

UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA

**OPORTUNIDADES DA BIOENERGIA FACE À REDUÇÃO DE DIÓXIDO DE
CARBONO ASSOCIADO AO SEQUESTRO GEOLÓGICO E BIOSEQUESTRAÇÃO**

CASO PRÁTICO APLICADO À TERMOELÉCTRICA DE SINES

Andreia Lino Neto Gomes da Silva Miguel

Dissertação apresentada na Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade
Nova de Lisboa para obtenção do grau de mestre em Bioenergia

Orientador: Professor Doutor Nuno Lapa (FCT-UNL)

Co-orientadora: Professora Doutora Isabel Cabrita (LNEG-UEZ)

Lisboa

2010

Agradecimentos

Ao Professor Dr. Nuno Lapa, pelo modo estimulante como me orientou, pelas críticas, sugestões e correcções, pela inteira disponibilidade e interesse demonstrado e pelo apoio constante.

À Professora Dr.^a Isabel Cabrita, pelo papel determinante na adequação dos conteúdos e pela visão crítica e construtiva do trabalho.

À Dr.^a Teresinha Abecassis e sua equipa (especialmente Dr. José Miguel Martins e Dr. Carlos Moita) da DGEG, pela inteira disponibilidade, pelas sugestões e correcções e pelo tempo dispendido durante as minhas pesquisas realizadas no departamento.

À Câmara Municipal de Sines pelo envio da rede viária (SIG).

Ao Professor Dr. Júlio Carneiro (Universidade de Évora) por todas as informações e sugestões prestadas, pelo tempo que disponibilizou.

À Professora Dr.^a Luísa Gouveia (LNEG) por todas as informações técnicas referentes a microalgas.

Ao Eng.^o Pedro Álvaro (SIMTEJO) na sua colaboração para o capítulo de microalgas.

Ao Dr. John Benemann (Benemann Associates) pelos artigos que disponibilizou.

À Mestre Joana Simões pelas sugestões, correcções, pelo apoio e ânimo mesmo nos piores momentos.

E a todos aqueles os que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho em especial ao meu marido pela compreensão e apoio, ao recente filho Francisco, às minhas irmãs: Sara Rente e Leonor, à minha sogra Fátima Miguel e ainda à minha colega e amiga Sofia Melo, amiga Rosarinho Abreu e Paula Salazar e a todos os restantes familiares e amigos que sempre acreditaram em mim.

Resumo

O grande desafio da sociedade moderna é de garantir um crescente desenvolvimento respeitando o ambiente e interferindo o mínimo nos ciclos naturalmente existentes nomeadamente água e carbono, mitigando as emissões antropogénicas. As emissões de gases de efeito de estufa de origem antropogénica têm forte contributo para a diminuição da qualidade do ar com especial relevo para o sector de produção de electricidade que utiliza como combustível os combustíveis fósseis.

O crescimento da população, especialmente em países em vias de desenvolvimento, e a crescente procura de um aumento de nível de vida traduz-se inevitavelmente no maior consumo de bens primários nomeadamente procura de energia.

Em países como a China e a Índia que, tendo o carvão como recurso natural, é quase garantido que as termoeléctricas a construir utilizem esse mesmo recurso como combustível. Por esta razão a aplicação da técnica de captura e sequestro de carbono (CCS) a novas termoeléctricas faz todo o sentido (já que não existem mecanismos de desenvolvimento limpo).

Actualmente esta técnica é aplicada em explorações petrolíferas quer *onshore* quer *offshore* como parte integrante do processo de extração, tornando a técnica rentável. A aplicação da mesma técnica a termoeléctricas não tem mais valia quando feita uma primeira análise puramente económica. O mercado do carbono veio contrariar esta análise simplista. Cada vez mais os “produtores de emissões” como subproduto da sua actividade verão os seus esforços de redução de emissões antropogénicas ser valorizados. Quanto mais se investir em técnicas de redução, mais recursos económicos ter-se-ão no ano seguinte para novos investimentos nesta área e no fim de linha ter-se-ão lucros de licenças de emissões não gastas. O mercado do carbono vem de certa forma incentivar a aposta na redução de emissões.

Aplicar a técnica a centrais termoeléctricas já existentes é um desafio que já se encontra em diversos projectos quer na Europa quer nos Estados Unidos, no entanto, sendo uma técnica relativamente recente (no que se refere à aplicação da mesma em centrais termoeléctricas) os investimentos iniciais e os custos do processo são ainda bastante elevados.

A captação de dióxido de carbono através de biomassa é igualmente um desafio numa perspectiva de redução da obrigatoriedade de investir em licenças de emissão, com um investimento bastante inferior à técnica de CCS.

Este trabalho tem como objectivo avaliar os investimentos necessários para aplicação de CCS à central termoeléctrica de Sines, e a avaliação de uma aposta para a mesma central termoeléctrica através de biosequestração (lagoas de biomassa microalgal) tendo como objectivo a redução das suas emissões de CO₂ anuais.

Foi ainda analisado o possível local de sequestro em formação geológica dentro do território nacional, tendo em consideração que a sua localização seja o mais próximo possível do local de captura (central termoeléctrica de Sines) e, avaliado o tempo de vida útil do mesmo.

Conclui-se que embora os investimentos sejam muito díspares, os resultados de redução de emissões também o são. Enquanto que, a técnica CCS poderá ser aplicada numa perspectiva de redução de 50% das emissões, a biosequestração caso se opte por lagoas de biomassa microalgal terão capacidade de redução de cerca de 1% das emissões de CO₂ anuais. As grandes quantidades de emissões de uma aplicação estacionária requerem tecnologias tal como a CCS para diminuir consideravelmente as suas emissões atmosféricas (caso opte por continuar a utilizar como combustível o carvão).

A verdade é que nem todos os países se encontram em igualdade de desenvolvimento e o que foi uma oportunidade para os actuais países desenvolvidos, não poderá ser cegamente negada aos que se encontram actualmente em vias de desenvolvimento. Para que seja respeitada a igualdade de oportunidades para todos, os países desenvolvidos terão de passar o “testemunho” mas com a adenda do conhecimento científico, de que actualmente são detentores. A técnica CCS permitirá, se aplicada a novas centrais termoeléctricas, nos países em vias de desenvolvimento, que estes utilizem como combustível os seus recursos endógenos (especialmente o carvão).

Abstract

Modern societies have the challenge to continue growing economically without compromising the environment. The interference in the natural cycles of water and carbon should be minimized through anthropogenic emissions mitigation. Greenhouse gas emissions of anthropogenic origin, particularly from electricity production sources that use fossil fuels, are pointed out as responsible for decreasing air quality.

Population growth, particularly in developing nations, and the consequent increase in life standards lead to a higher consumption of primary goods, that increase energy demand. It is expected that countries such as China and India that use coal as a natural resource, continue using coal in new power plants. That is why carbon capture and sequestration (CCS) plays a key role when planning the construction of new coal power plants (since no clean development mechanisms exist).

CCS is currently applied profitably in onshore and offshore oil explorations as a part of the extraction process. CCS in coal power plants is not profitable in a strict economic perspective. However, the carbon market contradicts this simplistic analysis. "Emissions producers" are starting to see their emission reduction efforts paying off. Increasing investments in reduction techniques will lead to increasing economic resources, in the following year and to new investments in this area. In the end, the company will profit from unspent emissions credits. The carbon market is therefore an incentive to reduce emissions.

CCS projects applied to power plants exist in the USA and in the EU. However, because this is a recent technology, initial investments and process costs are still very high.

Carbon capture through biomass is also a challenge for reducing obligations to buy emission credits, with investments lower than CCS.

This project analyses the investments necessary to apply CCS to a power plant located in Sines versus biosequestration (with microalgae lagoons) to reduce annual CO₂ emissions. It also analyses the possible locations for geological sequestration near the capture site (the Sines power plant) and its useful lifetime.

Although investments differ, emissions reductions also differ. While the CCS technique can be applied for a 50% emission reduction, biosequestration can only reduce 1% of annual CO₂ emissions. Major emissions reductions can only be achieved through CCS (coal power plants).

Since countries are in different development stages but have equal opportunities, developed nations should provide to the developing countries the scientific knowledge that they currently have. CCS applied to new power plants in developing countries will allow the sustainable use of their endogenous resources (particularly coal).

