitigação acordados para 2030 bem como a ambição de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa da UE em 80 a 95% em 2050, face a 1990, sendo este o objetivo necessário a longo prazo para descarbonizar o sistema energético e industrial Europeu consentâneo com uma trajetória de estabilização climática do Planeta. Este estudo mostra como as tecnologias de baixo carbono contribuem para atingir metas de redução em Portugal até 2050, considerando diferentes cenários. A geração de eletricidade por fontes renováveis, a par com o potencial de eficiência energética, surge progressivamente custo-eficaz, enquanto a indústria intensiva deve considerar a tecnologia de captura e armazenamento de CO<sub>2</sub>, sobretudo para os processos industriais. Quanto mais cedo as empresas e organismos de política pública identificarem as necessidades e oportunidades associadas à cadeia de valor da captura, transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub>, considerando a atual incerteza, maior será a probabilidade de evitar perdas competitivas na evolução de Portugal para uma economia de baixo carbono.

Júlia Seixas

Lisboa, Fevereiro 2015

Coordenadora científica do projeto CCS –PT

## Sumário

Com o objetivo de combater as alterações climáticas, diversas regiões e países têm vindo a estabelecer metas de mitigação e políticas e medidas de redução de emissões de gases com efeito de estufa (GEE), a maior parte relacionadas com os sectores de oferta de energia, transportes e indústria. A União Europeia (UE) definiu uma redução de 40% nas emissões de GEE em 2030, em relação aos níveis de 1990, e tem apontado uma redução de 80% em 2050, por forma a evoluir-se para uma economia de baixo carbono. Este caminho requer um diversificado portfolio de tecnologias, onde se inclui a captura e armazenamento de carbono (CAC). O presente relatório avalia o papel que a tecnologia de CAC poderá desempenhar no sistema energético e industrial Português para atingir reduções significativas de emissões de GEE. São analisadas as condições que determinam o seu custo-eficácia, e os riscos e benefícios adicionais.

Os resultados demonstram que, num cenário de elevado crescimento económico e com uma meta de redução de emissões de 80%, a tecnologia de CAC é custo-eficaz já em 2030, e é responsável pela captura de mais de 20% do total de GEE gerado em 2050 comparativamente ao cenário de referência. O setor electroprodutor e a indústria cimenteira são os únicos setores nos quais a tecnologia de captura de CO<sub>2</sub> é considerada, sendo o armazenamento *onshore* do CO<sub>2</sub> a melhor opção.

Em todos os cenários de mitigação modelados, a CAC surge de forma significativa no setor dos cimentos. Dada a disponibilidade de renováveis para a produção de eletricidade em Portugal, o desenvolvimento da CAC neste setor é baixo e varia significativamente com o cenário que se considere. Num cenário de alto desenvolvimento económico e com um objetivo de redução de -80%, a CAC no setor electroprodutor surge apenas, de forma significativa, em 2050. Sob um objetivo mais modesto (i.e. -60% em 2050) e com preços elevados de energia fóssil, a quantidade de CO<sub>2</sub> capturado naquele setor é negligenciável (e.g. figure 11).

A diferença no custo total do sistema energético (incluindo a oferta e procura de energia) entre os cenários com e sem CAC, indica que, a longo prazo, os ganhos superam os custos. Quanto maior a necessidade de redução, mais significativos são os benefícios económicos da CAC, revelando que tecnologias alternativas de mitigação podem ser mais dispendiosas. Sob um mesmo cenário de mitigação, por exemplo, o preço de produção de eletricidade em 2050 sem a disponibilidade de CAC poderá ser significativamente superior (mais de três vezes) do que num cenário em que a tecnologia está disponível.

# 1.

## Consumo de energia em Portugal e emissões de CO<sub>2</sub>

*A procura de energia final e as emissões de gases com efeito de estufa em Portugal aumentaram cerca de 30% e 15%, respetivamente, desde 1990.*

### 1.1 O Sistema energético e indústria: perfil e perspetivas futuras

Portugal tem passado por transformações sociais e económicas profundas, que se têm refletido no sistema energético. Após um período de crescimento significativo na década de 1990, o consumo de energia tem crescido de forma mais modesta na década de 2000, tendo-se atingido um pico em 2005 (Figura 1), acompanhando o desenvolvimento económico. Após este período, o consumo de energia teve um declínio acentuado, associado a um aumento da eficiência energética e, mais recentemente, à crise económica.

Portugal é tradicionalmente fortemente dependente de energia importada, o que tem motivado a diversificação do seu perfil energético. Em 2012, as fontes de energia renovável (FER) (principalmente biomassa, hídrica e eólica) foram responsáveis por 21% do total de energia primária (Figura 1), em comparação com 18% em 1990. Embora represente uma das percentagens mais elevadas de FER nos estados membros da UE, a dependência energética portuguesa (71,5% em 2013) é muito acima da média da UE28 (53%), tornando o país altamente exposto à volatilidade dos mercados mundiais de energia. De facto, os combustíveis fósseis contabilizam 76% do total de procura de energia primária (Figura 1). O petróleo mantém-se como a maior fonte de energia, fornecendo 44% da energia primária, enquanto o gás natural e o carvão fornecem 18% e 14%, respetivamente. A última década assistiu a um crescimento no investimento na capacidade instalada de energia renovável, principalmente eólica, estimulado por programas nacionais de apoio (ex. tarifas *feed-in*). Atualmente a capacidade instalada de FER para produção de eletricidade representa 54% do total (Figura 2), refletindo-se naturalmente na produção nacional de

eletricidade (Figura 3). Em 2006, um ano hidrológico médio, a eletricidade gerada a partir de FER foi 34% do total, enquanto em 2012, um ano hidrológico húmido, foi de 44%. O sistema electroprodutor é altamente dependente nas condições hidrológicas e por conseguinte da contribuição da hídrica (ex. em 2010, um ano hidrológico húmido, as FER atingiram 54% do total de produção de eletricidade nacional), embora a entrada da eólica tenha vindo a atenuar este efeito sazonal. Em qualquer caso, importa referir que, num ano hidrológico húmido, a produção doméstica pode suportar até 95% do consumo de eletricidade (eg. 2010), enquanto num ano seco (eg. 2012) as importações líquidas de eletricidade podem atingir 20% da procura. A disponibilidade das FER e as projeções sobre os impactos esperados das alterações climáticas no sul da Europa (e.g. diminuição dos fluxos anuais de água em 40%, IPCC, 2013) pode tornar o sector electroprodutor vulnerável a condições meteorológicas.

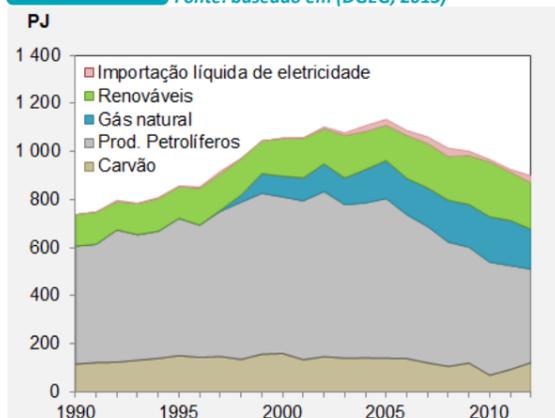
O fecho das duas únicas centrais termoelétricas a carvão, reduzindo a geração térmica, e as restrições atuais relacionadas com a ligação do mercado ibérico de eletricidade com o resto da Europa, faz do planeamento nacional da oferta de eletricidade uma questão muito sensível.

Em 2012, o consumo total de energia final foi 30% superior ao registado em 1990. A figura 4 apresenta uma visão global do sistema energético nacional em 2012, e os respetivos fluxos. Os transportes são o sector com maior quota no consumo total de energia final, representando 36%, enquanto a indústria e os outros sectores (residencial, serviços e agricultura) consomem cerca de 32% do total. Durante a última década, a participação do sector dos transportes tem-se mantido relativamente estável, enquanto a representatividade da indústria tem diminuído, a um ritmo de 2% por ano.



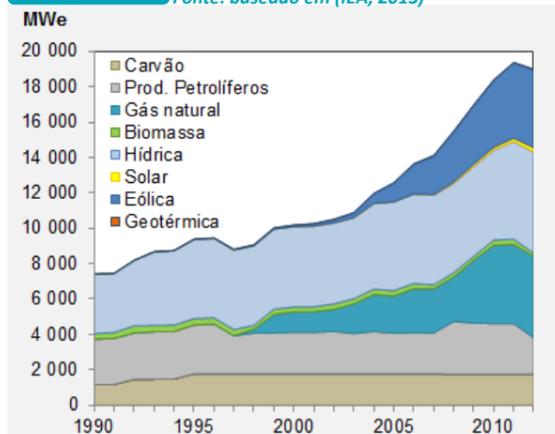
**FIGURA 1** Consumo de energia primária.

Fonte: baseado em (DGEG, 2013)



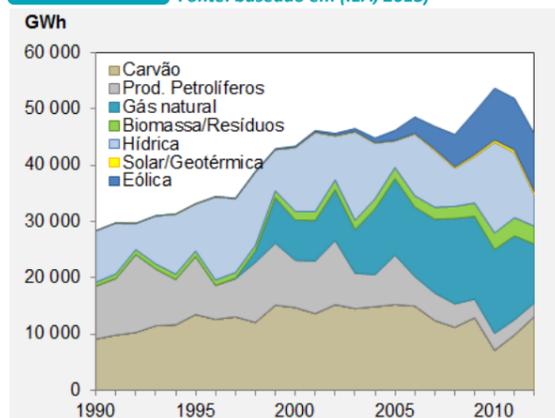
**FIGURA 2** Capacidade instalada

Fonte: baseado em (IEA, 2013)



**FIGURA 3** Produção de eletricidade

Fonte: baseado em (IEA, 2013)



Os derivados de petróleo representam 48% do consumo total de energia final, seguindo-se a eletricidade (26%) e o gás natural (10%). A política energética nacional (Conselho de Ministros, 2011) tem como objetivo fortalecer a competitividade do setor energético, promovendo a sustentabilidade económica e social. Em geral, os objetivos da política energética nacional são sustentados pelo quadro político da EU, nomeadamente em termos de consumo de FER (diretiva 2009/28/CE) e de eficiência energética (diretiva 2012/27/UE).

A política energética Portuguesa é atualmente suportada por dois documentos de planeamento: i) Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) e o ii) Plano Nacional para a Eficiência Energética (PNAEE) (RCM 20/2013), no qual estabelece o quadro de medidas, linhas de ação e compromissos nacionais no uso de energia de fontes renováveis e eficiência energética, respetivamente.

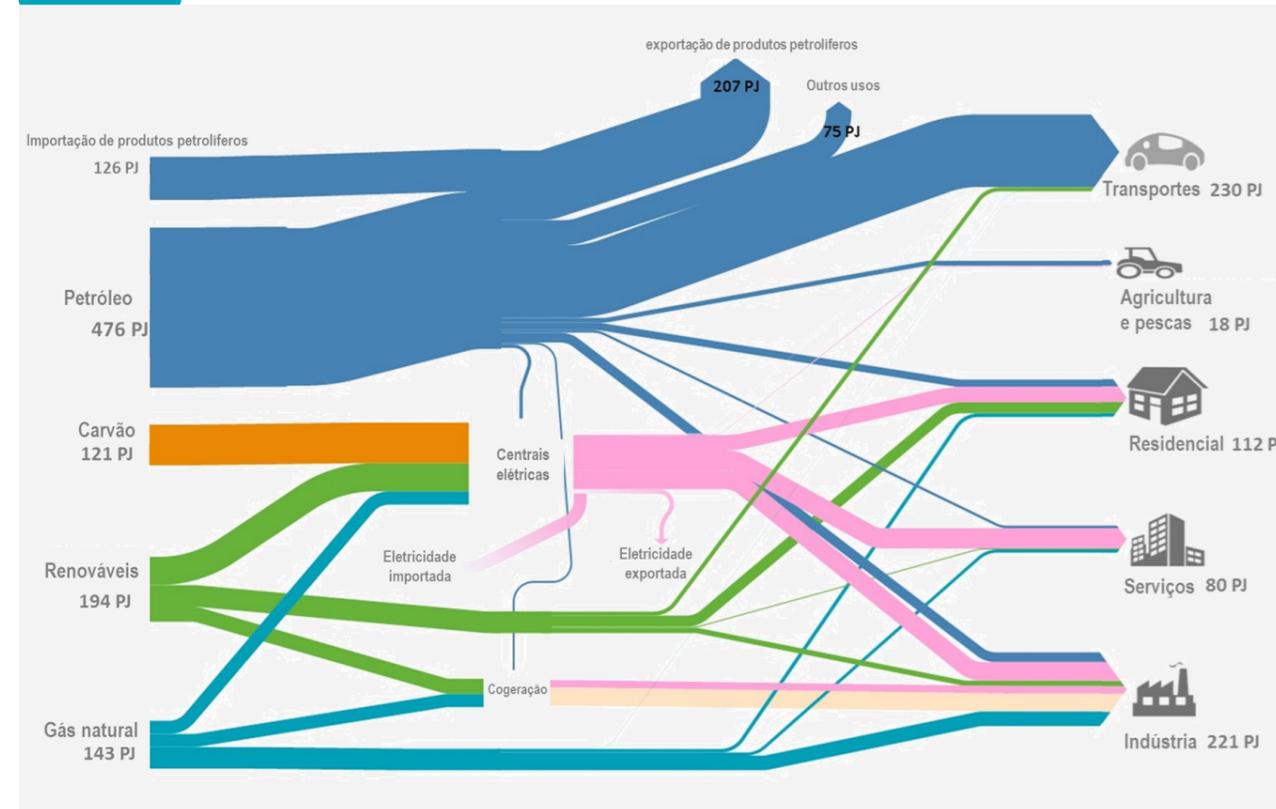
O PNAER tem como meta atingir 31% do consumo bruto de RES em 2020, com os seguintes objetivos setoriais: 49.6% de eletricidade renovável (FER-E), 33.6% de consumo de energia renovável para aquecimento e arrefecimento (FER-A&A) e 11.5% de energia renovável nos transportes (FER-T), correspondendo a um consumo de energia final total bruto de FER de 37%, no cenário de referência. Adicionalmente, o cenário de eficiência energética define uma meta mais ambiciosa de 34.5%, desagregado em: 59.6% de FER-E, 35.9% de FER-A&A e 11.3% de FER-T (RCM 20/2013).

O PNAEE refere duas metas para 2020: 25% de poupança no consumo de energia primária, em comparação com as projeções derivadas do modelo PRIMES em 2007, e uma poupança específica de 30% para a administração pública, relacionada com consumo corrente em edifícios públicos e infraestruturas.

As FER irão ter um papel chave na transição para um sistema energético competitivo, seguro e sustentável. Os objetivos de política Europeia para 2030 estabelece um objetivo global para o consumo bruto de energia renovável para, pelo menos, 27%. Considerando o elevado potencial de FER e a agenda ambiciosa da atual política pública, é expectável que Portugal se torne um estado membro líder na exportação de eletricidade produzida por fontes renováveis com o aumento das interligações de eletricidade de península ibérica com o restante território europeu.

*“Portugal é muito dependente de energia importada, uma das motivações do investimento na diversificação do seu perfil energético.”*

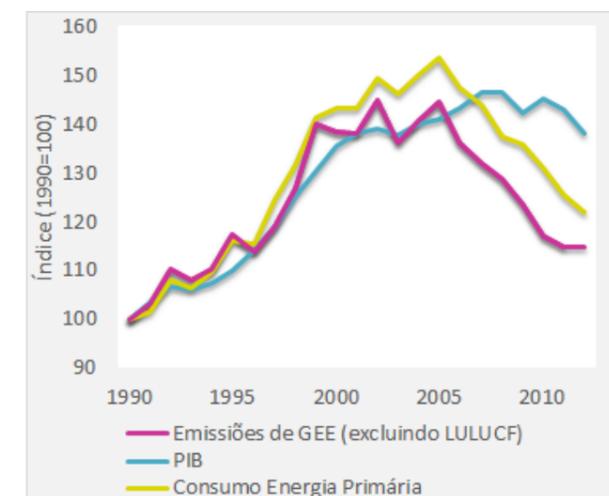
**FIGURA 4** Sistema energético Português 2012



## 1.2 As emissões de gases de efeito de estufa: atual e perspetivas futuras

O aumento do consumo de FER e a melhoria na eficiência energética, principalmente nos sectores incluídos no CELE, bem como a redução do consumo energético devido à crise económica após 2009 parecem estar a induzir a dissociação entre as emissões de GEE e o PIB. Em 2012, as emissões nacionais de GEE representavam 115% das verificadas em 1990 (Figura 5) (excluindo as emissões de uso do solo e alteração do uso do solo e florestas (LULUCF na sigla em inglês)). O declínio registado após 2005 (sensivelmente 5% por ano) não foi suficiente para ultrapassar a subida acentuada nas emissões de GEE nos anos anteriores, particularmente até ao final dos anos 1990. Apesar disto, em 2012 as emissões nacionais de GEE per capita estiveram abaixo da média da EU28, 6,5 t CO<sub>2</sub>e/hab. e 9,0 t CO<sub>2</sub>e/hab. respetivamente. A maioria das emissões nacionais de GEE têm como origem a energia e os processos industriais, que representam, em conjunto, 77% do total de emissões (excluindo LULUCF) em Portugal em 2012.

**FIGURA 5** Emissões nacionais de GEE (excl. LULUCF), PIB e consumo de energia primária. Fonte: Baseado em (APA, 2013)



As emissões associadas à energia (i.e. emissões de combustão) e a processos industriais são responsáveis pela quase totalidade do CO<sub>2</sub> emitido. A produção de eletricidade e o sector da refinação representam 35% e, com valor semelhante (34%), os transportes. A indústria emite 22% do total de emissões de CO<sub>2</sub> e, destes, 31% são geradas pelos processos industriais, principalmente na produção de cimento (Figura 6).

As duas principais fontes de emissões nacionais de CO<sub>2</sub> são as centrais termoelétricas a carvão de Sines e Pego, representando conjuntamente 22% do total nacional de emissões de CO<sub>2</sub> em 2012.