Para a mãe Rosa

Lista de Acrónimos, Abreviaturas e Fórmulas Químicas

Acrónimo	Designação
AAUs	assigned amount units
BOFA	<i>Booster overfire air</i>
Ca	Cálcio
CaCO ₃	Carbonato de cálcio
CCGT	<i>Combined Cycle Gas Turbine</i> é uma forma de cogeração na qual o calor produzido no processo de movimentação de turbina a gás natural é aproveitado para aquecer caldeiras que movimentam turbinas e geram electricidade. Desta forma, a eficiência do processo é optimizada.
CCS	Captura e Sequestro de Carbono
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão
CFC	Clorofluorcarbonetos
CFCMS	<i>Carbon fiber composite molecular sleeve</i>
CH ₄	Metano
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
CSLF	Carbon Sequestration Leadership Forum
ECX	<i>European Climate Exchange</i>
DEA	Dietanolamina
DGEG	Direcção-Geral de Energia e Geologia
EGR	<i>Enhanced gas recovery</i>
EOR	<i>Enhanced oil recovery</i>
ETBE	Éter etil ter-butílico – combustível oxigenado obtido a partir da reacção de etanol com isobuteno na presença de um catalisador
EUA	Estados Unidos da América
EUAs	European Unit Allowances
FCTUC	Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra
Fe	Ferro
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GJ	Gigajoule (10 ⁹ joule)
Gt	Gigatoneladas (10 ⁹)
HFC	Hidrofluorcarbonetos

H ₂ O	Vapor de água
IDGCC	<i>Integrated drying gasification combined cycle</i>
IEA	Agência Internacional de Energia (OCDE)
IGCC	<i>Integrated gasification combined cycle</i>
IPCC	Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas
MCC	Metano do carvão em camada
MDEA	Metil-dietanolamina
MEA	Monoetanolamina
Mg	Magnésio
MGA	Membrana de absorção de gás
Mha	Mega hectare
MMC	Método de Monte Carlo
Mn	Manganésio
MPa	MegaPascal
Mt	Megatoneladas
MTBE	Éter metil ter-butílico – combustível produzido a partir do metanol e de isobuteno
Mtep	Megatonelada de petróleo equivalente
Mtepq	Milhões de Toneladas de petróleo equivalente
N/N ₂	Azoto
NO	Monóxido de azoto
N ₂ O	Óxido nitroso
NO _x	Óxidos de azoto
O ₂	Oxigénio
OCDE	Organização de Cooperação e Desenvolvimento Económico
P	Fósforo
PAG	Potencial de aquecimento global
P _c	Pressão no ponto crítico
PCI	Poder calorífico inferior
PCS	Poder calorífico superior
PFC	Fosfofluorcarbonetos
PJ	Petajoule (10 ¹⁵ joule)
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão

ppm	Partes por milhão
ppmv	Partes por milhão (volume)
PSA	<i>Pressure swing absorption</i>
S	Enxofre
SCR	<i>Selective catalytic reduction</i>
SF ₆	Hexafluoreto de enxofre
SO ₂	Dióxido de enxofre
SO _x	Óxidos de enxofre
T _c	Temperatura no ponto crítico
TSA	<i>Temperature swing absorption</i>
UE	União Europeia
UE-27	União Europeia, 27 Estados Membros
USDA	Departamento de Agricultura dos Estados Unidos da América
USDOE	Departamento de Energia dos Estados Unidos da América

Índice

1. Introdução	1
2. Oportunidades de Redução de Emissões de CO ₂	11
3. Captura e sequestro de CO ₂	13
• Separação CO ₂ dos restantes gases de exaustão em Instalações Estacionárias	15
• Captura de CO ₂	23
• Sistemas de pós-combustão	24
• Sistemas de pré-combustão	24
• Sistemas de Oxi-Combustão	25
• Custos de Captura de CO ₂	26
• Transporte de CO ₂	31
• Sequestro de CO ₂	33
• Sequestro Geológico em sistemas fechados	33
• Capacidade de sequestro geológico	39
• Impactes e Segurança no processo de sequestro	44
4. Biomassa como sumidouro de CO ₂ - Biofixação	46
• Biomassa agrícola	46
• Biomassa florestal	47
5. Biocombustíveis Líquidos	48
• Biomassa para Biocombustíveis Líquidos	50
• Biomassa microalgal	54
6. Mercado do Carbono	59
7. Oportunidades em Portugal (CCS)	62
• Captura – Aplicações estacionárias (termoeléctricas)	62
• Oportunidades de Sequestro em Portugal	63
• Formações Geológicas	63
8. Avaliação do Potencial de Captura e Sequestro de CO ₂ a nível Nacional (Biosequestração e Sequestro Geológico) ----- <i>Caso aplicado à Central Termoeléctrica de Sines</i>	69

• Central Termoelétrica de Sines.....	69
• Captura de CO ₂	71
• Local de sequestro	71
• distâncias percorridas para sequestro geológico (análise SIG).....	72
• Volume máximo disponível para sequestro.....	74
• Furos de injeção de CO ₂	77
• Biorefinaria e Lagoas de produção de microalgas	78
9. Análise Económica	80
10. Conclusões	83
Refências Bibliográficas.....	85
Anexos	91

Índice de Figuras

Figura 1-1 - Percentagem de energia primária total fornecida em 2007	1
Figura 1-2 – Evolução de emissões CO ₂ entre 1751 e 2000	2
Figura 1-3 – Produção mundial de electricidade por tipo de combustível em 2006	9
Figura 1-4 – Desenvolvimento da técnica CCS por região entre 2010-2015	9
Figura 2-1- Diferentes opções de redução de emissões e respectivas contribuições	11
Figura 3-1 - Diagrama de fase do CO ₂	14
Figura 3-2 – Colunas de Absorção/desabsorção para regeneração do solvente.....	17
Figura 3-3 – Esquema de absorção química para captura de CO ₂	18
Figura 3-4 – Eficiência de Centrais Termoeléctricas com e sem captura de CO ₂	19
Figura 3-5 – separação de co ₂ por adsorção através do método de Pressure adsorption (PSA)	20
Figura 3-6 – Separação de Co ₂ por criogenia	21
Figura 3-7 – separação de CO ₂ por membrana	22
Figura 3-8 - Opções de captura de CO ₂ em termoeléctricas	23
Figura 3-9 – Esquema de descarbonização de combustível - gaseificador	25
Figura 3-10 – Esquema de central com captura de CO ₂	26
Figura 3-11 – Equipamento Principal necessário para equipar uma central termoeléctrica com captura de CO ₂	27
Figura 3-12 – Imagem de Termoeléctrica dotada de equipamento de captura de CO ₂	27
Figura 3-13 - Aspecto do equipamento de separação CO ₂ utilizado no projecto “CO ₂ CRC H3” Austrália.....	28
Figura 3-14 – CO ₂ evitado/capturado em Termoeléctricas.....	29
Figura 3-15 - Custo estimado para 2020 de termoeléctricas com captura.....	29
Figura 3-16 – Projectos Mundiais de Termoeléctricas existentes/em Construção com captura CO ₂ ..	30
Figura 3-17 – Custo do Transporte de CO ₂	32
Figura 3-18 – Oportunidades sequestro CO ₂	33
Figura 3-19 – Profundidades de injeção de CO ₂ e respectivas Diferenças de pressão	34
Figura 3-20 – a) Características do CO ₂ solúvel em água doce B) Torna-se menos soluvel à medida que a água aumenta a concentração de sal	36
Figura 3-21 – Sequestro geológico em camadas de carvão – técnica “ <i>Enhanced Coal BedMethane</i> ”	37
Figura 3-22 – Adsorção dos diferentes gases no carvão	38

Figura 3-23 – Principais Locais de injeção de gás propostos e em Funcionamento	39
Figura 3-24 – Pirâmide tecnico-económica de recursos-reservas para avaliação da capacidade de sequestro de CO ₂	40
Figura 3-25 – Aspecto de um local de injeção de CO ₂ – Canadá	44
Figura 5-1 – Estimativa de Redução de GEE's considerando o uso de Biocombustíveis	49
Figura 5-3 – Diferentes processos de conversão de microalga em biocombustível	54
Figura 5-4 – a) Vista aérea de um esquema de tanque de produção de microalgas (sistema aberto)	56
Figura 5-5 – Esquema de fotobioreactor (sistema fechado)	57
Figura 7-1 – Localização das Centrais Termoeléctricas em Portugal	62
Figura 7-2 – Sondagens para pesquisa de petróleo em Portugal.....	64
Figura 7-3– local de Concessões atribuídas em 2007 para pesquisa de petróleo em Portugal	65
Figura 7-4 – Zonas potenciais para sequestro CO ₂	67
Figura 7-5 – zona da península de setúbal	68
Figura 8-1 – Espaço disponível para implantação de equipamento de Sequestro CO ₂	70
Figura 8-2 – Sondagens de prospecção de petróleo em portugal	72
Figura 8-3 – Distâncias a percorrer entre termoeléctrica de sines – local de sequestro	73
Figura 8-4 – Imagem Google Earth com informação satélite de profundidades dos oceanos	75
Figura 8-5 – Área Disponível para sequestro bacia lusitânia.....	75
Figura 8-6 – Profundidade do grés de Silves	76
Figura 8-7 - Parte do processo de colheita de Biomassa de microalgas através de filtração em cintos rolantes (<i>Cyanotech</i> – Havai)	79

Índice de Quadros

Quadro 1-1 – Características dos diferentes Gases de Efeito de Estufa	3
Quadro 1-2- Emissões de CO ₂ (em mil milhões de toneladas) referentes ao sector energético por região e cenário	7
Quadro 3-1 - Potencial de captura e redução de CO ₂ / capacidade de sequestro (por tipo de reservatório)	14
Quadro 3-2 – Diferentes técnicas de captura de CO ₂	15
Quadro 3-3 – Características dos gases de exaustão para central a carvão/central a gás natural de ciclo combinado.....	16
Quadro 4-1 – Reservas de Carbono na vegetação e solo dos diferentes Biomas Terrestres	47
Quadro 5-1 – Balanço massico para Trigo, Beterraba e Colza	50
Quadro 5-2 – Eficiência energética da produção de bioetanol através de cana-de-Açúcar	51
Quadro 5-3 – Balanço massico para a produção etanol (trigo e milho).....	51
Quadro 5-4 – Características das microalgas comparativamente a outras sementes para produção de óleo.....	52
Quadro 5-5 - Percentagem de óleo existente na biomassa de diferentes espécies de microalgas.....	53
Quadro 5-6 – Características de algumas microalgas no âmbito de Biofixação	55
Quadro 5-7 – sistema Fotobioreactor VS tanque.....	57
Quadro 6-1 - Variação de valores EUA (em cima) e CER (em baixo) no mercado de licenças	61
Quadro 7-1 – Características das termoeléctricas DA empresa EDP em Portugal.....	63
Quadro 8-1 – Estimativa de custos para transporte de CO ₂ por condutas.....	74
Quadro 9-1 – Análise económica para aplicação de CCS na central termoeléctrica de Sines.....	80
Quadro 9-2 – Análise económica para aplicação de lagoas para produção de biomassa microalgal na central termoeléctrica de sines.....	81

1. INTRODUÇÃO

O paradigma energético actual assenta na utilização de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural), que representavam mais de 80% da energia primária total mundial fornecida em 2007 (Figura 1-1; IEA, 2007)¹.

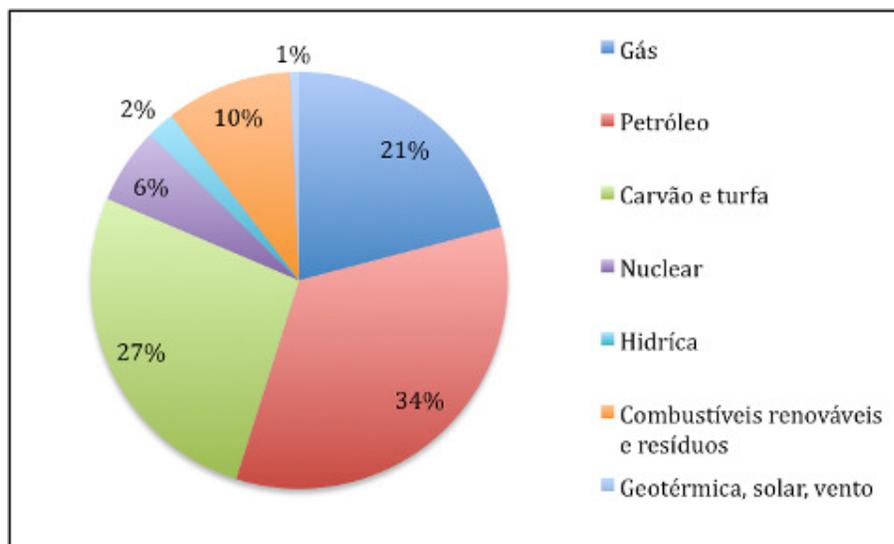


FIGURA 1-1 - PERCENTAGEM DE ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL FORNECIDA EM 2007

De acordo com IEA (2006), a procura de energia primária tem vindo a aumentar de forma significativa, prevendo-se um crescimento de 52% entre 2004 e 2030, altura em que os combustíveis fósseis fornecerão cerca de 60% da energia primária total.

Também na produção de electricidade os combustíveis fósseis têm elevado contributo. O relatório da Agência Internacional de Energia, "Monthly Electricity Statistics" de Novembro de 2008, refere que o combustível maioritariamente utilizado para produção de electricidade nos países da OCDE é de origem fóssil (64%). Dos 30 países da OCDE, as excepções encontram-se no Canadá, Áustria, Islândia, Nova Zelândia, Noruega e Suíça, que têm uma produção maioritária de energia hídrica. A República Eslovaca, França e Bélgica têm produção maioritária de energia nuclear e, na Suécia, a produção de electricidade proveniente do nuclear e da energia hídrica é aproximadamente equivalente, sendo a soma correspondente a 85,5% do consumo energético.

A produção, distribuição e consumo de energia criam um conjunto de pressões no ambiente, com destaque para a poluição do ar, impactes nos ecossistemas, biodiversidade e saúde humana, produção de resíduos e emissões de gases de efeito de estufa.

Com a Revolução Industrial no século XVIII, surgiu a mecanização dos sistemas de produção, o conseqüente aumento da utilização de combustíveis fósseis e ainda grandes alterações no uso do solo, com situações de ocorrência de desflorestação.

¹ O Anexo I apresenta uma descrição mais pormenorizada da situação energética actual na União Europeia, Portugal e Países Emergentes.

A monitorização das condições atmosféricas desde essa altura identificou uma alteração das concentrações de diversos gases que, embora permitam a entrada de fluxo de energia solar, retêm a radiação infravermelha da superfície da terra provocando um aquecimento adicional da superfície terrestre, o chamado “efeito de estufa”.

Embora os gases com propriedades termoactivas existam desde que a Terra tem atmosfera e sejam um filtro indispensável para a manutenção de uma temperatura média global de +15°C, as concentrações destes gases têm crescido. As primeiras medições da concentração média de CO₂ na atmosfera realizadas por Chertes Keeling em 1959 demonstraram que as concentrações iniciais de 314 partes por milhão (ppm) cresceram rapidamente até 1988. Embora as observações de Keeling apenas tivessem começado quase dois séculos após o início da Revolução Industrial, o cientista estudou o gás libertado por mais de metade dos combustíveis utilizados na produção de energia em toda a história da Humanidade. O grupo de trabalho de Keeling elaborou um gráfico mostrando o aumento das emissões do gás desde 1850. O gráfico oferece uma visão do progresso e do respectivo subproduto: o dióxido de carbono. Em cem anos apenas são visíveis três pausas, as quais ocorreram por volta de 1915, 1930 e 1940 - uma depressão mundial e duas guerras mundiais. Desde o início das medições (1959) até 1972, as emissões são crescentes, mantendo-se estáveis unicamente durante as crises do petróleo dos anos 70 e início dos anos 80 (Cardoso, 2000).

Verificou-se que o nível de CO₂ aumentou significativamente quando comparados os níveis actuais com os existentes na era pré-industrial (cerca de 280 ppmv; Figura 1-2). A concentração de CO₂ em 2004 (337 ppmv) foi 35% superior à concentração existente há cerca de 150 anos atrás, ocorrendo o crescimento mais rápido nos anos mais recentes (1,8 ppmv/ano entre 1999-2004) (Quadrelli, 2007).