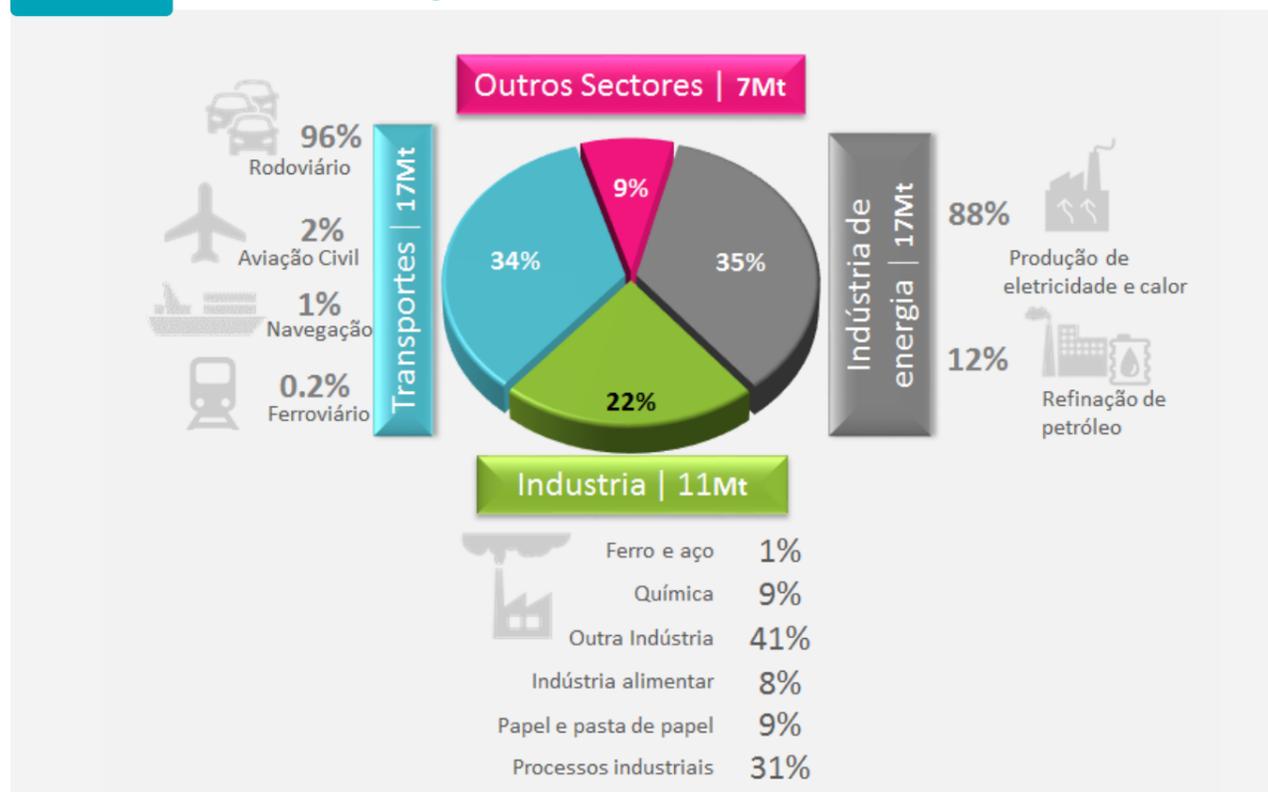
Portugal não possui indústria pesada significativa, razão pela qual, as emissões industriais de CO<sub>2</sub> são relativamente baixas, geradas sobretudo pela refinação (refinaria de Sines e Matosinhos) e produção de cimento (seis unidades de duas empresas, Secil e Cimpor).

A política energética e climática nacional é desenhada, desenvolvida e implementada pelo Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, sobretudo

no que se refere aos setores não abrangidos pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), sobre os quais Portugal está legalmente comprometido na limitação do aumento das emissões de GEE em +1% até 2020, em comparação com os valores registados em 2005 (EC, 2009). As emissões de GEE geradas nos setores energeticamente intensivos (por exemplo, setor elétrico, refinação e cimento) estão reguladas pelo CELE.

Assumindo a continuidade das políticas climáticas e de energia para além de 2020 (e.g. mínimo de 31% de FER e +1% de emissões de GEE fora do CELE) e a evolução expectável do preço das licenças de CO<sub>2</sub><sup>1</sup>, é expectável que as emissões nacionais de GEE decresçam entre 37% e 29% (crescimento económico alto e baixo, respetivamente) em 2030, e entre 41% e 28% em 2050, comparando com os valores de 1990. Estas emissões, que constituem o cenário de referência do presente estudo, foram estimadas para avaliar a evolução do sistema nacional na ausência de políticas e medidas adicionais de mitigação. A redução, devida maioritariamente à eficiência energética e ao encerramento das duas centrais termoelétricas a carvão entre 2020 e 2030<sup>2</sup>, não cumpre as metas europeias de mitigação de GEE de -40% em 2030 (EU 2030 framework) e -80% em 2050.

FIGURA 6 Emissões de CO<sub>2</sub> de energia e da indústria em 2012. Fonte: Baseado em (APA, 2013)



<sup>1</sup>De acordo com o cenário de referência do relatório - EU Energy, Transport and GHG emissions trends to 2050 (EC, 2014), o preço de CO<sub>2</sub> no CELE irá variar entre os 5 €/t<sub>2010</sub> atuais até 35€/t<sub>2010</sub> em 2030 e 100 €/t<sub>2010</sub> em 2050.

<sup>2</sup>Embora o PNAER defina o encerramento da central termoelétrica a carvão de Sines em 2017 e a do Pego em 2012, neste estudo assumiu-se o adiamento para 2020 e 2025, seguindo perspetivas mais recentes dos stakeholders.

FIGURA 7 Principais fontes de emissão de GEE em Portugal (Quadrados com maior dimensão e caracteres azuis associados às fontes com emissões mais elevadas)



TABELA 1 Emissões de CO<sub>2</sub> (Gg) das principais fontes de emissão selecionadas em 2010, 2011 e 2012 (EEA, 2014)

Sector	Nome da unidade	2010	2011	2012
Setor electroprodutor	Sines central termoelétrica a carvão	4 438.2	6 251.6	7 785.6
Setor electroprodutor	Pego central termoelétrica a carvão	1 619.5	2 137.0	3 188.2
Setor electroprodutor	Tapada do Outeiro CCGT	1 886.3	1 735.0	1 007.9
Refinação	Sines refinaria	2 050.7	1 769.2	1 899.8
Cimento	Cimpor - Centro de Produção de Alhandra	1 321.2	966.9	893.9
Setor electroprodutor	Ribatejo CCGT	1 167.3	426.6	95.5
Cimento	Souselas	1 384.6	1 212.4	1 033.3
Cimento	SECIL - Outão	1 296.4	1 209.8	999.0
Refinação	Porto refinaria	781.4	843.0	822.2
Cimento	Maceira-Liz	628.4	565.2	462.3
Cimento	Centro de Produção de Loulé	342.0	169.9	316.7
Cimento	Cibra-Pataias	390.8	321.4	271.2
Setor electroprodutor	Lares CCGT	1 160.4	1 164.9	521.8
Setor electroprodutor	Pego CCGT	229.4	596.1	567.5

### 1.3 Porquê a Captura e Armazenamento de CO<sub>2</sub> em Portugal?

É reconhecido que o aquecimento global do Planeta ameaça a prosperidade, a saúde e a segurança de todas as nações e população, e os efeitos nefastos das alterações climáticas irão afetar as gerações futuras. A redução do impacto das alterações climáticas requer a implementação de estratégias de redução de GEE, responsáveis pela alteração da composição da atmosfera e do sistema climático.

O painel intergovernamental para as alterações climáticas, em inglês— *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), referiu que as emissões de GEE devem ser reduzidas em 80% e 95% até 2050 (IPCC, 2013) para se atingir a estabilização do sistema climático até ao final do século 21. Por forma a atingir reduções ambiciosas de GEE, a EU

definiu metas de mitigação de longo prazo, suportadas por um conjunto de cenários no âmbito do Roteiro da transição para uma economia de baixo carbono— *Roadmap for moving to a Baixo-carbon economy in 2050* (EC, 2011a) - e do Roteiro para a energia (EC, 2011b).

Como referido anteriormente (secção 1.2), a expectável redução das emissões de CO<sub>2</sub> num cenário de continuidade de políticas energéticas e de mitigação (cenário de *Referência*) não será suficiente para uma descarbonização significativa da economia Portuguesa até 2050, claramente distanciando Portugal do objetivo da EU da redução de 80% de GEE.

A captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> (CAC) tem sido reconhecida como parte necessária da solução para a mitigação de GEE a nível global e europeu. Esta tecnologia permite uma redução radical das emissões de CO<sub>2</sub> de grandes fontes de emissão, como centrais termoelétricas a carvão ou gás natural, ou processos industriais.

O Roteiro Nacional de Baixo Carbono para 2050 (APA, 2012) lançado em Julho de 2012, apontou no portfolio de soluções custo eficazes para a mitigação de GEE em Portugal a adoção da CAC em algumas centrais termoelétricas e indústrias. Resultados mais recentes do projeto EU-FP7 COMET evidenciaram que a CAC pode ter um papel importante na redução de emissão de GEE, mesmo num cenário moderado de objetivos climáticos (40% de redução em 2050, quando comparado com os níveis emitidos em 1990).

Além disso, o plano de implementação em Portugal do SET-PLAN (JRC, 2011) definiu atividades prioritárias incluindo ações facilitadoras para a implementação da tecnologia de CAC. Contudo, requisitos básicos para a discussão da relevância da tecnologia de CAC em Portugal, como a caracterização das fontes de emissão estacionárias, análise da capacidade de armazenamento, avaliação custo-eficácia

da tecnologia sob diferentes condições e a identificação das questões regulamentares, merecem ser estudados.

A implementação da CAC requer ações para estabelecer a infraestrutura necessária em tempo útil (GCCSI, 2011), nomeadamente a construção e implementação da rede de transporte, e a análise e avaliação dos reservatórios para armazenamento para a eliminação e a gestão das incertezas e riscos ao longo do tempo, para além naturalmente da instalação da melhor tecnologia de captura. É necessário abordar as ações necessárias para enfrentar com sucesso estes aspetos da CAC, incluindo o envolvimento de *stakeholders*, aceitação pública, desenvolvimento tecnológico, questões financeiras e organizacionais, a fim de superar as barreiras e utilizar as sinergias e oportunidades para impulsionar a implementação da CAC. Esta publicação contribui para suportar, tecnicamente, o debate nacional sobre esta tecnologia e tornar-se o ponto de partida para a consideração de um Roteiro de CAC em Portugal.



“CAC — Captura e Sequestro de CO<sub>2</sub> — é a tecnologia concebida para a redução das emissões de CO<sub>2</sub>. É aplicável a grandes fabricas e centrais termoelétricas a combustíveis fosseis para reduzir significativamente as emissões prejudiciais de CO<sub>2</sub>. Com a CAC o CO<sub>2</sub> é removido do gás de combustão que sai das fábricas e centrais termoelétricas. O CO<sub>2</sub> é então injetado em profundidade no solo, em vez de ser libertado na atmosfera como acontece atualmente.”

## Trajetos para uma economia de baixo carbono

*Cenários são visões alternativas sobre futuros possíveis. Permitem explorar e gerir incertezas e desafios.*

É a cada vez mais reconhecido que o percurso para uma economia de baixo carbono é um pilar vital da sustentabilidade e da competitividade estrutural das economias. Assumindo que Portugal ambiciona permanecer no trajeto para uma economia de baixo carbono, é fundamental identificar as opções custo-eficazes para reduzir as emissões nacionais de GEE e analisar o papel que o CCS poderá desempenhar num futuro descarbonizado.

Este capítulo tem como objetivo responder às seguintes questões, através da geração de cenários de baixo carbono pelo modelo de otimização TIMES\_PT (Simões et al. 2008):

- Qual o potencial expectável de redução de emissões de CO<sub>2</sub> através da sua captura, e em que condições, é custo-eficaz?
- Quais as atividades económicas elegíveis para captura de CO<sub>2</sub>, como opção de mitigação custo-eficaz?
- Qual a capacidade nacional de armazenamento de CO<sub>2</sub> e a sua localização?
- Quais os custos e benefícios para o Sistema energético português da implementação da CAC.

### 2.1 Armazenamento de CO<sub>2</sub>

As rochas são o maior reservatório de carbono do planeta, sob a forma de carvão, hidrocarbonetos e em rochas carbonatadas. O armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> mimetiza esse processo natural, retendo o CO<sub>2</sub> de fontes antropogénicas em formações geológicas profundas (Caixa 1). Os aspetos operacionais do armazenamento de CO<sub>2</sub> baseiam-se nas tecnologias utilizadas de modo rotineiro pela indústria petrolífera, que efetua injeção de CO<sub>2</sub> em formações geológicas desde 1972 para recuperação terciária de petróleo (ou *EOR-Enhanced Oil Recovery*).

Segundo o *Global Status of CCS* (GCCSI, 2014), 26,6 Mt de CO<sub>2</sub> são injetadas anualmente para efeitos de *EOR e/ou* como tecnologia de mitigação das alterações climáticas.

Os reservatórios salinos profundos<sup>4</sup>, os reservatórios de hidrocarbonetos esgotados e o uso de CO<sub>2</sub> em *EOR* são as principais oportunidades para armazenamento de CO<sub>2</sub>, em qualquer caso consistindo em rochas sedimentares de boa permeabilidade (ex: arenitos, calcários...). As camadas de carvão não exploráveis são também potenciais reservatórios, mas algumas dificuldades operacionais conduziram ao desinteresse na sua utilização. Assim, e por ainda não existirem reservatórios de hidrocarbonetos produtivos, as oportunidades de armazenamento de CO<sub>2</sub> em Portugal restringem-se aos reservatórios salinos profundos em bacias sedimentares.

As bacias sedimentares nacionais ocupam cerca de um terço do território emerso (o *onshore*) ao longo da orla costeira e estendem-se para a zona imersa (o *offshore*), onde constituem a maior parte da plataforma continental. A avaliação da capacidade de armazenamento de CO<sub>2</sub> considerou as três bacias Meso-Cenozóicas nacionais: a Bacia do Porto e a Bacia Lusitânica, que se estendem ao longo da orla ocidental; e a Bacia do Algarve.

#### CAIXA 1 Operações de armazenamento de CO<sub>2</sub>

O processo de armazenamento envolve a injeção de CO<sub>2</sub> em fase densa em reservatórios a mais de 800 m de profundidade. Embora o CO<sub>2</sub> seja injetado com uma densidade próxima da de um líquido, permanecerá menos denso que a água e tenderá a ascender para o topo do reservatório. A migração para níveis superiores é impedida por rochas de muito baixa permeabilidade, as rochas selantes ou *cap-rock*, que sobrepõem os reservatórios e constituem parte do complexo de armazenamento. Os critérios para caracterização de complexos de armazenamento estão definidos na Directiva 2009/31/EC, transposta para a legislação portuguesa no DL60/2012.

<sup>4</sup> Reservatórios salinos profundos, ou aquíferos salinos na terminologia da Directiva 2009/31/EC, são rochas porosas e permeáveis, saturadas por água não potável de elevada salinidade, que ocorrem a profundidades elevadas e estão isolados de aquíferos de água potável menos profundos.

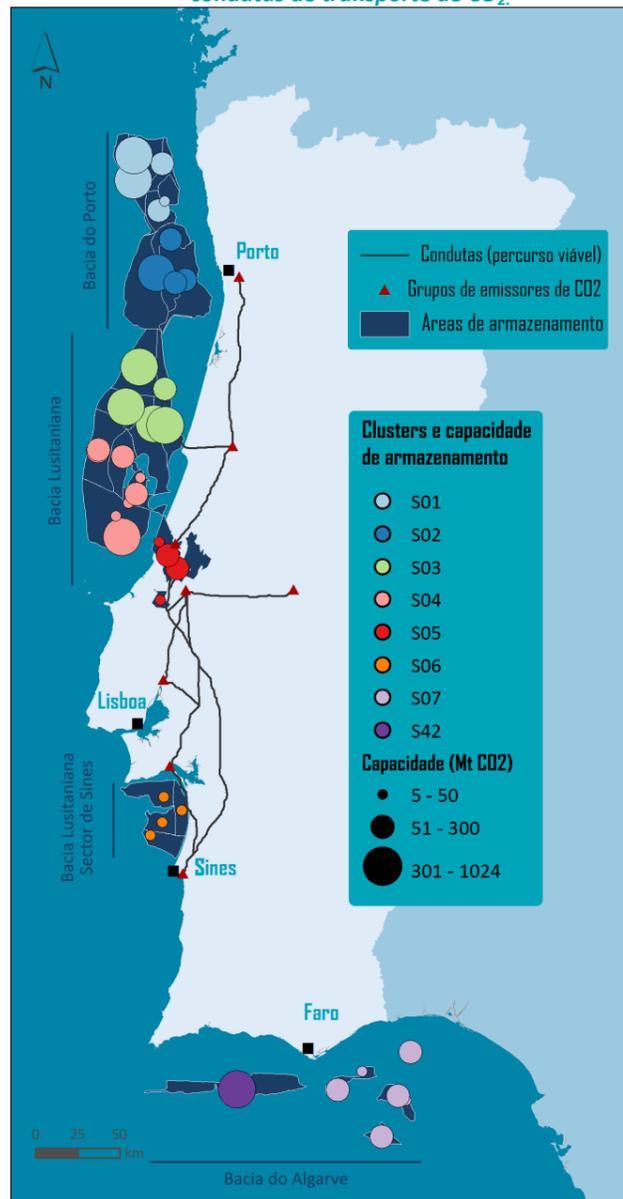


A Bacia do Baixo Tejo/Sado não cumpre os requisitos básicos para o armazenamento de CO<sub>2</sub>, nomeadamente devido à sua menor espessura total e à importância dos recursos hídricos subterrâneos.

A capacidade de armazenamento de CO<sub>2</sub> em Portugal foi avaliada no âmbito dos projetos COMET (Boavida *et al.*, 2013) e KTEJO (Tejo Energia, 2011), e os critérios de seleção incluíram diversos aspetos geológicos (Tabela 2). A Figura 8 ilustra a localização das potenciais áreas de armazenamento e os *clusters* em que foram agrupadas.

Na Bacia do Porto, integralmente *offshore*, foram identificados dois pares reservatório-selante que garantem o armazenamento seguro de CO<sub>2</sub>: i) o reservatório Formação de Silves com selante pelas margas e argilas da

**FIGURA 8** Localização de potenciais áreas de armazenamento e clusters em que se agrupam, e percursos viáveis para condutas de transporte de CO<sub>2</sub>.



**TABELA 2** Critérios de seleção de locais de armazenamento (Martínez *et al.*, 2010.)

Capacidade de armazenamento	
Porosidade	Preferencialmente > 15%. 6% to 15% - aceitável dependendo de outros parâmetros.
Tipo de armadilha	Armadilhas locais e reservatórios regionais.
Volume poroso efetivo	Capacidade > 3Mt.
Profundidade do reservatório	Topo do reservatório— 800 m a 2500 m de profundidade.
Taxa de injeção	
Tipo de armadilha	Armadilhas/reservatórios com continuidade lateral preferíveis a
Permeabilidade	Preferencialmente > 200 mD.
Mecânica das rochas	Considerar parâmetros geo-mecânicos. Pressão máxima induzida - 20% pressão inicial.
Integridade do selante	
Permeabilidade	Permeabilidade máxima— 10 <sup>-2</sup> mD.
Espessura do selante	Preferencialmente > 50 metros.
Falhas e atividade tectónica	Formações menos fraturadas favorecidas. Comportamento sismo-tectónico relevante. Não considerar armadilhas e formações atravessadas por falhas ativas.
Uniformidade do selante	Formações homogéneas e lateralmente contínuas são favorecidas.