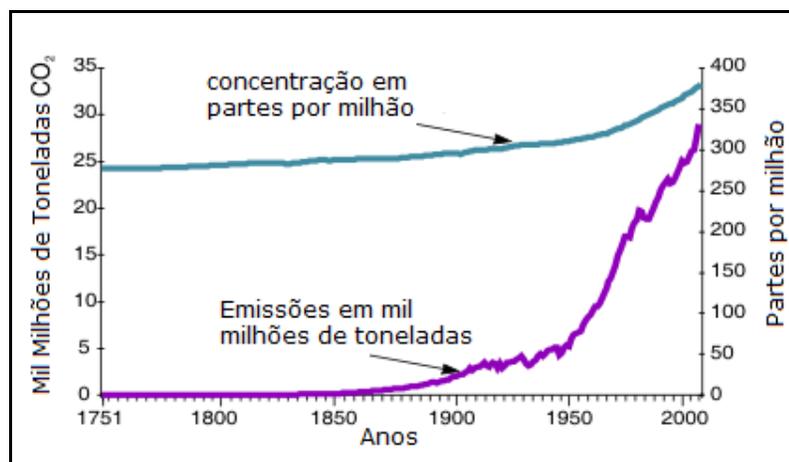


FIGURA 1-2 – EVOLUÇÃO DE EMISSÕES CO₂ ENTRE 1751 E 2000 (EIA, 2008)

Actualmente, o nível de CO₂ na atmosfera é de cerca de 385 ppm (concentração por volume), apresentando um crescimento anual de 2 ppm. Aproximadamente 58% das emissões de CO₂ ficam na atmosfera (IEA, 2008).

Embora exista uma tendência de relacionar o efeito de estufa com o aumento do teor de CO₂ na atmosfera, os cientistas estimam que, no período entre 1980 e 1985, o efeito de estufa total foi aproximadamente o dobro do efeito de estufa provocado apenas pelo CO₂. Os principais responsáveis pelo aumento do efeito de estufa, para além do vapor de água (H₂O) e do dióxido de carbono (CO₂), são: o metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O) e compostos halogenados, nomeadamente os clorofluorcarbonetos (CFC's) (Cardoso, 2000).

Para comparar os impactes de diferentes GEE's utiliza-se como referência o potencial de aquecimento global (PAG) relativamente ao CO₂, adoptando-se a designação de equivalentes de CO₂. Desta forma, é possível estimar os contributos relativos dos principais gases de efeito de estufa (GEE). Se se comparar o PAG para um período de 100 anos verifica-se que, por exemplo, o metano tem um potencial de aquecimento 21 vezes superior ao dióxido de carbono. No entanto, sendo a

percentagem de emissão do CO₂ cerca de 61% do total das emissões de GEE e o seu tempo de permanência na atmosfera ser de cerca de 100 anos, o CO₂ é um gás que merece grande preocupação ambiental (QUADRO 1-1).

QUADRO 1-1 – CARACTERÍSTICAS DOS DIFERENTES GASES DE EFEITO DE ESTUFA (Cabrita, 2000)

	CO ₂	CH ₄	CFC ₁₁	CFC ₁₂	N ₂ O	Outros
Potencial de Aquecimento Global – PAG	1	21	3 500	7 300	290	variável
Crescimento Anual (%)	0,5	0,9	4	4	0,25	variável
Tempo de permanência na atmosfera (anos)	50-500 ⁺	10	65	130	150	variável
Contribuição (%)	61	15	11,5	11,5	4	8,5
⁺ a incerteza relativa à absorção de CO ₂ pelo oceano e biosfera justifica a existência de um intervalo de valores						

O maior contributo antropogénico no que respeita a emissões de GEE é de origem fóssil com cerca de 80% (Quadrelli, 2007). Das diversas actividades humanas de forte contributo para o aumento de poluentes atmosféricos destaca-se o sector dos transportes e a queima de combustíveis fósseis para produção de electricidade, sendo a produção de electricidade actualmente a actividade com maior contributo (cerca de 33% na UE-27). Os combustíveis fósseis são responsáveis pela produção mundial de cerca de 70 % da electricidade e energia térmica (Quadrelli, 2007). O sector dos transportes utiliza mais de 94% de energia primária sob a forma fóssil (Roy *et al.*, 2008).

Caso não surja uma alteração a nível da economia global, quase totalmente dependente dos combustíveis fósseis, as emissões de GEE deverão sofrer um aumento, consequência também do crescimento populacional. A população mundial é actualmente de cerca de 6,7 mil milhões e poderá chegar aos 9 mil milhões já no ano 2040 (U.S. CENSUS), desigualmente distribuída pelo mundo. Segundo o IEA (2007), a tendência é de que a população Chinesa tenha um crescimento relativamente lento, atingindo 1,46 mil milhões em 2030 comparando com 1,31 mil milhões em 2005. A população Indiana, com 1,09 mil milhões em 2005, espera-se um crescimento muito mais rápido, chegando aos mesmos valores da China em 2030 (IEA, 2007). Estes dois países estão actualmente em forte crescimento económico. Com este aumento populacional e com o crescimento económico, o aumento de procura de energia como factor primordial de garantia de desenvolvimento económico e social será inevitável e poderá influenciar ainda mais o sistema climático, acarretando um aumento de CO₂ antropogénico na atmosfera. O facto das emissões de CO₂ se encontrarem tendencialmente em fase crescente nos países emergentes cria a necessidade de um trabalho de cooperação conjunta, de forma a travar o aumento de emissões e mitigar as suas consequências adversas.

Segundo o Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas, IPCC (2007), é provável (uma probabilidade acima de 66%) que as alterações climáticas sejam causadas pelo aumento da concentração de gases que provocam efeito de estufa na atmosfera de origem antropogénica. As consequências prováveis das alterações climáticas incluem aumento da temperatura, maior frequência de fenómenos extremos de secas e inundações e subida do nível médio das águas do mar. Em Portugal, foi realizado um estudo sobre as consequências das alterações climáticas para o território Português – o projecto SIAM. Este projecto surge por iniciativa de diversos investigadores (de diferentes áreas científicas) com a colaboração da Fundação Calouste Gulbenkian (1999) e, posteriormente, da Fundação para a Ciência e Tecnologia (2000). O projecto SIAM projectou as consequências da mudança climática em diversas áreas vitais, tais como os recursos hídricos, o litoral, as florestas e a biodiversidade, a saúde humana, as pescas, a agricultura e a energia. A fraca qualidade do ar tem consequências na saúde, tais como problemas de circulação, problemas respiratórios e de cancro. Uma das análises foi a relação entre as temperaturas mais elevadas e a respectiva maior propensão à transmissão de infecções.

Todas as mudanças previstas ocorrendo num curto espaço de tempo (50 a 100 anos), não permitem a natural adaptação das espécies ao novo clima, o que pode provocar um desequilíbrio e levar a profundas alterações dos ecossistemas e à extinção de várias espécies.

A realização de diversos encontros internacionais, com o objectivo de estabelecer metas para a estabilização, ou mesmo redução, dos níveis de emissão de gases de efeito de estufa, tem reunido esforços de forma a conseguir acordos consensuais no que respeita à implementação de programas ambientais com base num crescimento sustentável.

Em 1991, o Conselho Europeu autorizou a Comissão a participar, nas negociações relativas à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as alterações climáticas, adoptada em 1992. A Convenção-Quadro foi ratificada pela Comunidade Europeia em 1993 e entrou em vigor em 1994.

Pode considerar-se que a Convenção-Quadro permitiu a consciencialização a nível mundial, mas particularmente nos países referidos no Anexo I da Convenção-Quadro, relativamente aos problemas ligados às alterações climáticas (Convenção Quadro). A União Europeia respeitou o compromisso assumido no âmbito da Convenção de repor em 2000 os níveis das suas emissões registados em 1990. No entanto, muitos países industrializados, incluindo os EUA, não alcançaram o objectivo de estabilização da concentração de gases com efeito de estufa nesses níveis.