Formação da Dagorda; ii) e o reservatório Siliciclastos do Cretácico Inferior (aqui designada por Formação de Torres Vedras), com selante de níveis argilosos intercalados e da Formação do Cacém. As potenciais áreas de armazenamento foram agrupadas em dois *clusters* (S01 e S02) de acordo a distância entre as áreas.

Nos sectores norte e centro da Bacia Lusitaniana, em que as condições geológicas são similares às da Bacia do Porto, identificaram-se os mesmos reservatórios (Formação de Silves e Formação de Torres Vedras) e selantes. Foram definidos dois clusters (S03 and S04) na zona *offshore* e um cluster na zona *onshore* (S05), embora neste caso ocorra apenas o reservatório Formação de Silves.

As zonas *onshore* do sector Sul da Bacia Lusitaniana (aqui designado por sector de Sines) e da Bacia do Algarve não são adequadas para o armazenamento de CO<sub>2</sub> e só as zonas *offshore* foram analisadas. No sector de Sines foi definido o cluster S06 constituído pelo reservatório Formação de Silves, enquanto na Bacia do Algarve foram definidos dois clusters; o cluster S07, com reservatório em Areias do Miocénico e selante por *shales* do Miocénico-Pliocénico; e

<sup>5</sup>A capacidade de armazenamento efetiva resulta da aplicação de um conjunto de constrangimentos técnicos (geológicos e de engenharia) às estimativas de capacidade de armazenamento teórico que é fisicamente acessível (CSLF, 2007). No entanto, a capacidade de armazenamento efetiva não tem em conta barreiras legais, regulatórias, de infraestrutura e económicas, que podem conduzir, em fases posteriores, à redução da estimativa da capacidade de armazenamento.

o cluster S42, com reservatório em rochas carbonatadas do Cretácico Inferior.

A capacidade de armazenamento efetiva<sup>5</sup> foi estimada através do método volumétrico proposto no projeto EU GEOCAPACITY (Vangkilde-Pedersen *et al.*, 2009). A capacidade de armazenamento efetiva em Portugal é estimada em 7.6 Gt CO<sub>2</sub>, com a zona *offshore* a garantir mais de 95% dessa capacidade, pois a capacidade *onshore* restringe-se a 340 Mt CO<sub>2</sub> (Tabela 3). Os locais *offshore* situam-se a distâncias reduzidas da costa, em localizações favoráveis relativamente às principais fontes estacionárias de CO<sub>2</sub>, na sua maioria situadas ao longo da zona costeira<sup>6</sup>.

Tão importante quanto a capacidade de armazenamento é a taxa de injeção, isto é, a massa de CO<sub>2</sub> que pode ser injetada anualmente em cada *cluster* de armazenamento. Idealmente a taxa de injeção deve ser superior à massa de CO<sub>2</sub> capturada anualmente. A taxa de injeção em cada *cluster* foi estimada tendo em conta os parâmetros hidráulicos e petrofísicos dos reservatórios e assumindo um aumento de pressão não superior a 20% da pressão inicial. A taxa de injeção por *cluster* varia entre 1.7 MtCO<sub>2</sub>/a e 35.7 MtCO<sub>2</sub>/a. No entanto, a taxa de injeção por furo individual é quase sempre inferior a 0.8 MtCO<sub>2</sub>/a, de modo a prevenir a fracturação do reservatório e selante, mas implicando que múltiplos furos de injeção podem ser necessários em cada *cluster*.

Uma característica comum dos reservatórios nas bacias sedimentares portuguesas é a importância da tectónica, com os reservatórios a estarem, por vezes, muito afetados por falhas que podem causar a

compartimentação dos reservatórios. Estas falhas são uma fonte de incerteza importante, pois os dados sobre o seu comportamento hidráulico são muito escassos. Outra significativa fonte de incerteza é a permeabilidade da Formação de Silves, que ocorre sempre a profundidades consideráveis, por vezes superiores a 2000 m, e que foi alvo de um número reduzido de ensaios hidráulicos durante as campanhas de pesquisa petrolífera.

Estes fatores de incerteza podem afetar de modo significativo as estimativas de taxa de injeção e de capacidade de armazenamento, mas podem ser ultrapassadas através de ensaios hidráulicos em furos profundos ou em projetos piloto de injeção de CO<sub>2</sub>.

Portugal tem uma capacidade de armazenamento efetiva estimada em 7.6 Gt CO<sub>2</sub>, cerca de seis vezes superior às emissões das últimas duas décadas<sup>6</sup>

<sup>6</sup>O fator de eficiência (*S<sub>eff</sub>*), i.e. a proporção de espaço poroso que pode efetivamente ser preenchido pelo CO<sub>2</sub>, é específico de cada local e deve ser determinado na fase de caracterização através de modelação numérica. Estudos do Departamento de Energia dos EUA (USDOE) indicam que o fator de eficiência varia entre 0.5% e 5.4% em reservatórios clásticos, para os percentis P10 e P90, respetivamente. O projeto EU GEOCAPACITY indica valores entre <3% a 5% para estruturas fechadas. A avaliação da capacidade de armazenamento em Portugal utilizou um fator *S<sub>eff</sub>*=2%. Porém, a metodologia é linearmente dependente de *S<sub>eff</sub>* e cenário mais conservativos podem ser facilmente testados; por exemplo, adoção de *S<sub>eff</sub>*=1%, resultaria em metade da capacidade de armazenamento, 3.8Gt CO<sub>2</sub>.

**TABELA 3** Principais características dos clusters de armazenamento de CO<sub>2</sub> em Portugal

Cluster	Bacia	Ambiente	Reservatório	Litologia	Áreas no cluster	Capacidade de armazenamento (Mt CO <sub>2</sub> )	Taxa de injeção (Mt CO <sub>2</sub> /a)	
							Cluster	Furo
S01	Porto	<i>Offshore</i>	Fm. Torres Vedras	Arenitos	5	1230	16.1	<0.8
S02	Porto	<i>Offshore</i>	Fm. Torres Vedras e Fm. Silves	Arenitos, conglomerados	4	870	3.8	<0.5
S03	Lusitaniana	<i>Offshore</i>	Fm. Torres Vedras	Arenitos	5	2200	11.8	<0.8
S04	Lusitaniana	<i>Offshore</i>	Fm. Torres Vedras e Fm. Silves	Arenitos, conglomerados	8	1590	11.4	<0.6
S05	Lusitaniana	<i>Onshore</i>	Fm. Silves	Arenitos, conglomerados	4	340	10.7	<0.8
S06	Lusitaniana (Setor Sines)	<i>Offshore</i>	Fm. Silves	Arenitos, conglomerados	4	80	1.7	<0.4
S07	Algarve	<i>Offshore</i>	Cretácico Inferior	Calcários	4	410	35.7	<1.0
S42	Algarve	<i>Offshore</i>	Cretácico Inferior e Miocénico Superior	Calcários e Areias	2	840	13.0	1.0

## 2.2 Cenários de Baixo Carbono

A transição para uma economia de baixo carbono em Portugal até 2050 foi avaliada a partir de um conjunto de cenários, focando o sistema energético e sectores industriais, incluindo o consumo e produção de energia, escolhas tecnológicas e respetivas emissões de CO<sub>2</sub>. Os cenários foram gerados pelo modelo TIMES\_PT (Caixa 2), considerando diferentes pressupostos (Figura 9):

### Socio-económico

- **Alto:** Crescimento de 3.0% pa do PIB no período de 2020-2050, associado à re-industrialização da economia (equivalente ao crescimento até 25% em 2050 do valor acrescentado bruto do sector industrial, semelhante à atual economia Alemã). A população decresce a uma taxa de 0.2% pa entre 2010 e 2050 (*Cenário Alto de população* - INE, 2014).
- **Baixo:** Crescimento de 1.5% pa do PIB no período de 2020-2050 e manutenção da importância atual no PIB dos serviços e da indústria. Diminuição da população em 0.4% pa entre 2010 e 2050 (*Cenário Central de população* - INE, 2014).

### Política Climática

- **Referência:** A política pública energia-clima, inserida no pacote energia-clima da UE, continua após 2020 e segue as assunções de política do relatório *EU Energy, Transport and GHG emissions trends to 2050* (EC, 2014), nomeadamente em termos do preço de CO<sub>2</sub> para os sectores abrangidos pelo CELE, variando entre 35€<sub>2010</sub>/t CO<sub>2</sub> em 2030 até 100 €<sub>2010</sub>/t CO<sub>2</sub> em 2050.
- **60% de redução** das emissões de GEE (energia e processos industriais) em 2050 quando comparado com os níveis de 1990: cenário em linha com o definido no Roteiro Nacional de Baixo Carbono (APA, 2012).
- **80% de redução** das emissões de GEE (energia e processos industriais) em 2050 quando comparado com os níveis de 1990: cenário em linha com o objetivo global estabelecido para a EU no *EU Energy e Baixo carbon Roadmaps* (EC, 2011a, EC, 2011b).

### Preços de Importação de Energia Primária

O presente estudo assume três preços de combustíveis fósseis adotados do *Energy Technology Perspectives 2014* (IEA, 2014). Os valores considerados correspondem aos cenários **medio (4D)**, **baixo (2D)** e **alto (6D)**, como apresentado na figura 10.

### CAIXA 2 TIMES\_PT

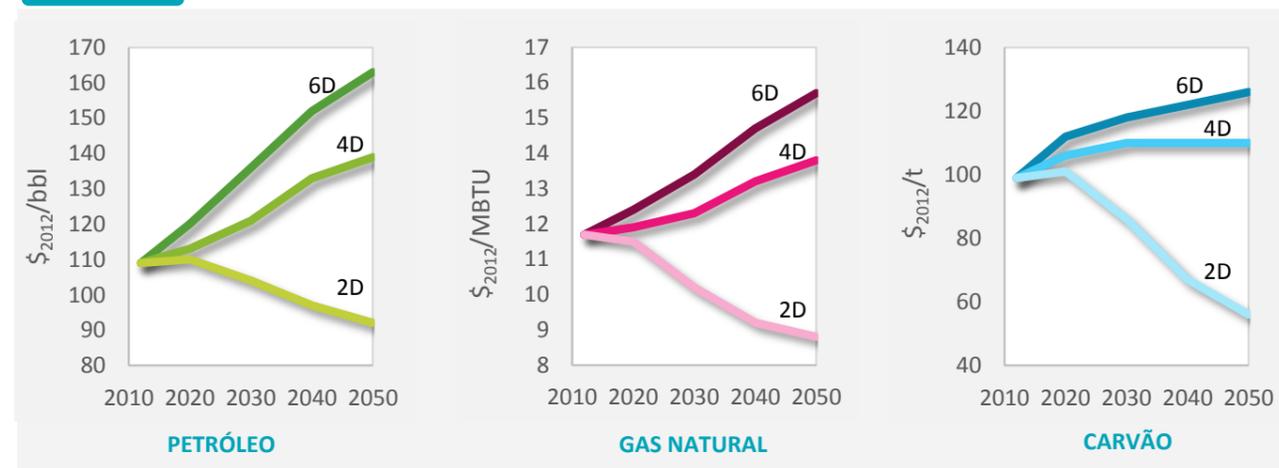
TIMES is a linear optimization model generator developed by the International Energy Agency, Energy Technology Systems Analysis Program. The ultimate goal of the model is the satisfaction of the energy services demand at the minimum total energy system cost, subject to technological, physical and policy constraints. TIMES defines an optimal combination of existing and emerging technologies, while respecting the framework of policies and measures imposed and the national potential of endogenous resources (hydro, wind, solar thermal, biomass). TIMES\_PT (Simões *et al.* 2008) maps the entire chain of the Portuguese energy system, from the energy supply (fuel mining, production, imports and exports), to energy transformation (including power and heat production) and distribution, to end-use demand in industry, residential, services, agriculture and transport and its respective sub-sectors.

TIMES\_PT was the model choose for this study as it allows to explore the CCS competitiveness in Portugal regarding other low carbon technologies, identifying the cost-effectiveness of CCS national deployment.

FIGURA 9 Matriz de cenários

Cenários	PRINCIPAIS ASSUMPÇÕES DE MODELAÇÃO																		
	SOCIO-ECONOMIA		POLÍTICA MITIGAÇÃO			PREÇOS ENERGIA			CUSTOS CAC E DISPONIB. ARMazenamento				ENERGIA HIDROELÉTRICA						
	Baixo	Alto	Referência	-60%	-80%	Baixo (2D)	Médio (4D)	Alto (6D)	Base	20%	20%	50%	Onshore	Offshore	Médio	Seco	Húmido	PNAER	Conserv.
<i>Desenvolvimento socioeconómico &amp; política de mitigação</i>	Baixo_Ref	✓		✓			✓		✓					✓				✓	
	Alto_Ref		✓	✓			✓		✓					✓				✓	
	Baixo_60	✓			✓		✓		✓					✓				✓	
	Alto_60		✓				✓		✓					✓				✓	
	Baixo_80	✓				✓			✓					✓				✓	
<i>Preços de energia</i>	Alto_60_2D		✓		✓				✓					✓				✓	
	Alto_80_2D		✓			✓			✓					✓				✓	
	Alto_60_6D		✓					✓	✓					✓				✓	
	Alto_80_6D		✓						✓					✓				✓	
<i>Custo da CAC &amp; Disponibilidade de armazenamento</i>	Alto_60_-20		✓		✓		✓		✓					✓				✓	
	Alto_80_-20		✓			✓			✓					✓				✓	
	Alto_60_20		✓			✓			✓					✓				✓	
	Alto_80_20		✓			✓			✓					✓				✓	
	Alto_60_50		✓			✓			✓					✓				✓	
	Alto_80_50		✓			✓			✓					✓				✓	
	Alto_60_Offshore		✓			✓			✓					✓				✓	
	Alto_80_Offshore		✓			✓			✓					✓				✓	
<i>Condições hidrológicas &amp; capacidade</i>	Baixo_60_Offshore	✓					✓		✓					✓				✓	
	Baixo_80_Offshore	✓					✓		✓					✓				✓	
	Alto_60_Seco		✓		✓		✓		✓					✓	✓				
	Alto_80_Seco		✓			✓			✓					✓	✓				
	Alto_60_Húmido		✓			✓			✓					✓		✓			
	Alto_80_Húmido		✓			✓			✓					✓		✓			
	Alto_60_Conerv		✓			✓			✓					✓					✓
	Alto_80_Conerv		✓			✓			✓					✓					✓

FIGURA 10 Preços mundiais de combustíveis fósseis de acordo com (IEA, 2014)



## Tecnologias CAC

A captura de CO<sub>2</sub> encontra-se associada às tecnologias de geração de eletricidade, bem como à indústria ferro e aço, produção de amónia, refinação de petróleo e indústria cimenteira, onde a sua aplicação é crescentemente equacionada. Em Portugal, a inexistência de produção de amónia e o facto de a produção de ferro e aço utilizar como matéria prima sucata e ligas metálicas e consumir principalmente eletricidade, a captura de CO<sub>2</sub> deve ser equacionada apenas nos sectores de produção de eletricidade, indústria cimenteira, refinação de petróleo e a futuras instalações de produção de combustíveis sintéticos (líquidos ou gasosos) através, por exemplo, da gaseificação de combustíveis fósseis. Devido à incerteza associada aos custos de captura, transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub>, foram considerados quatro cenários de evolução de custos:

→ **Base:** traduz a mais recente e expectável projeção de custos. Para o caso da indústria cimenteira, os custos de investimento e de operação e manutenção das diferentes tecnologias de captura de CO<sub>2</sub> foram validados pelos *stakeholders* nacionais e baseados em estudos internacionais (ECRA, 2009 e ECRA, 2012). Os custos de transporte e armazenamento do CO<sub>2</sub> dependem das condições locais, como a localização, características geomorfológicas do trajeto entre os locais de captura e de armazenamento, com diferentes tipo de relevo ou travessia de massas de água, entre outros. A secção 3.2 apresenta a metodologia utilizada na definição dos custos de armazenamento e transporte subjacentes a este cenário. A síntese dos dados técnicos e de custos relativos à captura, transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub>, considerados neste estudo, é apresentada em Anexo.

→ **Cenários adicionais** com variação, face ao cenário Base, nos custos de investimento e O&M das várias componentes (captura, transporte e armazenamento): dois cenários altos (+20% e +50%) e um baixo (-20%).

Um fator decisivo para a consideração da tecnologia de CAC é a existência de locais de armazenamento e a sua capacidade. Para além de se considerar a possibilidade de **armazenamento terrestre de CO<sub>2</sub>** na Bacia Lusitana, foi estudado um cenário alternativo que configura, por razões de segurança, a obrigatoriedade de armazenamento *offshore*.

## Energia Hidroelétrica

A energia hídrica desempenha um importante papel na produção de eletricidade em Portugal, sendo a sua contribuição muito dependente das características hidrológicas interanuais que, em Portugal, goza de oscilações significativas, como ilustrado na secção 1.1. Estas condições influenciam a competitividade da tecnologia de captura de CO<sub>2</sub> no sector electroprodutor, pelo que são considerados três cenários de índices de hidraulicidade: **médio**, **seco** e **húmido**, replicando as condições hidrológicas dos anos 2006, 2005 e 2003, respetivamente.

O potencial técnico-económico de novas barragens é uma fonte de incerteza, como parte da capacidade instalada projetada e definida no PNAER poderá não ter razoabilidade económica. Assim, além do cenário que reflete os objetivos do PN AER referentes a nova capacidade instalada de hídrica, foi desenvolvido um cenário conservador considerando o *feedback* dos *stakeholders*. Isto representa um redução na capacidade instalada de hídrica em 2050 de 8.8GW referido no cenário PNAER para 7.5GW no cenário **conservativo**.

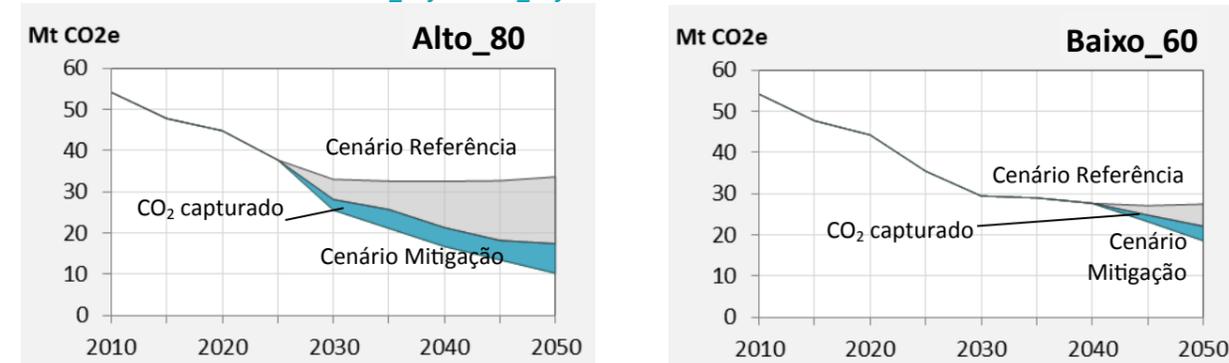
## 2.3 O Papel da CAC na transição para uma economia de baixo carbono

A condição fundamental para o desenvolvimento da CAC é a política climática. A política climática em vigor (**cenário de referência**) não é suficiente para a tornar a CAC uma solução custo-eficaz na redução das emissões nacionais de GEE. Porém, com objetivos mais agressivos de redução de 60% e 80% de emissões de GEE em 2050 face a 1990, a CAC pode representar uma solução custo-eficaz no médio e longo prazo. Em 2050, cerca de 21% do total de GEE emitido poderá ser capturado relativamente ao cenário de referência (Figura 11). A quantidade total de CO<sub>2</sub> capturado até 2050 não ultrapassa a capacidade de armazenamento terrestre, que demonstrou ser a solução mais custo-eficaz.

Apesar da abrangência de sectores com viabilidade para incorporação da CAC, a tecnologia é custo eficaz apenas em dois sectores: electroprodutor e produção de cimento. Para o sector electroprodutor, apenas considerando um objetivo severo de política climática associado a uma alta procura de energia, torna a captura de CO<sub>2</sub> custo-eficaz no longo prazo.

Embora o elevado grau de pureza do CO<sub>2</sub> emitido nas refinarias possa oferecer uma oportunidade para demonstrar o baixo custo da CAC, se localizado próximo de

FIGURA 11 CO<sub>2</sub> emitido e capturado nos cenários de mitigação Alto\_80 e Baixo\_60 em comparação, respetivamente com os cenários Alto\_Ref e Baixo\_Ref.

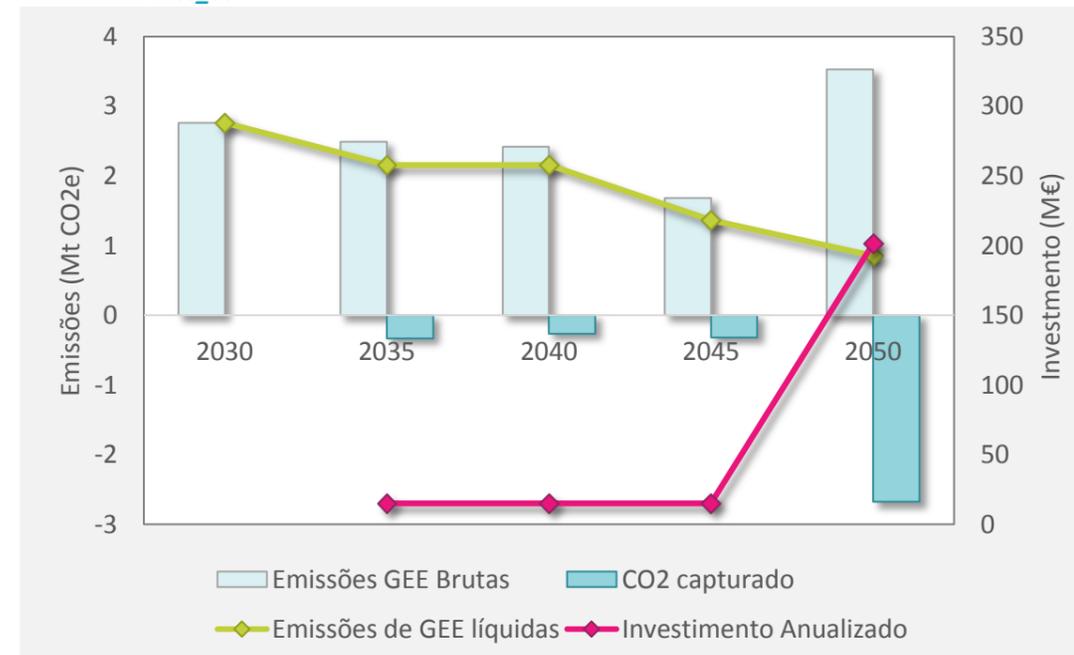


um local de armazenamento (Bellona, 2011), a captura de CO<sub>2</sub> nas refinarias nacionais não é uma solução custo-eficaz, para os cenários modelados. Para o caso de Sines, por exemplo, deve ser sublinhado que apesar da proximidade da refinaria a outras possíveis fontes emissoras de CO<sub>2</sub> (caso a central termoelétrica a carvão de Sines seja substituída por outras instalações no longo prazo) e a um potencial local de armazenamento de CO<sub>2</sub> *offshore* (ver S06 da Figura 8), este local tem capacidade limitada e elevados custos de armazenamento (ver secção 3.2). Deste modo, a viabilidade de CAC na refinaria de Sines é igualmente condicionado pelo desenvolvimento da infraestrutura de transporte e armazenamento na área, aspeto que não foi estudada em detalhe.

**Sector electroprodutor** O significativo potencial de FER endógenas e a competitividade das tecnologias de FER-E, em particular hídrica, eólica *onshore*, e solar fotovoltaico, limita a oportunidade para a captura de CO<sub>2</sub> neste sector

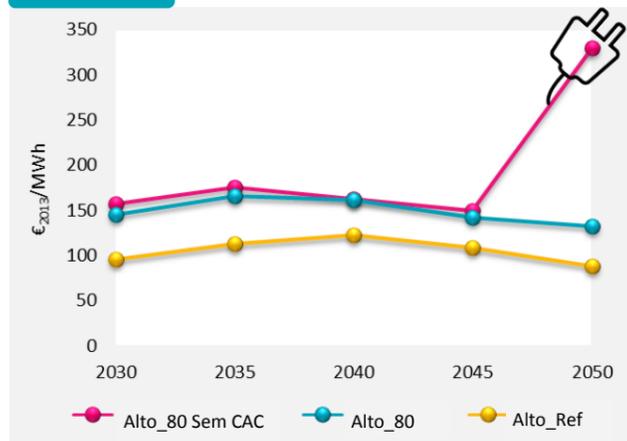
(Figura 12), já que a maioria das tecnologias renováveis maduras pode satisfazer a procura de eletricidade a custos mais baixos e simultaneamente não emitir GEE. Após 2030, com o fecho das centrais termoelétricas a carvão, as tecnologias FER-E dominam a produção de eletricidade, com valores acima de 90% em 2050, no cenário de mitigação -80%. A captura de CO<sub>2</sub> é uma solução relevante no sector electroprodutor apenas em 2050 (Figura 12), capturando quase 3 Mt de CO<sub>2</sub> com um custo de investimento anualizado da tecnologia de captura que atinge 200 M€ nesse ano. A tecnologia surge associada a uma nova central de ciclo combinado a gás natural com 1.7 GW em 2050 no cenário *Alto\_80*. Neste cenário, apenas 8% da produção da eletricidade em Portugal estará associada a CAC, valor próximo do cenário de alta penetração de FER-E do roteiro da EU, 7% (EC, 2011b), sendo o montante de emissões capturadas em 2050 cerca de 75% do total gerado pelo sector electroprodutor.

FIGURA 12 Emissões de GEE no sector electroprodutor, CO<sub>2</sub> capturado e custos de investimento no cenário Alto\_80



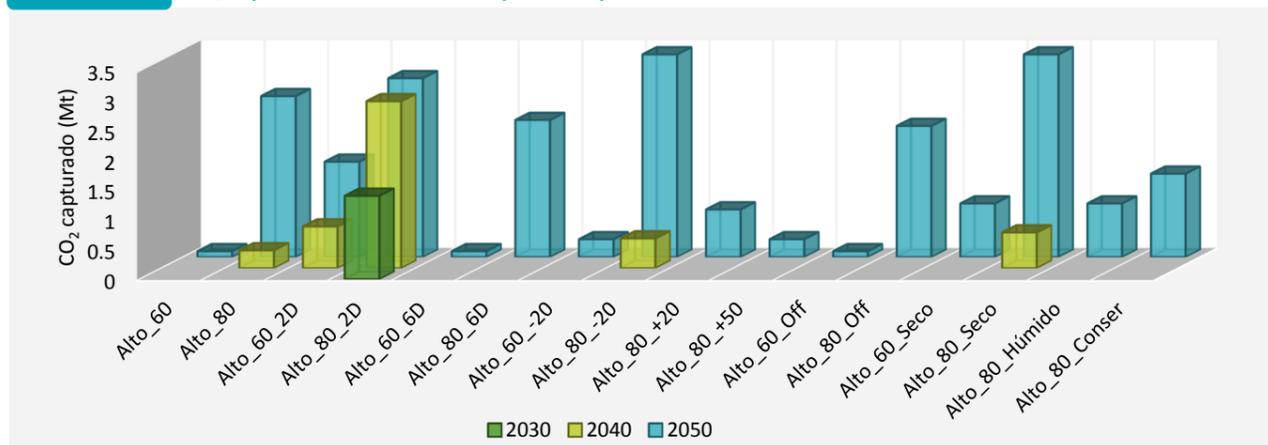
Embora o elevado potencial renovável possa restringir a aplicação da CAC, observou-se que, atingir a meta de -80% em 2050 sem o recurso a CAC, implica um custo adicional. A Figura 13 mostra que, sob o mesmo cenário de política climática de mitigação, o custo de produção de eletricidade em 2050, num cenário sem disponibilidade de CAC, será significativamente superior (três vezes mais) ao de um cenário onde a tecnologia está disponível.

**FIGURA 13** Custo de produção de eletricidade



Poucas condições proporcionam a competitividade da captura de CO<sub>2</sub> no setor electroprodutor (Figura 14). Um elevado desenvolvimento económico, resultando numa procura elevada de eletricidade, associado a uma política de mitigação de GEE muito restritiva (Alto\_80). Preços baixos de importação de combustíveis fósseis (Alto\_60\_2D) e condições hidrológicas secas (Alto\_60\_Dry) tornam a CAC uma solução custo-eficaz, mesmo num cenário de mitigação moderado (redução de 60% em 2050 comparando com 1990). Apenas o cenário de baixo custo de importação de combustíveis fósseis, associado a severas objetivos de redução de emissões, resultam na instalação de captura de CO<sub>2</sub> no setor electroprodutor logo em 2030. Pelo contrário, o aumento dos custos da CAC e condições

**FIGURA 14** CO<sub>2</sub> capturado no setor electroprodutor por cenário



hidrológicas de um ano húmido resultam na diminuição do potencial da CAC.

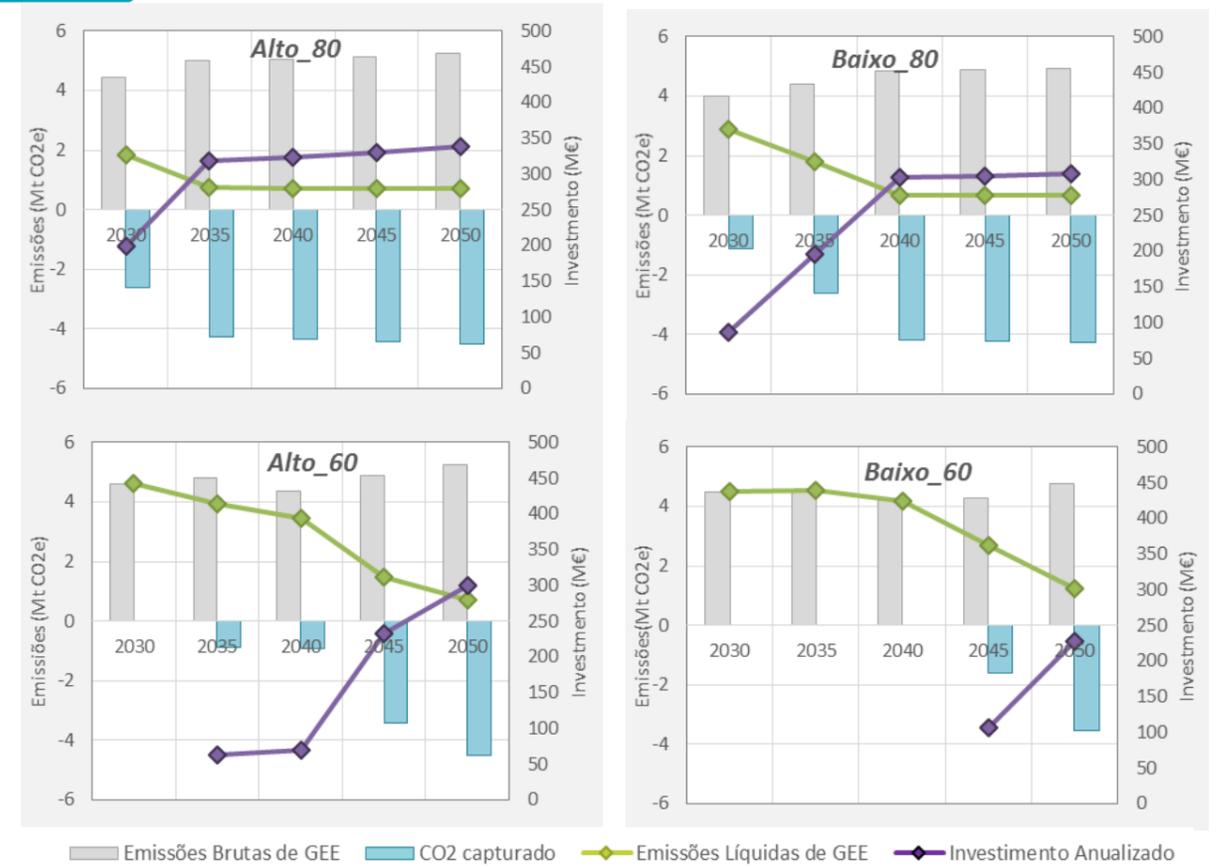
### Setor do cimento

A indústria cimenteira é um setor importante da economia Portuguesa. Antes da crise económica de 2009, Portugal tinha um dos mais elevados índices de produção de cimento per capita da EU. Atualmente, as seis fabricas associadas a duas empresas privadas, estão a exportar parte relevante da sua produção (quase 50%). De acordo com o estudo *CCS Status 2014* (GCCSI, 2014), a CAC é a única tecnologia que pode proporcionar reduções expressivas de emissões de CO<sub>2</sub> de indústrias, como cimento, onde o CO<sub>2</sub> é um output inevitável. Assim, para todos os cenários de mitigação (-60% e -80%), a captura de CO<sub>2</sub> é implementada no setor do cimento (Figura 15). Para um crescimento socioeconómico alto e um cenário severo de mitigação (-80%) a tecnologia é custo-eficaz logo em 2030, capturando 58% (2.6 Mt) das emissões de CO<sub>2</sub> do setor, aumentando para 86% em 2050. Num cenário de crescimento baixo e metas de mitigação moderadas (-60%) a tecnologia torna-se uma opção custo-eficaz em 2045.

Em 2050, todas as emissões de processo são capturadas no cenário socio-económico alto e em ambos os cenários de mitigação, e no de baixo desenvolvimento e mitigação agressiva. Os montantes de CO<sub>2</sub> capturado decorrem do investimento na tipologia de tecnologia de captura *oxyfuel*. Como apresentado na Figura 15, os custos anualizados de captura situam-se entre 100-340 M€ no período 2030-2050, nos cenários de mitigação elevado, e de 100-300 M€ nos cenários de mitigação moderada.

Considera-se que a totalidade da capacidade de produção de cimento se situa nas atuais localizações, na proximidade das matérias primas. Devido à pequena dimensão da fábrica de cimento de Loulé, a instalação de CAC nesta unidade não é expectável. Também devido à localização da

**FIGURA 15** Emissões de GEE do setor do Cimento, CO<sub>2</sub> capturado e custo de investimento anualizados de captura



fábrica de Secil-Outão no Parque Natural da Arrábida, é expectável algumas barreiras sociais, devido aos *condutas* de transporte de CO<sub>2</sub>, o que poderá exigir uma análise mais detalhada do transporte por navio, tema não abordado.

A captura de CO<sub>2</sub> é implementada no setor do cimento em todos os cenários de mitigação (Figura 16), o que é corroborado pelas conclusões do debate “*Vision of a Baixo carbon European cement industry*” (CEMBUREAU, 2012), que identifica a CAC como uma das tecnologias cruciais para a manutenção da indústria cimenteira competitiva num mundo restritivo em carbono.

Fatores como o aumento dos custos da CAC ou a obrigatoriedade de armazenamento *offshore* de CO<sub>2</sub> pode retardar a implementação da tecnologia. Contudo, para a maioria dos cenários, em 2050, mais de 85% das emissões do setor são capturadas. A combinação de um crescimento económico baixo e objetivos moderados de redução de GEE (-60% em 2050) pode limitar a implementação da tecnologia de captura de CO<sub>2</sub> no setor, em particular, quando o armazenamento *onshore* que não é permitido (Baixo\_60\_Off). Neste cenário, a CAC é instalada apenas no longo prazo, em 2050, sendo capturado uma pequena parte do CO<sub>2</sub>, menos de 1.5 Mt, o que compromete a competitividade da tecnologia.

## 2.4 Custos e benefícios da implementação da CAC

A implementação da CAC irá exigir investimento para a tecnologia de captura, para as *condutas* para transporte de CO<sub>2</sub> e para a preparação dos locais de armazenamento, assim como custos de operação e manutenção. Considerando-se o cenário de custo base da CAC e a

“ A CAC apenas representa uma opção custo-eficaz de mitigação para o setor electroprodutor Português após o potencial máximo de tecnologias renováveis (i.e. hídrica, eólica onshore e solar pv) ser atingido.”

“ CAC é uma tecnologia crucial na manutenção da competitividade da industria de cimento nacional num mundo condicionado pelo carbono”

possibilidade de armazenamento *onshore*, os custos totais para captura, transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub> podem variar de 500 M€ em 2030 até sensivelmente 1350 M€ em 2050, para um cenário com um crescimento socioeconómico alto e um objetivo de redução de GEE em 80% em 2050. Num cenário de crescimento socioeconómico baixo e uma política climática mais moderada (-60% 2050/1990) (figura 17) os custos totais fixam-se em 600 M€ em 2050. Os custos de captura são os

mais significativos (80% do total), em particular os custos de investimento, que representam 40% em média dos custos totais. Os custos totais associados ao armazenamento são cerca de 15% e os de transporte 5%. Convém sublinhar que, nestes cenários, não é considerado qualquer preço de licenças de CO<sub>2</sub> no âmbito do CELE, embora seja gerado um preço sombra devido à imposição de um teto de emissões.