Os Estados signatários da Convenção reuniram em 1995 para negociar um protocolo a aplicar pelos países industrializados, que definisse medidas de redução das emissões para o período posterior a 2000. Assim surgiu o Protocolo de Quioto em 1997, que foi ratificado em 2002².

Com este acordo nasceram então compromissos de limitação e redução das emissões assumidos pela Comunidade e os seus Estados-Membros para o primeiro período (2008 – 2012), nomeadamente no que respeita a emissões de seis gases com efeito de estufa:

- Dióxido de carbono (CO₂)
- Metano (CH₄)
- Óxido nitroso (N₂O)
- Hidrocarbonetos fluorados (HFC)
- Hidrocarbonetos perfluorados (PFC)
- Hexafluoreto de enxofre (SF₆)

Este acordo constitui um passo importante na luta contra as alterações climáticas, pois contém objectivos vinculativos e quantificados de limitação e redução dos gases com efeito de estufa. Os Estados-Membros da União Europeia teriam que reduzir, em conjunto, as suas emissões de gases com efeito de estufa em 8% entre 2008 e 2012, estando estabelecidas metas por cada país (Decisão do Conselho 2002/358/CE, de 25 de Abril de 2002).

Em 2005, surgiu uma Comunicação da Comissão onde se referem os progressos da União Europeia no âmbito do Protocolo de Quioto. Estes progressos devem-se à aplicação de medidas específicas em certos sectores (transportes, indústria, energia, etc.) e de medidas nacionais complementares. O objectivo de uma redução de 8% fixado por força do Protocolo pode ser atingido se forem aplicadas medidas nacionais suplementares e se forem utilizados os mecanismos de flexibilidade. Alguns resultados da aplicação destas medidas não foram promissores. A percentagem é referente à variação das emissões entre 1990 e 2004 e os valores são o total emitido em 2004:

Os piores resultados:

- *Estados Unidos*: + 15,8% (7 mil milhões de toneladas)
- *Japão*: + 6,5% (1,4 mil milhões de toneladas)

² Entrou em vigor no ano de 2005, após ser ratificado pela Rússia. Vários países industrializados recusaram-se a ratificar o Protocolo, entre os quais os EUA e a Austrália.

- *Canadá*: + 26.6% (758 milhões de toneladas)
- *Itália*: + 12,1% (582 milhões de toneladas)
- *Austrália*: + 25,1% (529 milhões de toneladas)
- *Espanha*: + 49% (428 milhões de toneladas)

Os melhores resultados

- *Rússia*: - 32% (2 mil milhões de toneladas)
- *Alemanha*: - 17,2% (mil milhões de toneladas)
- *Grã-Bretanha*: - 14,3% (665 milhões de toneladas)
- *França*: - 0,8% (560 milhões de toneladas)

Portugal encontra-se no grupo com resultados menos satisfatórios, contando, em 2005 já com um aumento de cerca de 45% das emissões, quando o aumento máximo proposto para este Estado Membro estaria em 27%.

Os maiores emissores de CO₂ em 2006 foram a Alemanha (21%), Reino Unido (13%), Itália (11%), França (9%) e Espanha (8%). No entanto, em termos de CO₂ emitido por quantidades de combustível utilizado por Estado Membro, os valores mais altos foram para Malta (5912 kg CO₂/t), Grécia (3 882 kg CO₂/t), Chipre (3711 kg CO₂/t), Polónia (3386 kg CO₂/t), Irlanda (3259 kg CO₂/t), Estónia (3088 kg CO₂/t) e Dinamarca (3040 kg CO₂/t) (*Market Observatory for Energy-European Commission*, 2008).

A análise do *ranking* dos países com maiores emissões deverá ser alargada ao contexto histórico. Entre 1900 e 2005, os Estados Unidos e os países da União Europeia foram responsáveis por mais de metade das emissões globais neste período. A China foi responsável apenas por 8% e a Índia por 2%. A China poderá vir a contribuir, entre 1900 e 2030, com 16% da totalidade de emissões, aproximando-se dos EUA (25%) e da União Europeia (18%) (IEA, 2007).

Em Dezembro de 2009, reuniram-se em Copenhaga dirigentes de países de todo o mundo numa tentativa de chegar a um acordo relativamente a um novo tratado, que se pretende que dê seguimento ao Protocolo de Quioto, o qual expira em 2012. O Conselho Europeu apelou a uma adesão ao objectivo de redução no âmbito de reduções globais das emissões de um mínimo de 50% até 2050, comparativamente aos níveis de 1990 e que os países desenvolvidos deveriam assumir compromissos de redução das suas emissões na ordem dos 30% em 2020, comparativamente aos níveis de 1990. No entanto, não se conseguiu celebrar um novo tratado vinculativo, resultando do encontro de Copenhaga um acordo voluntário de redução das emissões de dióxido de carbono. Em Março de 2010, o Conselho Europeu reuniu e conseguiu que a UE e os outros países desenvolvidos se comprometessem a mobilizar recursos financeiros para ajudar os países em desenvolvimento na luta contra as alterações climáticas.

Pretende-se que a próxima conferência da ONU sobre as alterações climáticas, que se realizará no México em Novembro de 2010, conduza a um tratado mundial ambicioso e juridicamente vinculativo que permita estabilizar as emissões globais até 2020, para posteriormente e, até 2050, serem reduzidas para metade dos níveis registados em 1990.

Os países desenvolvidos, com particular destaque para a União Europeia, estão a estudar, por um lado, acções de mitigação e, por outro lado, acções de adaptação às consequências das alterações climáticas. As acções de mitigação incluem a redução das emissões: a UE pretende reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em 30% até 2020, tendo como referência os níveis de 1990, desde que os outros países desenvolvidos se comprometam com reduções semelhantes num acordo global. Caso não se atinja este acordo, a União Europeia decidiu reduzir unilateralmente 20% das suas emissões de gases com efeito de estufa até 2020, tornando-se a longo prazo uma economia de elevada eficiência energética e de baixo carbono.

As tomadas de decisão políticas no âmbito das metas a atingir no que respeita a emissões de GEE são sempre baseadas em relatórios científicos, os quais pretendem prever a evolução do sistema climático como resposta a um aumento da intensidade do efeito de estufa. Assim, os investigadores consideram diferentes cenários de evolução futura dos níveis de CO₂ na atmosfera. Dos diferentes cenários simulados pelo IPCC, há a destacar:

POLES - Modelo que surge em 2006 – “*Prospective Outlook for the Long Term Energy System*”. É um modelo baseado numa simulação dinâmica (anual) da oferta e procura de energia nos diversos sectores até 2050 e os respectivos ajustes no preço da mesma. O Cenário de base representa a evolução da procura de energia assumindo algumas medidas de redução de GEE até 2050, estas de acordo com objectivos estabelecidos pela UE que limita o acréscimo de aumento global de temperatura em 2050 até 2°C.

WEM - Modelo que surge em 2007 – “*World Energy Model*”. É um modelo matemático com o objectivo de simular o mercado energético. Este modelo incorpora 5 outros modelos referentes a: procura final de energia, centrais de produção, refinarias e outras indústrias de transformação, oferta de energia fóssil e emissões de CO₂.

PRIMES - Modelo que surge em 2007 – Analisa um cenário com base em estimativas do balanço energético na Europa (análise de mercado da energia) para o período entre 2000-2030 onde inclui adaptação de novas tecnologias para as centrais de produção de electricidade existentes, aplicação de novas tecnologias para as futuras centrais já dotadas com CCS.

Todos os cenários (POLES, WEM e PRIMES) apontam para um crescimento de consumo de energia primária na UE-27 de 10-26%, quando comparado com 2005, mantendo os combustíveis fósseis o maior contributo em todos os cenários (IEA, 2008).

Note-se que o quarto relatório do IPCC (Grupo de trabalho III, 2007) aponta para um crescimento de GEE entre 9,7GtCO₂eq e 36,7 GtCO₂eq (25-90%), entre 2000 e 2030. Em todos os cenários o uso de combustíveis fósseis é dominante para produção de energia, mesmo além de 2030. As emissões de CO₂, entre 2000 e 2030, com origem no sector energético, projectam-se aumentar entre 45 a 110%.