Considerando o armazenamento *onshore*, os custos de CAC variam entre 200 €/tCO<sub>2</sub>/a em 2030 e 180 €/tCO<sub>2</sub>/a em 2050 (Tabela 4). Os custos totais de transporte *onshore* poderá custar cerca de 17 a 7 €/tCO<sub>2</sub>/a em 2030 e 2050, respetivamente, incluindo o investimento associado à construção das *condutas*, custos de O&M e o custo da eletricidade consumida nas estações de bombagem.

Não é considerada qualquer aprendizagem da tecnologia de armazenamento *onshore* do CO<sub>2</sub>, pelo que o seu custo ronda 30€/t/a (28 €/t/a de investimento e 1.4 €/t/a de O&M). Se for definida a obrigatoriedade de armazenamento *offshore*, os custos totais de CAC para um cenário de elevado desenvolvimento socioeconómico e objetivos de mitigação ambiciosos (80% de redução), podem atingir 314 M€ em 2030 e 630 M€ em 2050. Neste cenário, os custos de transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub> serão maiores, no seu conjunto representando 42% do custo total anual da cadeia CAC, enquanto os custos de investimento na captura apenas representarão 28%.

De facto, a obrigatoriedade de armazenamento *offshore* irá fazer triplicar o custo de armazenamento o que

FIGURA 17 Custo de CAC por ano e cenário (M€) (custos de investimento anualizado e armazenamento de CO<sub>2</sub> offshore não obrigatório)

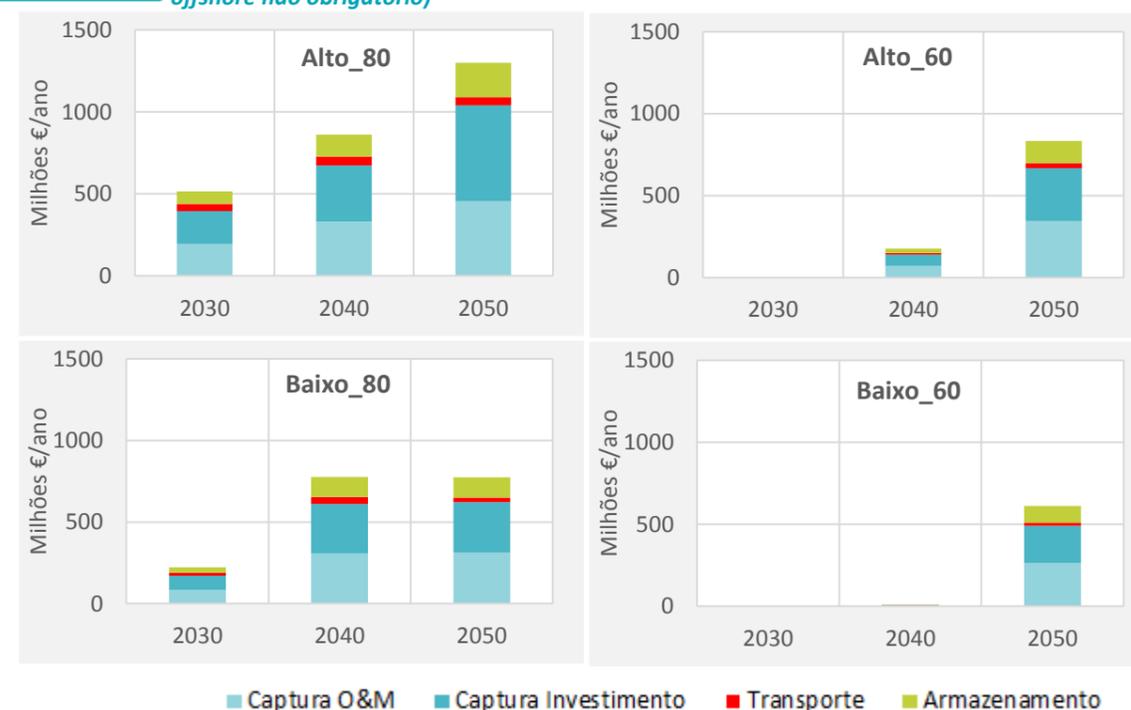
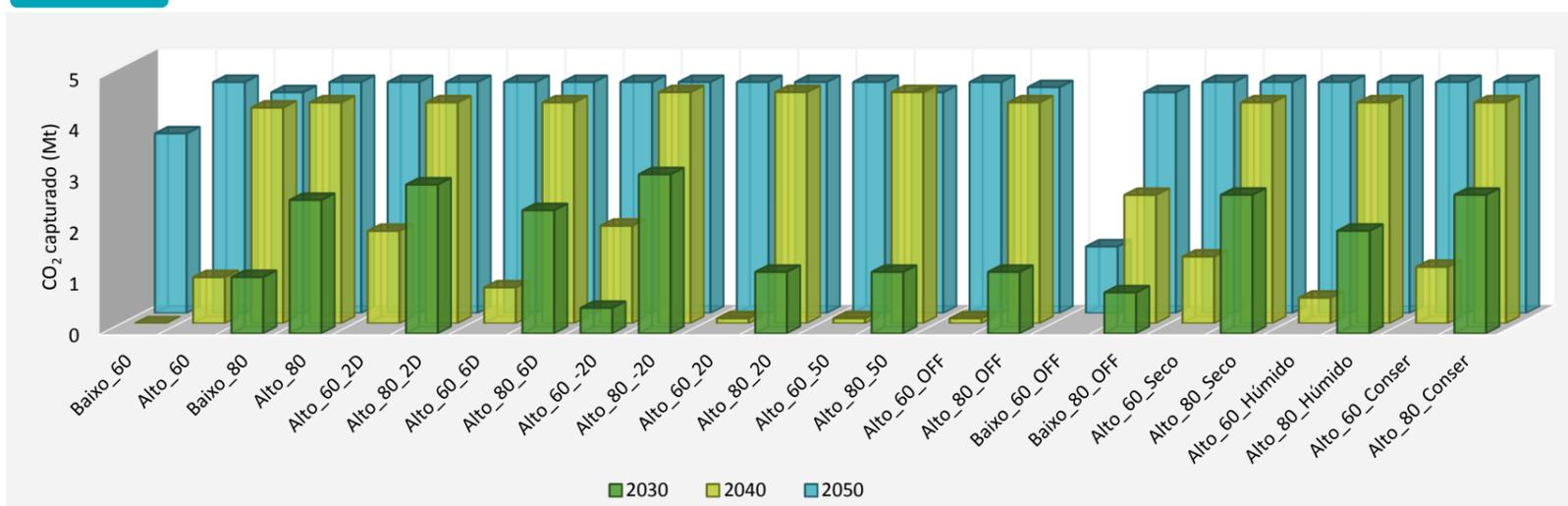


FIGURA 16 CO<sub>2</sub> capturado no setor do cimento em cada cenário



“ Custos anualizados de investimentos na captura representam em média 40% dos custos totais anuais da cadeia de CAC assumindo armazenamento onshore”

implicará um aumento significativo dos custos de CAC (Tabela 4). Nestas condições, o custo de investimento anualizado da tecnologia de captura representa cerca de 30% dos custos totais anuais de CAC.

Sublinha-se que estes custos não incluem a energia adicional consumida no processo de captura de CO<sub>2</sub> que corresponde à redução total de eficiência energética nas unidades (centrais termoelétricas e cimenteiras). Apesar disto, observa-se que a CAC poderá ter vantagens económicas quando comparada com um cenário onde a tecnologia não se encontra disponível. Quando a CAC não está disponível, o objetivo de mitigação exige a adoção de tecnologias mais dispendiosas (eg. energia das ondas para geração de eletricidade). A diferença nos custos totais do sistema energético (abrangendo a oferta e procura de energia, incluindo a indústria) entre um cenário com e sem CAC, indica que, no longo prazo, para todos os cenários, os ganhos superam as perdas, como se pode ver na Figura 18. Os ganhos em 2050 podem variar entre 250 M€ no caso do cenário *Baixo\_60*, e 4700 M€ no cenário *Alto\_80*. Mesmo num cenário com um aumento de 50% nos custos de CAC e a obrigatoriedade de armazenamento *offshore*, com custos mais elevados de transporte e armazenamento, observam-se ganhos, embora, num cenário com objetivos de mitigação moderados e um crescimento socioeconómico baixo, sejam pouco significativos.

Quanto maior a necessidade de redução, mais significativo é o benefício económico da tecnologia de CAC, demonstrando que tecnologias alternativas de mitigação são mais caras. Estes resultados estão em linha com o

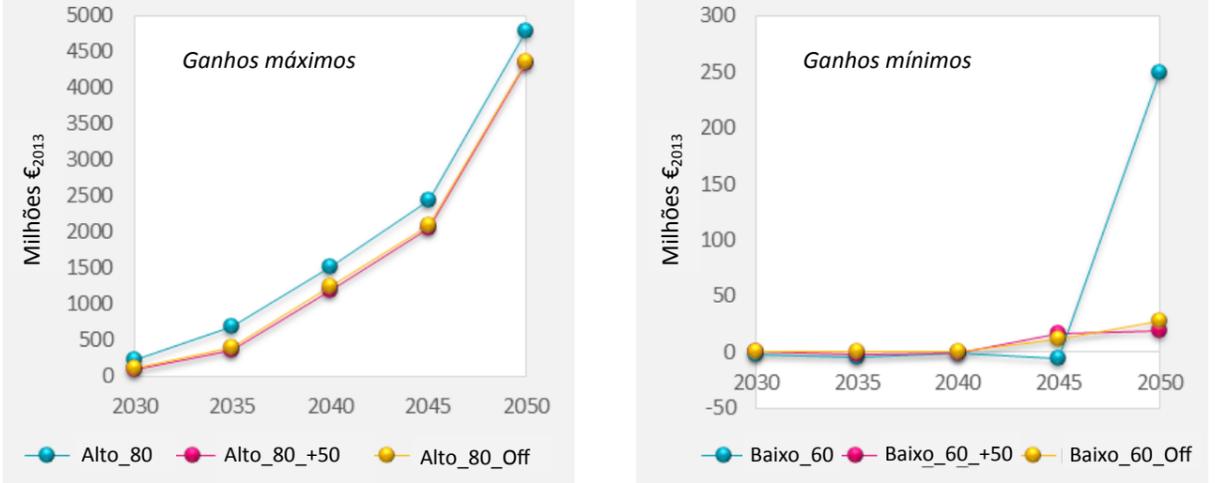
referido no IPCC WGIII report summary for policymakers (IPCC, 2014), onde os custos de mitigação sem CAC podem ser superiores até quase 300% comparativamente a cenários com a disponibilidade da tecnologia, num cenário de mitigação severa (450 ppm mitigation policy).

**“ Apesar do seu custo, a disponibilidade de tecnologias CAC num futuro de mitigação climática pode conduzir a benefícios económicos, quando comparado com um cenário onde a tecnologia não existe ”**

**TABELA 4 Custos unitários médios de CAC (€/t CO<sub>2</sub> por ano)**

Armazento	Cenário	Cadeia CAC	2030	2040	2050
Onshore	Alto_80	Captura	151.3	145.7	144.5
		Transporte	17.4	11.8	6.9
		Armazenamento	29.3	29.3	29.3
		Total CAC	197.9	186.8	180.7
	Alto_60	Captura		149.7	143.2
		Total CAC		189.0	179.0
Offshore	Alto_80_Off	Captura	152.3	146.2	142.7
		Transporte	20.3	12.8	8.0
		Armazenamento	97.0	97.0	97.0
		Total CAC	269.6	256.0	247.7
	Alto_60_Off	Captura		146.2	137.8
		Transporte		11.3	7.5
		Armazenamento		97.0	97.0
		Total CAC		254.5	242.3

**FIGURA 18 Ganhos com a implementação da tecnologia de CAC (valores negativos representam despesas) comparando com o cenário sem disponibilidade de CAC**



**2.5. Emissões negativas de biomassa**

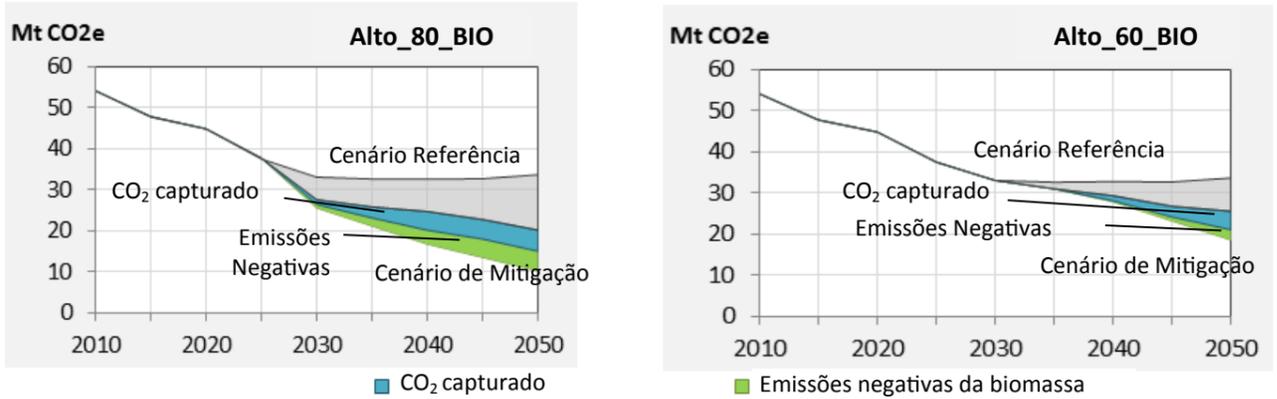
Diversos estudos destacam as emissões negativas, nomeadamente as associadas à aplicação de CAC ao uso de bioenergia (bio-CAC), como indispensáveis para atingir uma redução acentuada de GEE e manter a temperatura média da superfície terrestre até 2°C (e.g. IEA, 2014). Emissões de CO<sub>2</sub> provenientes da combustão sustentável de biomassa são reconhecidas como neutras pois nova biomassa cresce e absorve a mesma quantidade de CO<sub>2</sub>. Se o CO<sub>2</sub> emitido pela combustão de biomassa é capturado e armazenado, é retirado mais CO<sub>2</sub> da atmosfera do que é emitido (GCCSI, 2014b), criando-se um balanço negativo. Neste estudo, as tecnologias CAC foram associadas a três principais grupos de setores/tecnologias: i) gaseificação de biomassa no setor electroprodutor; ii) produção de biocombustíveis e gás através da gaseificação de licor negro da indústria de pasta e papel; iii) produção de biocombustíveis através da gaseificação de biomassa lenhosa (Fisher-Tropsch com captura de CO<sub>2</sub>).

A modelação revela que as emissões negativas podem ser

responsáveis por uma redução até 20% das emissões de CO<sub>2</sub> no cenário com objetivos de mitigação agressivos e crescimento socioeconómico alto (Alto\_80\_Bio), quando comparado com o cenário de referência (Figura 19). Para um crescimento socioeconómico baixo e políticas de mitigação moderadas (Baixo\_60\_Bio), a quantidade de emissões negativas é negligenciável.

Geralmente, as emissões negativas não induzem reduções relevantes no CO<sub>2</sub> capturado, sendo uma contribuição adicional para a redução das emissões nacionais. Os biocombustíveis de segunda geração produzidos através da gaseificação de biomassa lenhosa e licores negros com captura de CO<sub>2</sub>, são os processos associados as emissões negativas. Apesar de outras tecnologias, como a produção de metanol a partir de licores negros serem também implementadas, a pequena quantidade produzida poderá não justificar a instalação da tecnologia de CAC. Sublinha-se ainda que a realização bem sucedida de um trajeto de carbono negativo para Portugal depende do desenvolvimento futuro dos mercados globais de biomassa, uma vez que no longo prazo, mais de metade da biomassa necessária será importada.

**FIGURA 19 Trajetória das emissões de GEE e de CO<sub>2</sub> capturado em cenários que consideram a adoção de CAC em unidades de bioenergia**



## Desafios e Oportunidades da implementação da CAC

Como qualquer nova tecnologia, a implementação de CAC enfrenta desafios que devem ser geridos. Embora, na maioria dos casos, as pessoas sejam favoráveis a tecnologias de baixo carbono, a aceitação social pode dificultar a introdução de CAC, se os benefícios não forem demonstrados.

### 3.1 Oportunidades de negócio e sinergias com outras atividades

Oportunidades de baixo carbono pode oferecer crescimento económico e prosperidade, já que podem proteger as empresas que tenham a sua principal atividade relacionada ou dependente do uso de combustíveis fósseis e até mesmo oferecer novas oportunidades de negócio. No entanto, as indústrias que emitem grandes quantidades de CO<sub>2</sub>, devido à combustão de combustíveis fósseis ou inerentes a processos específicos, irão enfrentar desafios na manutenção da sua operacionalidade a um nível económico competitivo e cumprindo metas de redução de emissão de GEE com custos adicionais.

A tecnologia de CAC poderá ser o último recurso para indústrias impossibilitadas de alterar o portfólio energético ou o seu processo de produção (e.g. produção de *clinker*), embora existam elevadas expectativas na inovação com impacto na redução de emissões de GEE.

Garantir as oportunidades que a tecnologia de CAC oferece para o desenvolvimento da economia é uma estratégia chave para a sua implementação. Grupos de interesse como proprietários de fontes pontuais de emissão e utilizadores pontuais (companhias petrolíferas, empresas de energia e outras indústrias), fornecedores de tecnologia e de serviços, e instituições de investigação, podem obter benefícios a partir da cadeia de valor da CAC e criar novos negócios e serviços. A importância da tecnologia de CAC em capacitar a competitividade ao longo do trajeto para a redução da intensidade carbónica da economia é particularmente elevada para o setor de produção de cimento nacional, uma vez que é o único método que este setor tem para reduzir as suas emissões de processo.