Os relatórios elaborados pela Agência Internacional de Energia pretendem, através de estatísticas e previsões futuras relativamente a crescimento económico, populacional, preços de energia e evolução tecnológica, elaborar diversos cenários, de forma a ajudar nas tomadas de decisão (políticas) a adoptar no futuro. A equipa é constituída por políticos e cientistas de diferentes áreas. No relatório de 2007 elaborado com uma visão centrada nos países da China e da Índia foram elaborados três cenários: O **Cenário de Referência**, que assume que os países não serão activos relativamente às tendências energéticas que se observam actualmente e apenas praticarão as medidas que foram adoptadas até meados de 2007 (já inclui algumas medidas para promoção de uso de biocombustíveis nos Estados Unidos e algumas medidas de energias renováveis na União Europeia e Japão); o **Cenário Alternativo**, que considera que algumas novas medidas no que respeita a eficiência energética e medidas de redução serão implementadas assumindo o mesmo crescimento populacional do Cenário de Referência; no entanto, só serão assumidas medidas no âmbito da segurança energética, com fortes riscos ambientais e directamente implicados na alteração climática (algumas medidas deste cenário podem ser consultadas em www.worldenergyoutlook.org); o **High Growth Cenário**, que considera que o índice de crescimento do produto interno bruto em países emergentes tais como China e Índia é inevitavelmente superior ao considerado nos anteriores cenários (crescimento lento e progressivo para o período em estudo). Este cenário reflecte o crescimento económico rápido na China e na Índia, considerando que estes países terão um crescimento de 1,5 pontos percentuais/ano isto é, um crescimento até 2030 de 7,5% para a China e 7,8% para a Índia (IEA, 2007).

No cenário de referência, em 2015, a China poderá vir a contribuir com 8,6 Gt de emissões de CO₂ (sector de produção de electricidade) passando desta forma a ser o país com maior contribuição na emissão antropogénica deste gás. Em 2030, a sua contribuição estima-se em 11,4 Gt de emissões de CO₂ (IEA, 2007).

Em conjunto, a China e a Índia contarão com um aumento de 56% de emissões de CO₂ entre 2005-2030 no cenário de referência, com 69% no cenário alternativo e 65% no High Grow cenário (Quadro 1-2).

QUADRO 1-2- EMISSÕES DE CO₂ (EM MIL MILHÕES DE TONELADAS) REFERENTES AO SECTOR ENERGÉTICO POR REGIÃO E CENÁRIO (IEA, 2007)

	2005	Cenário de Referência		Cenário Alternativo		High Grow Cenário	
		2015	2030	2015	2030	2015	2030
OCDE	12,8	14,1	15,1	13,2	12,5	13,9	14,6
América do Norte	6,7	7,5	8,3	7,2	7,1	7,5	8,1
<i>Estados Unidos</i>	5,8	6,4	6,9	6,2	6,0	6,3	6,7
Europa	4,0	4,2	4,5	3,8	3,5	4,3	4,4
Pacífico	2,1	2,3	2,3	2,2	1,9	2,2	2,1
Economias de Transição	2,5	3,0	3,2	2,9	2,8	3,0	3,2
Rússia	1,5	1,8	2,0	1,7	1,7	1,8	2,0
Países em Desenvolvimento	10,7	16,4	22,9	15,2	17,9	17,4	26,3
China	5,1	8,6	11,4	8,1	8,9	9,5	14,1
Índia	1,1	1,8	3,3	1,6	2,4	1,9	3,9
Ásia restante	1,4	2,0	2,7	1,8	2,1	2,0	2,6
Médio Oriente	1,2	1,8	2,5	1,7	2,0	1,8	2,7
África	0,8	1,0	1,4	0,9	1,1	1,0	1,3
América Latina	0,9	1,2	1,6	1,1	1,3	1,2	1,6
Mundial*	26,6	34,1	41,9	31,9	33,9	34,9	44,8
<i>União Europeia</i>	3,9	4,0	4,2	3,6	3,2	4,1	4,2

*inclui emissões de *bunkers* marinhos internacionais (quantidades de combustível entregue a navios, incluindo navios militares, em alto mar).

Embora as emissões de CO₂ sejam crescentes na totalidade até 2030 (cenário de referência), no cenário alternativo é estimado que, a partir de 2015 e apenas nos países da OCDE, as emissões diminuirão, estabilizando em 2025. Nos países OCDE – Europa e Pacífico e para 2030 as emissões já serão inferiores aos valores actuais. Na OCDE – América do Norte, as emissões diminuirão entre 2015 a 2030, sendo que em 2030 já se encontram em valores abaixo dos 6% quando comparados com valores de 2005. (IEA, 2007).

No cenário de referência, as emissões totais de CO₂ passarão de 26,6 Gt para 41,9 Gt entre 2005-2030. Os EUA, China, Rússia e Índia serão os responsáveis por dois terços deste aumento (IEA, 2007).³

A União Europeia emitiu 5143 Mt de CO₂equivalente em 2006. As emissões de CO₂ representaram 77% do total de emissões de gases de efeito de estufa (GEE), em 2006. O sector de produção de energia é responsável por 37% das emissões de CO₂, seguido dos transportes com 23%. Entre 1990 e 2006, as emissões de CO₂ no sector dos transportes aumentou 26%.

Numa perspectiva de avaliação das acções a desenvolver para que seja possível, em 2050, limitar as emissões de CO₂ aos níveis que se encontram actualmente, a IEA em “Energy Technology Perspectives” (2008) elaborou dois cenários (“ACT scenario” – prevê que através de diversas estratégias os níveis de emissões de CO₂ até 2050 atingirão os valores que se registaram em 2005; e “BLUE scenario” – prevê que essas emissões em 2050 sejam metade do valor que se registaram em 2005) com a adopção de diferentes condicionantes para cada um. O cenário adoptado de referência é o cenário que se encontra no IEA *World Energy Outlook* (2007) extrapolado para o ano de 2050. Os cenários relacionam a produção de energia e as emissões de CO₂ numa perspectiva de análise das consequências destas emissões ao nível das alterações climáticas.

³ O Anexo II apresenta cenários que evidenciam as oportunidades de redução de emissões de CO₂

No cenário de Referência, a produção de electricidade aumentará em 179%, entre 2005 e 2050. A produção de electricidade é actualmente responsável por 32% da totalidade dos combustíveis fósseis utilizados. A aposta na eficiência no sector de produção de electricidade oferece uma oportunidade de redução de dependência dos combustíveis fósseis, ajudando desta forma no combate às alterações climáticas e no aumento da segurança energética.

Perante estas previsões, em Janeiro de 2008, o Parlamento Europeu da União Europeia propôs uma Directiva para a promoção do uso de energia proveniente de fontes renováveis. Esta surgiu devido à tomada de consciência de que a utilização de energia proveniente de fontes renováveis promove o combate às alterações climáticas através da redução da emissão de gases com efeito de estufa, o desenvolvimento sustentável, a segurança energética, o emprego, o desenvolvimento económico e promove ainda o desenvolvimento regional e rural.

A proposta pretende que cada Estado Membro alcance a meta mínima de 20% da sua energia total consumida ser proveniente de fontes renováveis e ainda a incorporação de um mínimo de 10% de biocombustíveis⁴ no sector dos transportes, até 2020. Pelo menos 35% de emissões de gases com efeito de estufa serão evitados devido a este incentivo de utilização de biocombustíveis ou biolíquidos no sector de transportes e produção de energia.

As metas a atingir serão graduais e estão estabelecidos valores anuais para cada Estado Membro. O ano 2005 será o ano base. No caso de Portugal, o objectivo é o de 31% da energia final consumida ser proveniente de fontes renováveis, no ano 2020.

As medidas resultantes da estratégia da energia da UE (União Europeia) proporcionarão um sistema energético competitivo, mais sustentável e mais seguro, bem como uma redução significativa das emissões de gases com efeito de estufa, na UE, em 2020 (30% relativamente aos níveis de 1990) (COM (2007)2). A estratégia inclui um pacote de medidas, das quais se destacam a incorporação gradual de biocombustíveis no sector dos transportes e o respectivo alargamento a outros sectores, permitindo o aumento de diversificação energética com substituição de fontes primárias por energias renováveis e por outro lado, a introdução de Captura e Sequestro de Carbono (CCS), cuja regulamentação foi publicada na Directiva 2009/31/EC de 23 de Abril (Regulação do sequestro geológico de CO₂ na União Europeia).