Adicionalmente, a criação de clusters entre indústrias, centrais de produção de eletricidade e/ou refinarias (e.g. na região de Sines) pode contribuir para a redução dos custos

devido à utilização do mesmo pipeline de transporte de CO<sub>2</sub> para o mesmo local de armazenamento como nos projetos de CAC no Reino Unido na Bacia do mar do Norte. No entanto, este tipo de sinergias não foi avaliado de forma objetiva no presente estudo

#### Criação e segurança no emprego

Um impacto importante na economia com a introdução de CAC refere-se à preservação e criação de empregos. A tecnologia de CAC pode providenciar empregos adicionais ao longo da sua cadeia de valor, apesar de, na maioria dos estudos existentes, apenas estar analisada a fase de captura no setor electroprodutor. A tabela 5 ilustra a criação de novos empregos no setor electroprodutor devido a nova capacidade instalada de gás natural equipada com tecnologia de captura de CO<sub>2</sub>, a partir de indicadores de (Wei *et al.*, 2010). A CAC pode também fomentar o emprego na indústria, na medida em que pode permitir a manutenção da sua atividade enquanto acomoda os compromissos de redução de GEE. A título ilustrativo, as duas grandes empresas cimenteiras do país (CIMPOR e SECIL) foram responsáveis por 8573 empregados em 2011, exercendo um importante impacto no panorama da indústria nacional. Num cenário de baixo carbono para Portugal, a manutenção desta atividade exigirá de fato a adoção da tecnologia de CAC.

**TABELA 5** Empregos novos no setor electroprodutor em Portugal nos cenários com maior penetração de captura de CO<sub>2</sub>

	Cenário	2030	2035	2040	2045	2050
Objetivos de mitigação de GEE	High_60					301
	High_80		221	221	221	2100
Preços energia primária	High_60_2D			443	1051	1541
	High_80_2D	886	1193	1837	1873	3144
	High_80_6D				220	1757
Características tecno-económicas da CSC	High_60_20					305
	High_80_20		275	275	275	2229
	High_80_50				244	1725
Locais armazenamento	High_80_50				236	1556
	High_80_OFF				239	1711
Condições hidrológicas	High_60_Dry				292	787
	High_80_Dry		144	408	759	2452
	High_80_Wet					612
Potencial hídrica	High_80_Conservative					1084
Bioenergia	High_80_BIO		205	241		453



## Educação e I&D

A cadeia de valor da CAC, desde a captura do CO<sub>2</sub> até ao seu armazenamento geológico, requer uma multiplicidade de técnicas e conhecimentos específicos, em diversos campos como engenharia química e civil para a construção e gestão de condutas, e engenharia geológica e do ambiente. Outras aptidões também incluem engenharia mecânica, geofísica, eletrotécnica e engenharia de processos e técnicos especializados (e.g. eletricitistas). Também as necessidades de I&D podem representar um aumento nos postos de trabalho em investigação para atender às necessidades de projetos-piloto (Martinez-fernandez *et al.* 2010) e um meio para associar a investigação e atividade académica à indústria (CathCart, 2013).

A capacitação dos recursos humanos em empregos especializados relacionados com a cadeia de valor da CAC pode representar uma oportunidade para a economia nacional, na medida em que pode configurar oportunidades de negócio e uma forma de acelerar o reconhecimento e a implementação da tecnologia. O know-how associado à CAC deve ser considerada em termos de formação de alta qualificação nas universidades, e institutos de investigação, por forma a diminuir futuras necessidades de importação de conhecimento.

## Captura e Utilização de CO<sub>2</sub> (CUC)

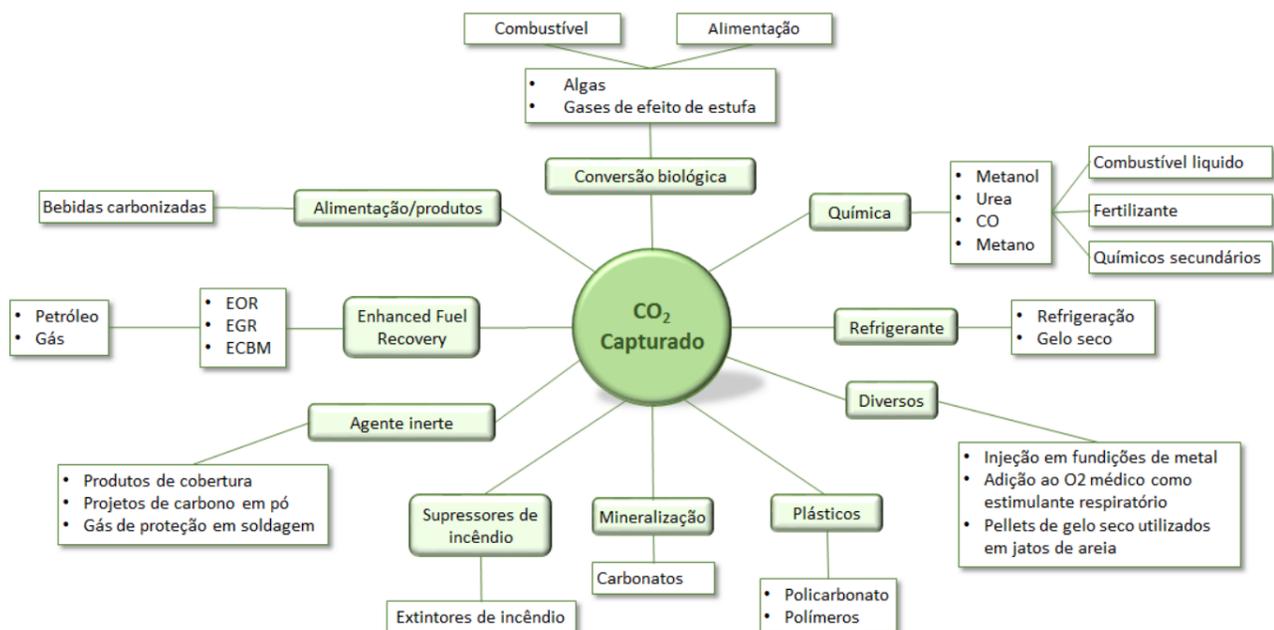
Para além do armazenamento de CO<sub>2</sub> em formações geológicas, o CO<sub>2</sub> pode alimentar a produção de uma vasta gama de produtos derivados do carbono, abrangendo várias tecnologias (Figura 20): CO<sub>2</sub> para combustíveis;

produção de várias *commodities*; recuperação avançada de hidrocarbonetos (*Enhanced Oil recovery—EOR*); mineralização de CO<sub>2</sub>; e produção de produtos químicos.

A introdução de tecnologias de CUC em Portugal depende das especificações de cada tecnologia; por exemplo, apesar do enorme potencial e atual maturidade, o EOR não se aplica a Portugal pois não existem reservatórios comprovados de petróleo e gás natural no território nacional. No entanto, outras opções de CUC, como a produção de microalgas e metanol, podem ser uma solução viável para o uso do CO<sub>2</sub> capturado nas várias indústrias, pois os equipamentos necessários podem localizar-se perto dos locais de captura de CO<sub>2</sub> e podem utilizar pequenas quantidades de CO<sub>2</sub> (quando comparando com o armazenamento geológico).

Os sistemas de produção de microalgas para o sequestro de CO<sub>2</sub> e a produção de químicos é uma área emergente, o que representa uma grande promessa para aplicação industrial. Em Portugal já existe um projeto piloto que utiliza o CO<sub>2</sub> capturado na indústria cimenteira, localizado na unidade de Cibra-Pataias, para a produção de microalgas que podem ser integradas na alimentação animal – projeto *A4F – Algafuel*. O sucesso que vier a ser alcançado é uma oportunidade para expandir este tipo de aplicação a outras indústrias nacionais que também possuam emissões de CO<sub>2</sub> de processo, como o setor da produção de cal, reduzindo as emissões de GEE e obter ganhos adicionais, fazendo da captura de CO<sub>2</sub> uma tecnologia competitiva. No entanto, *stakeholders* da indústria do cimento mencionaram a pequena escala deste projeto, dada a pequena quantidade de CO<sub>2</sub> que este tipo de tecnologia pode utilizar.

FIGURA 20 Opções de utilização de CO<sub>2</sub> (em inglês Fonte: NETL, 2013)



## 3.2 Opções para o transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub>

A definição do modo de transporte de CO<sub>2</sub> e dos *clusters* de armazenamento a utilizar são ditadas por fatores económicos e técnicos, nomeadamente pelos custos e riscos associados a cada cenário de transporte e armazenamento.

### Custos de armazenamento

Os custos de caracterização, implementação e operação de locais de armazenamento de CO<sub>2</sub> variam em função das características do reservatório (profundidade, espessura), da sua localização (*onshore*, *offshore*), da área de superfície a caracterizar/monitorizar, e do número de furos necessários em função da taxa de injeção e da massa de CO<sub>2</sub> a injetar. A Tabela 6 lista as componentes do custo de armazenamento e a figura 21 ilustra os custos estimados para cada *cluster* de armazenamento.

Os custos de armazenamento por taxa de injeção são em média de 29 €/tCO<sub>2</sub>/a para o *cluster onshore* (S05), enquanto os custos no *offshore* variam entre 80€/tCO<sub>2</sub>/a até valores proibitivos de 366 €/tCO<sub>2</sub>/a no *cluster* S06, no sector de Sines. Em cenários de 30 anos de injeção contínua à taxa máxima, os custos médios de injeção de 4

FIGURA 21 Estimativas de custos de armazenamento

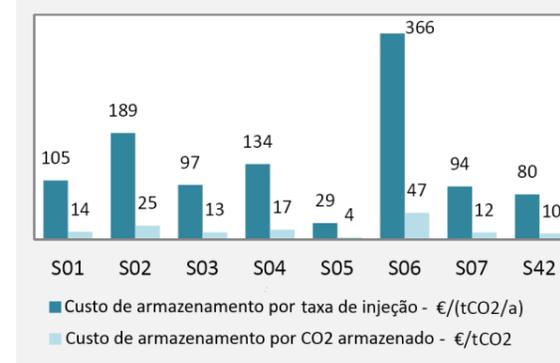


TABELA 6 Componentes do custo de armazenamento (de Boavida *et al.*, 2013)

Componente de custo	Onshore	Offshore	Offshore (60m<WD<100m)	Offshore (100m<WD<1000m)
Desenvolvimento do local (C <sub>sd</sub> )	24 480 k€	24 097 k€	24 097 k€	24 097 k€
Custos de furação por metro (C <sub>d</sub> )	4 k€	10 k€	18 k€	26 k€
Instalações de superfície (C <sub>sf</sub> )	1 530 k€	61 200 k€	61 200 k€	61 200 k€
Número de furos por local (W)	Específico para cada local			
Espessura do reservatório (H)	Específico para cada local			
Investimentos para monitorização	1 530 k€			
Custos de operação/ manutenção	5% dos custos de investimento			
Investimento	$I = (W C_d H) + C_{sf} + C_{sd}$			

\* WD – Espessura da coluna de água

€/tCO<sub>2</sub> *onshore* e de 19.7 €/tCO<sub>2</sub> no *offshore*. Se o *cluster* S06 (economicamente inviável) não for considerado, os custos médios de armazenamento no *offshore* são de 15 €/tCO<sub>2</sub>. Estes valores são comparáveis com a *benchmark* de custos de armazenamento apresentado pela *Zero Emission Platform* (ZEP, 2011).

### Qualificação dos *clusters* e riscos

O CO<sub>2</sub> é caracterizado como um fluido de Categoria C— não inflamável, não-tóxico à temperatura ambiente e à pressão atmosférica (ISO, 2000). Porém, o armazenamento de CO<sub>2</sub> não está isento de riscos. A seleção dos *clusters* de armazenamento preferenciais deve ter em conta a análise comparativa dos *clusters* quanto aos riscos ambientais de saúde e segurança, de acordo com a metodologia SRF (Caixa 3).

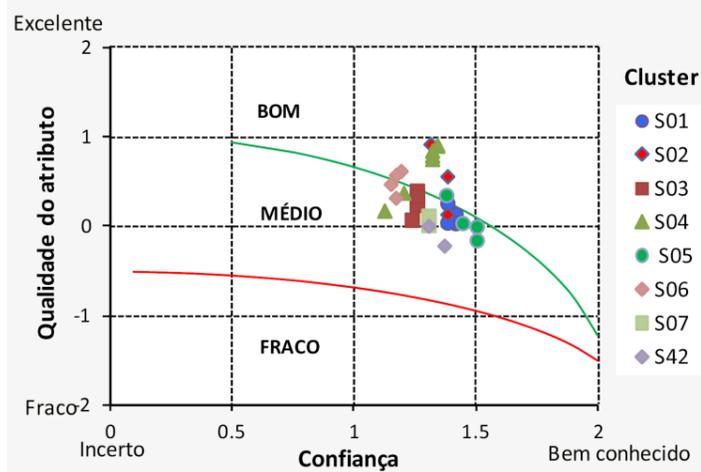
Os locais de armazenamento *offshore* nas Bacias do Porto (S01 e S02) e Lusitaniana (S03 e S04) apresentam a melhor qualificação na metodologia SRF (Figura 22).

O *cluster onshore* S05 é classificado com qualidade MÉDIA, mas com uma performance pior que os *cluster offshore* face ao menor potencial de atenuação de fugas de CO<sub>2</sub>. De acordo com o zonamento sísmico do Eurocódigo 8, este *cluster onshore* situa-se na zona 1.5 (baixa sismicidade) para sísmos interplaca e na zona 2.4 (sismicidade intermédia) para sísmos intraplaca. Estes níveis de sismicidade são provavelmente admissíveis, mas é essencial efetuar uma análise detalhada do impacto da sismicidade.

Nos *clusters* S01 até S05 as principais fontes de risco e incerteza são a falta de informação sobre as falhas que compartimentam os reservatórios, e sobre falhas não identificadas que possam ocorrer na contenção secundária, próximo da superfície. A fase de caracterização deve abordar estes fatores de incerteza.

Os *clusters* no Algarve (S07 e S42) apresentam as condições menos favoráveis, devido a uma fraca contenção secundária e à elevada sismicidade da região, um fator que também afeta o *cluster* S06, no sector de Sines. O risco de

**FIGURA 22** Resultados SRF—Qualificação e comparação de riscos por cluster de armazenamento.



**CAIXA 3** Metodologia SRF—Screening and Ranking Framework.

A metodologia SRF (Oldenburg, 2008) qualifica e compara múltiplos potenciais locais de armazenamento geológico com base no risco ambiental, de saúde e segurança induzido por fugas de CO<sub>2</sub>. A metodologia avalia 42 propriedades da Contenção Primária, Contenção Secundária e Potencial de Atenuação. O resultado do método é composto por gráficos de Qualidade de Atributos versus confiança na informação sobre esses atributos, classificam os locais de armazenamento em FRACOS, MÉDIOS e BONS.



sismicidade nestes 3 clusters é função da proximidade com a fronteira interplacas tectónicas da Euroasiática e da Núbia. Face estas condicionantes, o armazenamento de CO<sub>2</sub> nos clusters do Algarve e Sines é desencorajado.

### Opções e custos de transporte

O processo de transporte do CO<sub>2</sub> depende da localização relativa das fontes de CO<sub>2</sub> e dos locais de armazenamento, mas o transporte terrestre é normalmente efetuado por condutas, enquanto a opção por transporte marítimo pode ser através de condutas submarinas ou de navio.

A Figura 8 ilustra os percursos viáveis de condutas de e entre as principais zonas de emissão de CO<sub>2</sub> em Portugal, definidos por minimização do custo de transporte (Caixa 4). Os percursos viáveis desenvolvem-se sobretudo ao longo da costa, convergindo para o cluster onshore, S05. Em cenários em que a capacidade e taxa de injeção no cluster S05 se esgote, é necessário efetuar o transporte por condutas submarinas para armazenamento offshore no cluster S03. O custo de transporte de CO<sub>2</sub> por condutas para o cluster onshore é estimado entre 2.3€/t e 7.8€/t dependendo da capacidade utilizada da rede. O

**CAIXA 4** Otimização dos percursos de transporte por condutas.

A definição de percursos de condutas custo-eficazes baseou-se numa descrição detalhada, à escala local, dos fatores que afetam o custo de implantação de uma conduta, incluindo: i) uso do solo; ii) declive do terreno; iii) travessia de infraestruturas; iv) existência de corredores reservados para gasodutos e oleodutos. Os percursos mais económicos foram definidos em ambiente SIG, com aplicação de fatores de terreno para diminuir a probabilidade ou mesmo impossibilitar a travessia de zonas urbanas e zonas de proteção ambiental.

aumento do custo considerando o transporte por condutas submarinas para armazenamento offshore é de apenas 28%, pois grande parte da rede será ainda composta por condutas na zona onshore.

A seleção dos locais de armazenamento preferenciais é também função da otimização de toda a rede cadeia CAC, incluindo a otimização dos custos de transporte e armazenamento e a qualificação dos clusters quanto ao risco.

Em geral, o cluster onshore S05 é a opção custo-eficaz para o armazenamento de CO<sub>2</sub>, pois permite minimizar os custos de transporte e armazenamento e a taxa de injeção é compatível com o volume de CO<sub>2</sub> que se antecipa possa ser capturado em Portugal. A capacidade de armazenamento não é muito elevada, mas é provavelmente suficiente para duas a três décadas.

Contudo, em cenários de armazenamento apenas no offshore, a alternativa mais credível é o cluster S03 para fontes na região do Porto e no centro e sul de Portugal, uma vez que os cluster do Algarve e Sines possuem menor qualidade quanto ao risco. O cluster S01 pode ser interessante para fontes de emissão no Minho, embora

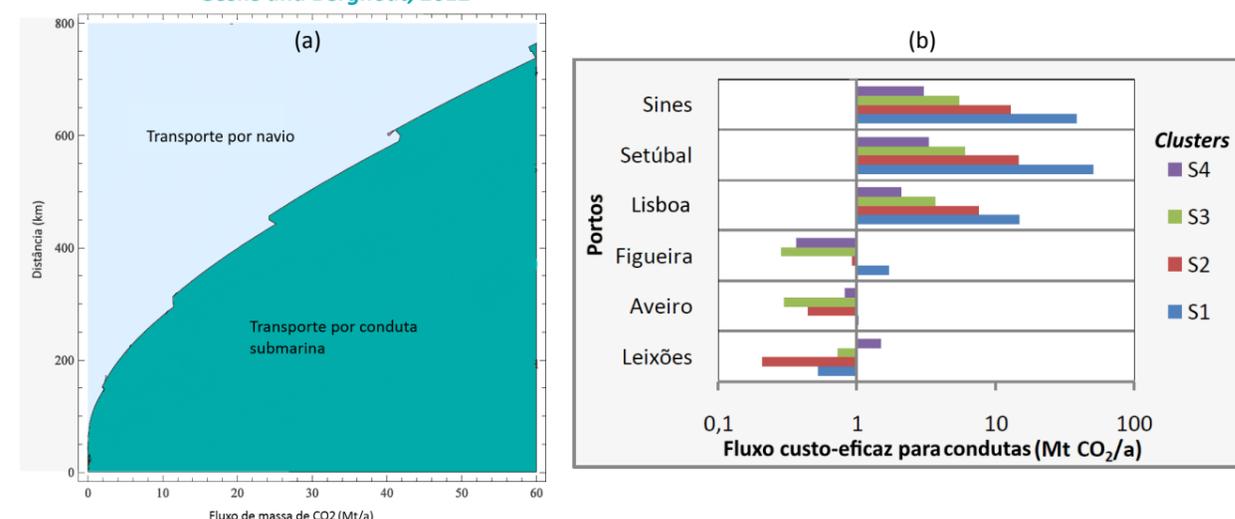
existam poucas fontes de larga escala nessa região. Caso a taxa de injeção ou a capacidade do cluster S03 se esgotem, a alternativa mais eficaz é o cluster S04, na mesma região offshore da Bacia Lusitaniana.

Em cenários admitindo transporte transfronteiriço, o armazenamento de CO<sub>2</sub> em Espanha (na Bacia de Guadalquivir) é uma opção custo-eficaz para fontes localizadas no sul de Portugal, nomeadamente no Algarve. Porém, o armazenamento em Espanha pode ser uma opção económica para fontes no sul de Portugal e na região Centro localizadas próximas da fronteira, se o limite de capacidade ou de taxa de injeção do onshore forem atingidos ou se não for possível o armazenamento onshore em Portugal.

Embora a opção por condutas pareça óbvia no caso de armazenamento onshore, a opção por transporte em navio pode ser válida para armazenamento nos clusters offshore. Ao contrário do transporte por condutas, o transporte de CO<sub>2</sub> por navio não está confinado a uma infraestrutura fixa. É, por isso, um modo de transporte mais flexível a alterações espaciais e temporais nas quantidades a transportar devido a: i) desenvolvimento da capacidade de captura numa fonte; ii) evolução da capacidade de armazenamento; e iii) re-utilização ou co-utilização dos navios de GNL.

O transporte de CO<sub>2</sub> em navios é custo-eficaz para transporte de volumes não muito elevados de CO<sub>2</sub> em distâncias longas, enquanto as condutas são mais económicas para menores distâncias e volume elevados (Figura 23a). Uma análise preliminar utilizando o modelo de custos desenvolvido por Geske and Bergout (2012) permite identificar as situações em que os portos nacionais podem ser opção para o transporte de CO<sub>2</sub> por navio. A Figura 23b

**FIGURA 23** Comparação de transporte ponto-a-ponto por navio e condutas. Baseado no modelo de custo de Geske and Berghout, 2012



ilustra o fluxo de CO<sub>2</sub> a partir do qual as condutas são a opção económica para o transporte de CO<sub>2</sub> de fontes localizadas nas proximidades dos principais portos. Verifica-se que as condutas só são opções económicas para fontes próximas dos portos de Sines, Lisboa e Setúbal se os fluxos de CO<sub>2</sub> forem bastante elevados. O transporte de CO<sub>2</sub> por navio a partir destes portos merece ser considerada em detalhe, especialmente se o armazenamento for na Bacia do Porto (*clusters* S01 e S02) ou mesmo nos *clusters* mais próximos na Bacia Lusitânica (*clusters* S03 e S04). O porto de Leixões pode ser competitivo para transporte de CO<sub>2</sub> para armazenamento no cluster S04.

Por conseguinte, é fundamental a realização de uma análise sistemática para as vantagens e desvantagens do transporte por navio em toda a cadeia da CAC, especialmente no âmbito do Plano Estratégico Português para os Transportes e infraestruturas (PETI3+), que conta entre os seus objetivos o desenvolvimento das infraestruturas de diversos portos nacionais.

### 3.3. Gestão dos desafios da CAC

Os cenários apresentados nos capítulos anteriores configuram possíveis futuros para a captura, transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub> em Portugal, os quais são dependentes de um número significativo de fatores, particularmente da política de mitigação climática e do desenvolvimento socio-económico. Além destes fatores, o desenvolvimento da CAC em Portugal é sujeito a grandes desafios, que precisam de ser ultrapassados para tornar a tecnologia uma opção de mitigação no futuro, de outra forma, e como pode ser visto no capítulo 2.4, custos adicionais podem ocorrer com impactos negativos sobre a economia nacional. Este capítulo apresenta uma breve visão geral de alguns dos desafios que devem ser suprimidos.

#### Aspectos legais

O estabelecimento de um quadro legal robusto e claro para a CAC é de extrema importância, na medida em que irá criar transparência e reduzir os riscos para os investidores e empresas, permitindo-lhes que considerem CAC em seus planos a longo prazo. Portugal transpôs para o direito interno a Diretiva UE 2009/31/EC, na qual é definido o quadro legal para a gestão dos riscos ambientais e para a saúde relacionados com a CAC, principalmente relativo a armazenamento. Assim, a Direção Geral de Energia e Geologia (DGE) é o organismo público responsável pela legislação em relação à CAC e também pela disseminação de informação no sentido de promover a aceitação pública.

Ainda assim, regista-se ausência de regulamentação específica para o transporte de CO<sub>2</sub> para armazenamento permanente em Portugal. A indústria nacional de petróleo e gás utiliza gasodutos para o transporte de químicos há várias décadas, sendo a sua experiência válida e útil para o transporte de CO<sub>2</sub>.

#### Financiamento

Atualmente, a CAC requer um suporte financeiro, fora dos padrões comerciais standard, que demonstre a viabilidade económica da tecnologia à escala comercial. É necessário que os vários riscos sejam abrangidos para permitir o fluxo de capital necessário. As oportunidades de mercado são diferentes para os vários potenciais utilizadores da CAC: se para as companhias petrolíferas a CAC pode alavancar a sua atividade, sobretudo através de projetos EOR, para as indústrias e o setor electroprodutor o investimento envolvido representa um desafio. Programas financeiros internacionais como o CLIMIT que reúne diferentes *stakeholders* das diferentes fases da cadeia de valor da CAC, proporcionam a oportunidade de contacto entre (i) os fornecedores de tecnologia e possíveis parceiros por forma a auxiliar a importação das suas inovações para o mercado, (ii) instituições de investigação e parceiros industriais, fomentando a participação em consórcios para (co) financiamento internacional dos seus projetos de investigação (Bekken et al. 2013).

Para o caso Português, e dado que o setor dos cimentos surge como o *first mover* na adoção da CAC, é expectável que as duas principais empresas da indústria do cimento se organizem e atuem como um cluster de competências e de grupo de interesse, a fim de testar cenários de implementação de CAC nas suas unidades. Dada a situação económica e financeira nacional, os esquemas de apoio público devem ser planeados com o suporte direto da Comissão Europeia, no âmbito dos fundos estruturais Europeus para o período 2014-2020.

#### Restrições e sinergias no armazenamento

A restrição mais importante para o armazenamento *onshore* é o facto do cluster S05 se situar parcialmente na zona do Parque Natural da Serra de Aire e Candeeiros, o que impõe limitações às atividades na superfície (ex. atividades de prospeção e instalações de equipamentos de injeção). A escolha dos potenciais locais de injeção neste cluster deve também ter em conta a densidade populacional e o uso do solo, dois fatores que variam consideravelmente na área do cluster, mas em que a área de São Pedro de Moel parece apresentar as condições mais favoráveis. Outros aspetos a considerar são a importância dos aquíferos de água potável, menos profundos, utilizados

para abastecimento público e privado, e a existência de fontes termais. No entanto, estas questões não devem constituir conflitos com o armazenamento de CO<sub>2</sub>, desde que sejam adequadamente geridos com as autoridades reguladoras e implementados planos de monitorização adequados. As sinergias identificadas no cluster *onshore* estão associadas à pesquisa de hidrocarbonetos que pode fornecer dados importantes para a caracterização dos reservatórios de CO<sub>2</sub>.

Quanto ao armazenamento offshore, as restrições mais relevantes estão relacionadas com o condicionamento das atividades piscatórias durante a fase de perfuração e de prospeção sísmica, bem como a restrição permanente à pesca de arrasto de fundo nas imediações dos furos de injeção e ao longo das condutas de transporte de CO<sub>2</sub>. Além disso, embora nenhuma das atuais áreas de proteção ambiental sejam afetadas pelos clusters offshore, é inevitável que ocorram impactos ambientais localizados no fundo do mar durante a fase de perfuração e instalação dos furos de injeção. No entanto, estas situações não têm que constituir necessariamente conflitos com o armazenamento de CO<sub>2</sub> desde que sejam seguidas as normas ambientais adequadas e as autoridades reguladoras estiverem envolvidas. Podem existir sinergias interessantes com a proteção da biodiversidade se as áreas de proteção dos furos de injeção forem geridas como oportunidades de proteção dos ecossistemas do fundo do mar dos efeitos nefastos do excesso de pesca de arrasto de fundo.

#### Envolvimento público

A aceitação pública pode ter uma influência significativa no sucesso ou fracasso da disseminação da cadeia de valor da CAC, particularmente o transporte e armazenamento do CO<sub>2</sub>. Um diálogo claro e transparente com os *stakeholders* nacionais, incluindo a sociedade civil é essencial, caso contrário a CAC arrisca tornar-se num foco de fenómenos



de protesto social. De facto, Portugal tem claros exemplos sobre os impactos negativos decorrentes da falha de comunicação com a população, como o fenómeno NIMBY (not in my back yard) que tem causado sucessivos atrasos na implementação de soluções de gestão de resíduos em Portugal. A secção seguinte, descreve o envolvimento e expectativas dos *stakeholders* nacionais relacionadas com a CAC, representando o primeiro passo para o processo de diálogo.

### 3.4 Envolvimento e expectativas dos *stakeholders*

O presente estudo desenvolveu um processo de comunicação envolvendo a participação ativa de três grupos de *stakeholders* nacionais:

- Indústria, produção de eletricidade « e respetivos reguladores;
- Sociedade civil (incluindo ONGs e atores regionais/ locais)
- Academia e comunidade científica.

Foram organizados dois workshops técnicos, onde foram solicitadas as opiniões dos *stakeholders* num conjunto de aspetos como a identificação das forças motrizes e desafios, cenários de implementação e prioridades das políticas públicas. O website (<http://ccsroadmap.pt>) para além da função de divulgação da tecnologia e do projeto, permitiu aos *stakeholders* introduzir as suas visões sobre os assuntos discutidos nos workshops, embora mas uma consulta mais direcionada tenha sido efetuada por meio de questionários.

Todos os *stakeholders* consideraram ter pelo menos um nível médio de conhecimento sobre as tecnologias de CAC e mais de metade consideraram-se bem informados (sobretudo da academia e ONGs e da indústria). De fato, apenas duas associações (APEA e COGEN Portugal) ainda não tinham participado em algum tipo de iniciativa relacionada com CAC.

#### Viabilidade da CAC como opção tecnológica de mitigação das alterações climáticas

A academia e as ONGs dividiram as suas opiniões sobre a possibilidade da CAC se tornar uma opção efetiva de mitigação climática. Os que responderam positivamente, justificaram que a CAC é mais uma opção no portfólio, disponível para os maiores poluidores, em particular para a indústria do cimento. Em sentido oposto, foram apontadas as condições limitadas para armazenamento do CO<sub>2</sub> bem

como a disponibilidade de FER-E, considerando a CAC a opção tecnológica de último recurso para a transição para um futuro de baixo carbono em Portugal.

No que se refere aos *stakeholders* da indústria, as posições são claras. O setor electroprodutor não vê a CAC como uma opção, basicamente devido ao baixo custo e disponibilidade das tecnologias FER-E. Em oposição, o setor do cimento considera que deve ser uma opção, uma vez que o próprio processo de produção de cimento tem emissões inevitáveis, e nenhuma outra tecnologia parece estar disponível (mesmo em conceito) para a redução destas emissões. Também foi mencionado que a reutilização do CO<sub>2</sub> capturado é uma alternativa, ou pelo menos um complemento significativo ao seu transporte e armazenamento geológico, como a síntese de metanol e produção de microalgas, especialmente num contexto da sua contribuição (e ser recompensado por) para suavizar a variabilidade das FER-E.

### Negócios e CAC

Os *stakeholders* da indústria mostraram-se adversos à possibilidade da CAC ser uma opção para lidar com objetivos e restrições impostas pelo CELE, assim como quaisquer oportunidades de negócio. As razões passam pela existência de outras opções mais viáveis e custo-eficazes, pelas incertezas regulamentares e pela instabilidade no preço do CO<sub>2</sub>.

Mesmo sob este ponto de vista negativo sobre o CELE, os *stakeholders* foram inquiridos sobre a possibilidade de alterarem a sua atividade e/ou preços dos seus produtos por forma a absorverem o custo da captura do CO<sub>2</sub>. A experiência negativa do CELE como um mecanismo de internalização do custo de CO<sub>2</sub> foi destacado como ponto

de partida. As respostas consideraram que tal requereria um forte envolvimento dos governos português e espanhol: financiando as infraestruturas, projetos e pilotos e unidades de demonstração. Adicionalmente, um preço de CO<sub>2</sub>, fixo, estável e relativamente alto seria necessário.

Os *stakeholders* da indústria foram também questionados sobre a possibilidade de modelos de negócio baseados nas atividades subjacentes à captura, transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub>. A maioria não considerou viável, logo à partida, preferindo favorecer outras opções (FER, eficiência energética) sendo que, nesta fase, seria preferível analisar a possibilidade de adicionar custos aos consumidores finais. De qualquer forma, regista-se a opinião que o transporte e armazenamento deverá ser um tipo de negócio em monopólio e regulado, dado que serão infraestruturas utilizadas por vários agentes, seguindo o exemplo do atual modelo aplicado à rede pública de transmissão de eletricidade.

### Obstáculos à implementação da CAC em Portugal

Como barreiras específicas para a implementação da CAC registaram-se as seguintes. A dificuldade de obtenção de conhecimento sobre o transporte de CO<sub>2</sub> foi selecionado como mais relevante (83% das respostas), seguindo-se o conhecimento em captura e armazenamento (67% cada). Também relevante (50%) foi a dificuldade em adquirir a tecnologia de captura e a capacidade/possibilidade para alterar processos. Alterar procedimentos existentes e obter licenças não foram barreiras identificadas como relevantes.

Quanto a iniciativas prioritárias a serem tomadas no país, a academia e ONGs mencionaram mais informação ao público (sensibilização) e especialmente, mais estudos.

Os representantes da indústria referiram como prioridade a

partilha de conhecimento intersectorial e o apoio governamental para as instalações-piloto assim como as infraestruturas de transporte e armazenamento, e a criação de um quadro regulamentar estável.

Sobre o papel das políticas públicas, as respostas não variaram por tipo de *stakeholders*, mas variaram entre extremos de “premature para tomar medidas” e “responsabilidade total do Estado”. A elevada variedade de questões levantadas podem ser resumidas a seguir:

- Incentivos financeiros (auxiliar transição);
- Apoio financeiro a I&D (de início sobre locais geológicos e depois sobre outros aspetos da CAC)
- Criação de quadro regulamentar (aceitável por governos futuros)
- Publicação de estudos realizados sobre gestão do solo para assegurar a passagem das infraestruturas de transporte de CO<sub>2</sub> e evitar conflitos futuros com a população, proprietários dos terrenos, e instrumentos existentes de gestão do solo (e.g. reservas ecológicas e agrícolas, áreas naturais protegidas, planos diretor municipal).
- Coordenação com políticas públicas de outros estados membros, para que as indústrias operem em circunstâncias semelhantes (preço CO<sub>2</sub>, taxas, requisitos técnicos e ambientais).

### Relações com a sociedade civil

O apoio público, ou pelo menos sem forte oposição, baseado num correto entendimento da CAC, foi referido como fundamental nos workshops e nos inquéritos.

O fornecimento de informação de correta e transparente foi considerada como a questão mais importante na relação com a sociedade civil. O conteúdo deve incluir explicações técnicas básicas sobre CAC, a eficácia na redução das emissões de GEE dos setores electroprodutor e indústria cimenteira, exemplos de projetos atuais, desafios e

benefícios, aspetos económicos, e relação com legislação e objetivos europeus.

O público alvo, numa fase inicial, inclui audiências especializadas, como equipas de I&D, estudantes universitários, profissionais do setor electroprodutor e indústria do cimento e técnicos nos organismos públicos, embora se pretenda atingir o público em geral por forma a aumentar a consciencialização para a tecnologia de CAC. Os mecanismos de informação, podem incluir a melhoria dos programas de ensino universitário, conferências e workshops, entrevistas, debates, e notícias nos principais meios de comunicação e desenvolvimento de I&D relacionada, dias abertos de demonstração e visitas a locais potenciais de captura e de armazenamento CO<sub>2</sub>. Foram igualmente sugeridas reuniões com ONGs ambientais e municípios, e estudos sociológicos.

O envolvimento da sociedade civil foi referido pelos *stakeholders* como um pré-requisito para lidar com este tipo projetos (i.e. implementação de captura, transporte e armazenagem de CO<sub>2</sub>). Os mecanismos públicos existentes foram considerados suficientes para o momento atual (Estudos de Avaliação de Impacte Ambiental com consulta pública obrigatória) embora deva contemplar adicionalmente audiências públicas com promotores, ONGs e municípios, assim como notícias e debates locais nos media.

## CAIXA 5 Opinião dos *stakeholders* sobre os desafios e benefícios da CAC em Portugal

A perceção dos *stakeholders* sobre os desafios da CAC em Portugal abrange uma variedade de questões:

- do ponto de vista ambiental, o risco sísmico e impactos na biodiversidade marinha (armazenamento offshore),
- do ponto de vista social, oposição pública se não bem informada,
- do ponto de vista de implementação, conflitos legais na gestão do uso do solo (transporte e armazenamento) e custos de infraestrutura elevados (fontes de CO<sub>2</sub> demasiado dispersas, distâncias longas para locais de armazenamento),
- do ponto de vista estratégico, perigo de redução da introdução de FER e eficiência energética.

Sobre benefícios, existe também um conjunto de vantagens identificadas:

- Contribuição significativa na redução das emissões de GEE do país (embora não necessariamente a longo prazo),
- Promoção da segurança energética (maior diversidade mix energético com combustíveis fósseis e continuação da sua proporção significativa),
- Criação de emprego (e.g. construção e manutenção de edifícios e infraestruturas, condutas),
- Possibilidade de reutilização do CO<sub>2</sub> capturado.

## CAIXA 6 Opinião dos *stakeholders* em questões cruciais para a CAC em Portugal

Os *stakeholders* foram inquiridos sobre qual seriam as três prioridades para a CAC no contexto do país:

- Academia e ONGs identificaram os seguintes problemas: Mais estudos técnicos sobre as tecnologias de CAC em Portugal, transparência no processo de decisão de implantação (ou não) de CAC no país, e envolvimento das organizações da sociedade civil no processo de decisão.
- Para a indústria, as questões cruciais para a adoção da CAC passam pela existência de um claro e estável ambiente regulatório (prioridade para todos os *stakeholders*), retorno económico do investimento em CAC (83% dos inquiridos) e a existência de instalações de armazenamento de CO<sub>2</sub> (50%). Importantes, mas não essenciais, foram as restantes questões relacionadas com incentivos financeiros, o acesso a infraestruturas de transporte, bem como transparência nos processos de decisão.