A crescente importância da CCS deve-se à contribuição mundial do carvão na produção de energia primária (cerca de 26,5%) e de electricidade (41,5%), para a qual é maioritariamente usado (Figura 1-3). Prevê-se que, em 2030, o carvão continue a ser o combustível maioritariamente utilizado (44%) para produção de electricidade (World Coal Institute) e que, sem aplicação de medidas adicionais, o uso do carvão irá a longo prazo sofrer um crescimento de cerca de 2775 Mtep, em 2004, para 4441 Mtep, em 2030 (IEA, 2006). Além do mais, a utilização de carvão para produção de electricidade poderá ser mais atractiva no futuro, pois é um recurso com maior estabilidade no que respeita a custo da matéria prima (normalmente de custo mais baixo que o petróleo e gás) e também porque as reservas existentes de carvão são superiores às de petróleo e gás (Giavarini, 2009).

⁴ Dada a crescente importância dos combustíveis alternativos no panorama energético e na redução de emissões de GEE, apresenta-se uma descrição pormenorizada no Anexo III.

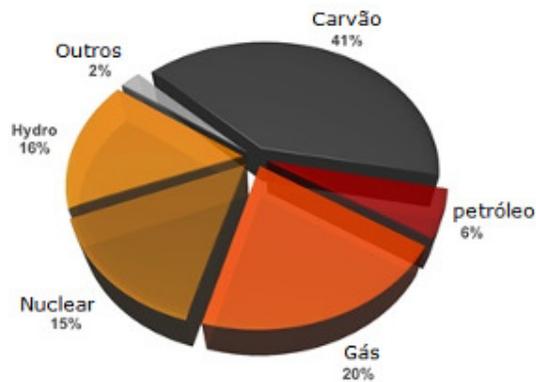


FIGURA 1-3 – PRODUÇÃO MUNDIAL DE ELECTRICIDADE POR TIPO DE COMBUSTÍVEL EM 2006 (IEA, 2008)

A produção de electricidade a carvão em centrais termoeléctricas é responsável por grande parte da produção de CO₂. Uma central termoeléctrica a gás natural produz cerca de 400 g CO₂/kWh gerado e, caso o combustível seja carvão produz cerca de 900 g CO₂/kWh. As concentrações de CO₂ nos gases de exaustão são de 8% (sendo o combustível gás natural) e 12-13% (sendo o combustível carvão) (Giavarini, 2009).

Face ao fim de vida de várias centrais termoeléctricas de baixa eficiência, estas poderão ser substituídas por novas centrais mais eficientes e equipadas com CCS (COM (2007) 2), tendo-se previsto a construção de doze instalações de demonstração na Europa, até 2015.

Uma outra medida em termos de opção tecnológica é a combinação de centrais termoeléctricas a gás natural e biomassa com inclusão de CCS. (IEA, 2008).

Para atingir as metas de redução de CO₂, serão necessários cerca de 100 projectos de CCS até 2020, cerca de 850 até 2030 e 3400 até 2050. Esta tecnologia que se encontra actualmente apenas em desenvolvimento nos países industrializados tenderá a ser aplicada nos países em vias de desenvolvimento a partir de 2020. A Figura 1-4 indica que, em 2020, a quantidade de CO₂ capturada pela aplicação de CCS nos países não pertencentes à OCDE será cerca de 50%, crescendo esse valor para 65% em 2050, o que demonstra a importância que os países não pertencentes à OCDE têm na redução de emissões.

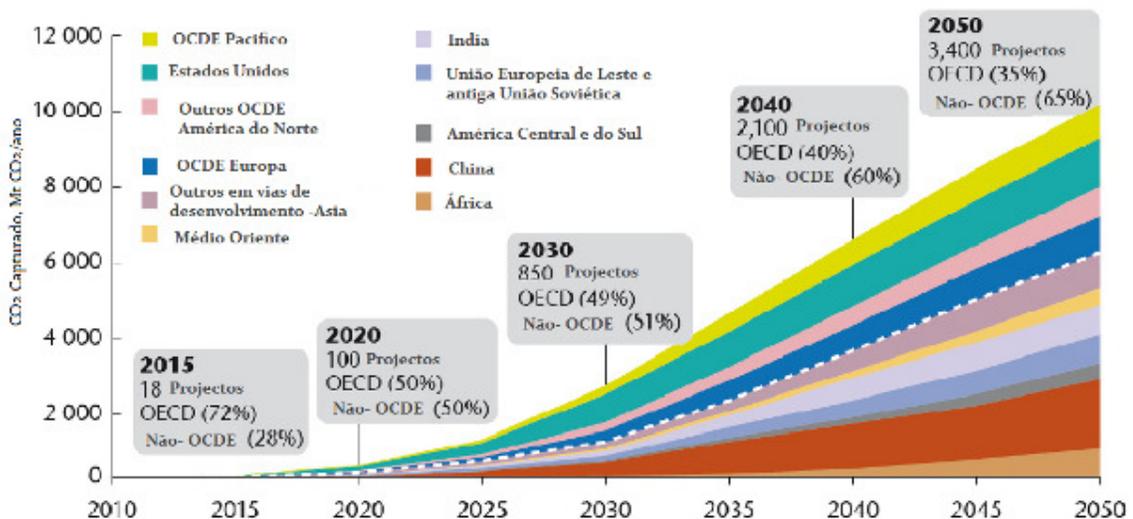


FIGURA 1-4 – DESENVOLVIMENTO DA TÉCNICA CCS POR REGIÃO ENTRE 2010-2015 (IEA, 2010_b)

A União Europeia criou uma iniciativa industrial de captura e sequestro de CO₂, cujo principal objectivo é demonstrar a viabilidade económica desta tecnologia num ambiente económico conduzido por um esquema de comércio de emissões e permitir a sua introdução em centrais termoeléctricas a carvão até 2020-2025 (EC, 2010).

Estão previstos planos de implementação por Estado Membro, nos quais são identificadas as acções prioritárias para o período 2010-2012, que serão revistas anualmente até 2020.

Portugal, no seu plano de implementação, identifica 27 fontes com mais de 0,1 Mt/ano de emissões de CO₂, para as quais a CCS pode ser considerada, por representarem 44% do total de emissões em Portugal. A maioria destas fontes localiza-se em zonas costeiras e inclui centrais termoeléctricas a carvão e a gás natural, refinarias, indústria do cimento, aço e vidro. No entanto, considerando, por um lado, o tamanho do sector de produção de electricidade Português e, por outro, o crescimento da contribuição das energias renováveis, que, em 2012, se espera que represente 50% da produção de electricidade, o investimento em projectos piloto e de demonstração da CCS não é, para já, prioritário.

O plano identifica quatro objectivos:

- Desenvolvimento de uma estratégia e capacidade de instalação de CCS em Portugal (*roadmap*);
- Estimativa da capacidade de sequestro e impactes ambientais nos ecossistemas marinhos;
- Melhoria da eficiência das centrais termoeléctricas de produção de electricidade;
- Viabilidade técnico-económica e valor acrescentado de instalações com CCS.

Este trabalho contribui para avaliar a viabilidade técnico-económica de uma instalação com CCS (quarto objectivo do Plano de Implementação), a central termoeléctrica de Sines, considerada um dos mais importantes locais de emissão de dióxido de carbono.

2. OPORTUNIDADES DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CO₂

O relatório da IEA intitulado *Energy Technology Perspectives (2008)*, considera três cenários, o cenário de Referência já publicado no *Energy Outlook (2007)* considerando o período de 2005 a 2030 mas que foi estendido para o ano 2030-2050, e os cenários *ACT Map* e o *Blue Map* ambos para o período de 2005 a 2100. Enquanto que no *ACT Map* a perspectiva seria que as emissões de CO₂ provenientes do sector energético, em 2050, se encontrem no mesmo patamar que em 2005, no cenário *Blue Map* a perspectiva seria de reduzir para metade as emissões de gases de efeito de estufa. Os dois cenários consideram que a economia energética será virtualmente descarbonizada entre os anos de 2050 a 2100. O cenário alternativo é referido também neste relatório e considera que serão aplicadas todas as tecnologias conhecidas e em desenvolvimento no âmbito de redução de emissões e aumento de eficiência energética.