## 4.

# Recomendações/Ações para implementação da CAC

*Uma abordagem pró-ativa é necessária para tornar a tecnologia de CAC uma opção válida para contribuir para uma economia descarbonizada*

O presente estudo contribui para a clarificação do papel que a captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> (CAC) poderá desempenhar na descarbonização da economia Portuguesa. Conclui-se sobre a oportunidade da tecnologia de CAC para mitigar as emissões de CO<sub>2</sub> geradas na indústria nacional, sendo as unidades de produção de cimento sérias candidatas ao papel de first movers, já a partir de 2030.

A intensificação dos esforços de política para reduzir drasticamente a emissão de gases com efeito de estufa no médio-longo prazo (até 2050) é o principal driver do custo-eficácia da CAC, apurado a partir da modelação integrada do sistema energético e industrial Português. Para um objetivo de redução de 80% das emissões de gases com efeito de estufa em 2050 face aos valores registados em 1990, a CAC surge como uma tecnologia custo eficaz, capaz de evitar a emissão de 1 a 3 Mt CO<sub>2</sub> para a atmosfera em 2030 e 4 a 7 Mt CO<sub>2</sub> em 2050.

A captura de CO<sub>2</sub> não surge competitiva para a descarbonização do sector de produção de eletricidade, sobretudo devido ao custo-eficácia revelado pelas tecnologias renováveis e eficiência energética no sistema Português. No entanto, a captura de CO<sub>2</sub> poderá ser eventualmente equacionada, proporcionando benefícios adicionais quer em termos de segurança do abastecimento ao permitir a diversificação das fontes de energia primária, e do custo final de produção de energia elétrica, embora em condições específicas.

Atualmente, a implantação da tecnologia de captura, transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub> em Portugal enfrenta uma série de obstáculos, como se identificou no processo de consulta e comunicação com stakeholders nacionais, através de vários workshops. Estes apontaram como prioridade a necessidade de um forte envolvimento dos governos de Portugal e Espanha na clarificação (i) da forma como a política pública encara a CAC enquanto ferramenta

para alcançar elevados níveis de descarbonização; (ii) das intenções para financiar e / ou promover unidades piloto e de demonstração em território nacional; (iii) sobre o financiamento e gestão de infra-estruturas de transporte e armazenagem. Foi igualmente reconhecido que a existência de um preço fixo, estável e relativamente elevado de CO<sub>2</sub> seria uma vantagem para o desenvolvimento da tecnologia de CAC. Do ponto de vista dos stakeholders, a clarificação sobre estes aspetos ou, pelo menos, sobre o quadro de política pública em que eles virão a ser equacionados, é fundamental para se evoluir para etapas que permitam identificar de forma clara se a CAC será efetivamente uma tecnologia de mitigação a incluir no portfólio nacional. O fato de a tecnologia de captura de CO<sub>2</sub> a implementar nas instalações industriais exigir infraestruturas de transporte e armazenamento de utilização e gestão regulada, constitui uma barreira e um desafio que deve ser abordado de forma clara pela política pública.

Com base na informação e pontos de vista obtidos com o presente estudo, nomeadamente sobre a expectativa de evolução para a procura de bens industriais como o cimento, pode indicar-se um conjunto de recomendações com interesse direto para Portugal, tendo em mente a ambição de se atingir um elevado nível de descarbonização da economia até 2050:

a. Preparar uma task-force para explorar as melhores opções para o transporte de CO<sub>2</sub>, tendo em vista o montante e a localização da geração das emissões de CO<sub>2</sub>. Devem ser consideradas soluções de armazenamento (i) onshore, que deve incluir os instrumentos de gestão territorial em vigor e a gestão do uso da terra para garantir a passagem de infra-estruturas de transporte de CO<sub>2</sub> por forma a evitar futuros conflitos com o público e com os proprietários de terras; (ii) offshore, relativamente à gestão de áreas marinhas e à possibilidade de transporte por navio; para este objetivo, recomenda-se o envolvimento de

agentes de política pública, e a comunicação com órgãos de política local das áreas/regiões com maior probabilidade de poderem vir a servir o transporte e armazenamento do CO<sub>2</sub>;

b. Preparar programas de formação e científicos sobre a captura de CO<sub>2</sub>, em parceria com indústrias candidatas à sua adoção; sobre o armazenamento de CO<sub>2</sub>, em estreita colaboração com os serviços geológicos; e sobre o transporte de CO<sub>2</sub>, em parceria com o operador nacional de redes de transporte, aproveitando o seu know-how em transporte de gás natural por pipeline.

c. Avaliar modelos de regulação que integrem toda a cadeia de CAC e, de forma associada, possíveis esquemas de financiamento para promover as diversas componentes de captura, transporte e armazenamento; para este propósito, recomenda-se que o papel determinante seja dos organismos de políticas públicas em estreita colaboração com peritos das diversas componentes;

d. Implantar um sítio piloto de injeção onshore, para superar as incertezas associadas a ambientes geológicos profundos e consolidar as estimativas sobre a capacidade de armazenamento e custos; este objetivo deveria ser objeto de apoio de fundos europeus, em cooperação com a indústria e organismos de I&D, como acontece com os projetos em Ketzin na Alemanha e Hontomin em Espanha.

A redução de 80% das emissões de CO<sub>2</sub> no médio-longo prazo (2050) em relação aos níveis de 1990, em Portugal, como apontado para a estabilização do clima global, vai, com elevada probabilidade, exigir a consideração da captura de CO<sub>2</sub> como uma das tecnologias de mitigação na indústria, dado que as energias renováveis continuam a revelar-se soluções custo-eficazes para a produção de eletricidade, a par com o elevado potencial a explorar com a eficiência energética. A aceitar-se a perspetiva de produção de cimento nacional tal como assumida no presente estudo (i.e. 13% a 20% em 2050 face à produção atual, para os cenários de evolução do PIB baixo e alto respetivamente), parece razoável que as duas empresas nacionais de produção de cimento devam coordenar esforços e agir em conjunto como um cluster de competências e grupo de interesse por forma a iniciar cenários-teste de implementação de CAC em (algumas) instalações no país. Por outro lado, os órgãos de política pública nacional não podem ignorar, desde já, esta opção pois quanto mais cedo o país identificar os seus pontos fracos e oportunidades, maior a probabilidade de evitar perdas competitivas.



## Referências Bibliográficas

Al-Juaied (2010) Analysis of Financial Incentives for early CCS Deployment, Discussion Paper #2010-14, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School, Harvard University, 52 pp. Available at: <http://belfercenter.ksg.harvard.edu/files/Al-Juaied%20Analysis%20of%20Financial%20Incentives%20web.pdf>

APA (2012) National Low Carbon Roadmap. Agência Portuguesa para o Ambiente. Alfragide, Portugal. Available at (in Portuguese): [http://www.apambiente.pt/\\_zdata/DESTAQUES/2012/RNBC\\_COMPLETO\\_2050\\_V04.pdf](http://www.apambiente.pt/_zdata/DESTAQUES/2012/RNBC_COMPLETO_2050_V04.pdf)

APA (2013). Portuguese national inventory report on greenhouse gases. Agência Portuguesa para o Ambiente. Alfragide, Portugal.

Bellona 2011. Insuring Energy Independence. A CCS Roadmap for Poland. BEST, Bellona Environmental CCS Team. The Bellona Foundation, Krakow, Poland, 2011.

Bellona (2012) Our Future is Carbon Negative. A CCS Roadmap for Romania. BEST, Bellona Environmental CCS Team. The Bellona Foundation, Bucharest, Romania 2012

Boavida, D., Carneiro, J., Martinez, R., van den Broek, M., Ramirez, A., Rimi, A., Tosato, G., Gastine, M., (2013) Planning CCS Development in the West Mediterranean. Energy Procedia 37, 3212-3220.

Boavida, D., Carneiro, J., Tosato, G., Martinez, R., Van den Broek, M., Gastine, M., (2013) COMET Final report, Integrated infrastructure for CO2 transport and storage in the west Mediterranean. Laboratório Nacional de Engenharia e Geologia. Lisboa, pp. 58.

Carneiro, J., Marques, F., Mesquita, P., Fernandes, V., Toscano, J., (2014) CCS Roadmap for Portugal: CO2 storage and transport options and risks. Technical report. Universidade de Évora. Portugal. 146 pp.

Cathcart, R., Chalmers, H., Snape, C., VanderMeer, E., & Gibbins, J. (2013) Developing National CCS Capacity and Advanced Skills: Examples from the UK. Energy Procedia, 37(0), 7281–7290.

CEMBUREAU, (2012) Vision of a low carbon European cement industry. The European Cement Association.

DGEG (2013) Indicadores Energéticos. [Energy indicators]. Direção geral de Energia e Geologia. [In Portuguese]. Available at: <http://www.dgeg.pt/>

EC (2009) Decision No 406/2009/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas emissions to meet the Community's greenhouse gas emission reduction commitments up to 2020. OJ L140. European Commission. Brussels.

EC (2011a) Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social

Committee and the Committee of the Regions. A road map for moving to a competitive low carbon economy in 2050 (COM(2011) 112 final) 2011. European Commission. Brussels.

EC (2011b) Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Energy Roadmap 2050. (COM(2011) 885 final) 2011. European Commission. Brussels.

EC (2014) EU Energy, Transport and GHG Emissions. Trends to 2050 – Reference Scenario 2013. European Commission. Directorate-General for Energy, Directorate-General for Climate Action and Directorate-General for Mobility and Transport. Luxembourg .

ECRA (2009) Development of State of the Art-Techniques in Cement Manufacturing: Trying to Look ahead. (CSI/ECRA-technology Papers). European Cement Research Academy. Duesseldorf, Geneve. 99pp. Available at: <http://www.wbcscement.org/pdf/technology/Technology%20papers.pdf>

ECRA (2012). ECRA CCS Project – Report on Phase III. Technical Report TR-ECRA-119/2012. European Cement Research Academy. 107 pp. Available at: [http://www.ecra-online.org/fileadmin/redaktion/files/pdf/ECRA\\_Technical\\_Report\\_CCS\\_Phase\\_III.pdf](http://www.ecra-online.org/fileadmin/redaktion/files/pdf/ECRA_Technical_Report_CCS_Phase_III.pdf)

GCCSI (2011) Accelerating the Uptake of CCS: Industrial use of captured carbon dioxide. Global CCS Institute and Parsons Brinckerhoff. Melbourne. Australia. 260 pp.

GCCSI (2014a) The global Status of CCS: 2014. Global CCS Institute. Melbourne. Australia. 192 pp.

GCCSI (2014b) Moving below zero: understanding bioenergy with carbon capture & storage. The Climate Institute. Global CCS Institute. Melbourne. Australia. 36 pp.

Geske, J. & Berghout, N.A. (2013). Assessment of alternative developments of CO2 transport infrastructure in the West Mediterranean region: shipping and integration with West European CO2 infrastructure. Technical Note 6.2. (48 p.). Utrecht, the Netherlands: COMET project, Utrecht University, Faculty of Geosciences, IMEW, Energy & Resources.

IEA (2013) Energy Balances. International Energy Agency World Statistics and balances (database)

IEA (2014) Energy Technology Perspectives 2014: Harnessing Electricity's Potential. International Energy Agency. Paris.

INE (2014) Resident population projections 2012-2060. Instituto Nacional de Estatística. Lisboa.

IPCC (2013) Summary for Policymakers. In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA

IPCC (2014) Summary for Policymakers, In: Climate Change 2014, Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer,, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlomer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

ISO (2000) ISO 13623 – Petroleum and Natural Gas industries – Pipeline transportation Systems, edited.

JRC-IET (2011) Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET -Plan) Technology Descriptions JRC Scientific and Technical Reports. Institute for Energy and Transport of the Joint Research Centre, the Netherlands. European Commission, pp. 178.

Martínez, R., I. Suárez, and Y. M. Le Nindre (2010) Site selection criteria. COMET deliverable 3.1.Rep., Instituto Geológico y Minero de España - IGME, Spain. 10 pp.

Martinez-fernandez, C., Hinojosa, C. & Miranda, G., (2010) Greening Jobs and Skills. Labour Market Implications of Addressing Climate Change, working document, Local Employment and Economic Development (LEED) Programme, OECD. Paris.

Oldenburg, C. M. (2008) Screening and ranking framework for geologic CO2 storage site selection on the basis of health, safety, and environmental risk, Environmental Geology, 54(8), 1687-1694.

RCM 20/2013. Resolução do Conselho de Ministros n.o 20/2013 (2013). [Resolution of Council of Ministers 20/2013]. Lisbon [in Portuguese]

Simões S., Cleto J, Fortes P, Seixas J, Huppés G (2008) Cost of energy and environmental policy in Portuguese CO2 abatement—scenario analysis to 2020. Energy Policy 36 (9):3598-3611.

Tejo Energia (2011) Estudo de viabilidade da captura e armazenamento de CO2 na central termoelétrica do Pego. Relatório final técnico-científico. Tejo Energia. Lisboa. 130 pp.

Vangkilde-Pedersen, T., K. L. Anthonsen, N. Smith, K. Kirk, F. Neele, B. van der Meer, Y. Le Gallo, D. Bossie-Codreanu, A. Wojcicki, Y. M. Le Nindre, C. Hendriks, F. Dalhoff, and N. Peter Christensen, (2009) Assessing European capacity for geological storage of carbon dioxide-the EU GeoCapacity project. Energy Procedia, 1(1) pp. 2663–2670.

NETL (2013) Carbon Storage: CO2 Utilization Focus Area. National Energy Technology Laboratory. US Department of Energy [http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon\\_seq/corerd/co2utilization.html](http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon_seq/corerd/co2utilization.html)

Wei, M., Patadia, S., Kammen, D. M., (2010) Putting renewables and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in the US? Energy Policy, 38 (2), 919-931.

ZEP (2011) The Costs of CO2 Storage —Post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Brussels, Belgium. 42 pp.



As tabelas seguintes apresentam algumas das características tecno-económicas das tecnologias de captura, transporte e armazenamento consideradas no cenário de *BASE* no presente exercício de modelação.

**TABELA A1** Características tecno-económicas das tecnologias de geração de eletricidade com e sem captura de CO<sub>2</sub> (Fonte: JRC, 2014)\*

Technology	Average Size	Specific investments costs (overnight)				Fixed operating and maintenance costs				Electric net efficiency (condensing mode)				Tech. Lifetime	Availability	CO <sub>2</sub> capture rate
	Mw	Eur2010/kW				Eur2010/kW				%						
		2010	2020	2030	2050	2010	2020	2030	2050	2010	2020	2030	2050			
Electricity only plants - Coal																
Supercritical	600	1705	1700	1700	1700	34	34	34	33	45	46	49	49	35	80	
Supercritical+post comb capture		2450	2209	2018		43	41	34	30	32	36	39	35	75	88	
Supercritical+oxy-fuelling capture		3028	2287	1876		38	37	31	28	31	36	40	35	75	90	
IGCC		2758	2489	2247	1830	55	50	45	37	45	46	48	50	30	80	
IGCC pre-comb capture		2689	2447	2030		47	40	38	31	33	39	44	30	75	89	
Electricity only plants – Natural Gas																
Combined-cycle	550	855	855	855	855	26	21	20	20	58	60	62	64	25	60	
Combined-cycle+post comb capture		1244	1155	1093		44	41	39	42	44	49	53	25	55	88	
Electricity only plants – Natural Gas																
Combined-cycle conventional	50	823	822	816	816	21	21	20	20	45	46	48	48	25	90	
Combined-cycle advanced		1019	980	907	907	26	25	24	24	47	48	51	51	25	90	
Combined-cycle+ post comb capture		1637	1419	1419		35	32	32		44	46	46	25	90	88	
Combined-cycle + pre comb capture		1727	1328	1328		31	29	29		43	45	45	25	90	88	
Combined-cycle + oxy fuelling capture		1827	1347	1347		32	30	30		41	43	43	25	90	88	

\*Fonte: JRC, 2014. The JRC-EU-TIMES model. Assessing the long-term role of the SET Plan Energy technologies. Joint Research Centre. Institute for Energy and Transport. European Commission

**TABELA A2** Características tecno-económicas das tecnologias de produção de cimento com e sem captura de CO<sub>2</sub> (Fonte: Validado por stakeholders nacionais e baseado em ECRA, 2009 e ECRA, 2012)\*

Technology	Energy consumption	Fuel input level	Output	Starting Year	Tech. Lifetime (years)	Investment Cost		Total operating and maintenance costs		Fixed operating and maintenance costs		Variable O&M Cost		CO <sub>2</sub> capture rate/Where applicable
						€2010/ton clinker		€2010/ton clinker		€2010/ton clinker		€2010/ton clinker		
						2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	
Dry process with pre-calcining technology - No CO <sub>2</sub> capture	Heat*	3.70	1 Clinker	2010	50	180	180	30	30	22	22	8	8	0
	Electricity	0.29												
Dry process with POST COMBUSTION via Membranes	Heat*	3.70	1 Clinker	2025	25	615	492	51	40	39	31	12	9	95
	Electricity	0.87												
Dry process with POST COMBUSTION via Adsorbents	Heat*	5.95	1 Clinker	2025	25	280	224	66	61	31	30	29	26	95
	Electricity	0.54												
Dry process with OXY FUEL capture	Heat*	3.80	1 Clinker	2030	25	360	288	54	54	26	26	14	14	90
	Electricity	0.71												

\*Source: ECRA, 2009. Development of State of the Art-Techniques in Cement Manufacturing: Trying to Look Ahead (CSI/ECRA-technology Papers. Duesseldorf, Geneve, 4 June; ECRA, 2012. Technical Report TR-ECRA-119/2012. ECRA CCS Project – Report on Phase III. European Cement Research Academy

**TABLE A3** Average CO<sub>2</sub> storage and transport cost and CO<sub>2</sub> storage capacity

		Onshore	Offshore	
Storage	Storage site	Onshore Lusitanian Basin	North Lusitanian 1	
	Cumulative capacity (Mt)	331	2 211	
	Injection capacity (Mt/pa)	10.7	11.8	
	Investment costs (€/t/a)	27.9	92.4	
	O&M costs (€/t/a)*	1.4	4.6	
Transport	Investment + O&M (€/t/a)*	2030	7.2	9.2
		2040	4.6	5.9
		2050	3.3	3.9

\*Fuel costs namely the costs with electricity consumed in the booster stations are not considered in this costs, as electricity price is endogenously calculated by the TIMES\_PT model