Todos os cenários utilizam 2005 como o ano de base, com uma concentração de CO₂ de 385 ppm (27 Gt).

Assim, para o ano de 2050, o cenário de Referência estima uma concentração de CO₂ de 550 ppm, no cenário *Act Map* uma concentração de 485 ppm e o cenário *Blue Map* terá a concentração de 445 ppm. O cenário mais ambicioso é o *Blue Map*, resultando numa estabilização das concentrações de CO₂ em 450 ppm, a partir de 2100.

Sabe-se que para se ter sucesso na redução de emissões não existe uma única solução mas sim um leque de oportunidades que será necessário pôr em prática.

A eficiência energética de fim de linha (para combustíveis e electricidade) e as medidas no sector de produção de energia dominam a solução estratégica para a redução de emissões a curto-médio prazo (Figura 2-1).

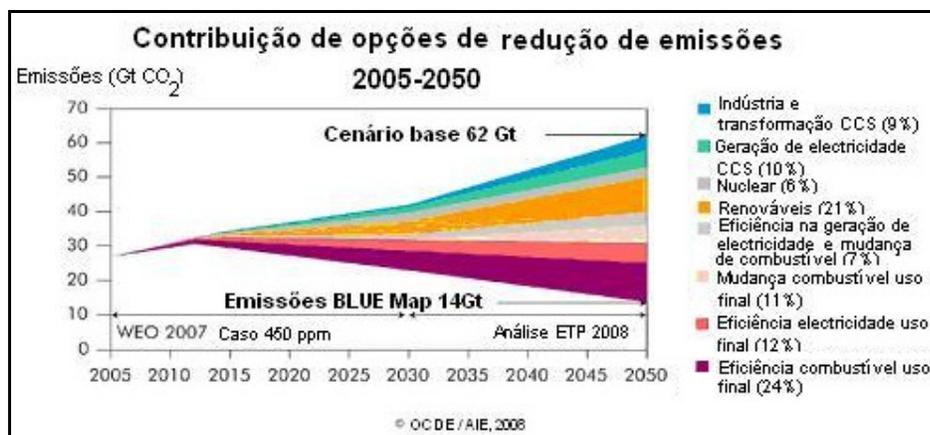


FIGURA 2-1- DIFERENTES OPÇÕES DE REDUÇÃO DE EMISSÕES E RESPECTIVAS CONTRIBUIÇÕES (IEA, 2008)

As energias renováveis poderão vir a contribuir, em 2050, com 14% a 19% da redução de emissões. No cenário *Blue Map*, cerca de um quarto desta redução deve-se aos biocombustíveis (inclui recomendações de incorporação de biocombustíveis no sector de produção de electricidade).

Em 2050, os biocombustíveis de 2ª geração, no sector de transportes, poderão contribuir para a redução de emissões entre 1,8% a 2,2% Gt CO₂/ano.

Nos três cenários descritos no relatório *World Energy Outlook 2007* e relativamente ao sector de produção de electricidade, a maior contribuição de emissões de CO₂ deste sector terá origem nos países em desenvolvimento, maioritariamente devido ao aumento rápido de produção comparativamente aos países da OCDE e economias de transição. No entanto, entre o cenário de

referência e o alternativo, as emissões de CO₂ por cada kWh produzido diminuem significativamente como resultado não só de uma contínua aposta na eficiência energética das centrais termoeléctricas, como também pela contribuição das centrais termonucleares e das energias renováveis (IEA, 2007).

Devido à redução rígida de emissões projectadas para 2050, a eficiência energética de fim de linha e outras soluções para o sector de produção de electricidade terão de ser acompanhados pela Captura e Sequestro de Carbono (CCS) e pelo aumento da eficiência no consumo final. Em 2050, a CCS contribuirá nesta estratégia de redução no sector dos transportes e no sector de produção de energia com 4,9 Gt CO₂/ano a 9,1 Gt CO₂/ano, sendo que, no sector de produção de energia e para o cenário mais ambicioso (no que respeita a quantidade de redução de emissões) a CCS contribuirá com 4,8 Gt CO₂/ano (IEA, 2008)

Segundo o IEA (2008) e tendo como base o cenário *Blue Map*, a produção de electricidade será o sector que dará o maior contributo na redução de emissões de CO₂. No entanto, o sector de transportes será crucial para se conseguir as reduções necessárias de forma a atingir os objectivos propostos para 2050 (14 Gt), e especialmente a partir do ano 2030.

Para os países, China e Índia e no cenário alternativo proposto no “World Energy Outlook” (2007), as reduções de emissão de CO₂ têm como base uma estratégia de tecnologia mais eficiente na combustão do carvão (sector de produção de electricidade).

3. CAPTURA E SEQUESTRO DE CO₂

O principal gás antropogénico de efeito de estufa é o CO₂. As diversas hipóteses que podem conduzir à redução do CO₂ na atmosfera são: redução do consumo de energia, promoção da eficiência energética, reduzir o uso de combustíveis fósseis, promover o sequestro de CO₂ na biomassa e nos oceanos, promover o uso de energias renováveis e ainda captura de CO₂ em aplicações estacionárias e respectivo sequestro.

A adopção de algumas destas medidas variam de país para país e dependem de diversos factores, nomeadamente, a aplicação de limites legais de emissões, custos, existência de recursos energéticos, impactes ambientais e ainda factores sociais.

O local ideal para se capturar CO₂ é nas principais fontes de emissão, pois é aqui que a emissão do gás é muito concentrada, o que permite aumentar a rentabilidade de captura. Aproximadamente 30% das emissões têm origem na combustão de combustíveis fósseis utilizados em centrais termoeléctricas (Aaron, 2005). O CO₂ é também um subproduto da indústria do aço e ferro, e das cimenteiras. Desta forma, este tipo de indústrias tem grande potencial para aplicação de técnicas de captura de CO₂ porque são fontes de larga escala em local fixo.

A captura de CO₂ e o respectivo sequestro é possível, mas está fortemente dependente do domínio da técnica, da própria capacidade de aplicação da técnica, dos custos, do potencial quantitativo de sequestro e ainda de aspectos regulamentares. No entanto, a aplicação desta técnica permite, com algumas alterações das infraestruturas actuais de produção de energia, reduzir significativamente as emissões de CO₂ para a atmosfera.

O potencial mundial apresentado de sequestro de CO₂ inclui a sua captura em diversos sectores, nomeadamente em aplicações estacionárias de produção de energia, Indústria, transportes e outras fontes. Do Quadro 3-1 pode-se concluir que a técnica CCS é promissora para atingir os objectivos de redução de emissões de GEE's superior a 50%, em 2050, mas não suficiente, já que a percentagem respeitante ao potencial mundial não reduz para além dos 33%. No que respeita a locais de potencial sequestro, os aquíferos salinos profundos são, de todos os potenciais tipos de reservatórios, os que se estimam de maior capacidade.

QUADRO 3-1 - POTENCIAL DE CAPTURA E REDUÇÃO DE CO₂ / CAPACIDADE DE SEQUESTRO (POR TIPO DE RESERVATÓRIO)
(IPCC, 2005; Stangeland, 2007)

Potencial de Captura e redução de CO₂			
	Captura de CO ₂ em 2050 (Mil milhões Toneladas)	Potencial de captura de CO ₂ até ao ano de 2050 (Mil milhões Toneladas)	Redução de emissões de CO ₂ (%)*
União Europeia	1,7	25	54
Países da OCDE	7,0	101	53
Países não-OCDE	8,7	135	16
Mundo	15,7	236	33

*Redução de emissões de CO₂ em 2050 comparativamente ao ano 2007

Tipo de Reservatório	Capacidade de Sequestro (estimativa inferior)	Capacidade de Sequestro (estimativa superior)
	(GtCO ₂)	(GtCO ₂)
Jazigos de petróleo e gás natural	675 ^a	900 ^a
Camadas de Carvão (ECBM)	3-15	200
Aquíferos salinos profundos	1000	Valor de grande incerteza 10 ⁴

O CO₂ é um gás com massa específica de 1,872 kg/m³ (PTN). O ponto crítico de CO₂ é encontrado nas seguintes condições T_c= 31,1°C e P_c=7,38 MPa (Figura 3-1).

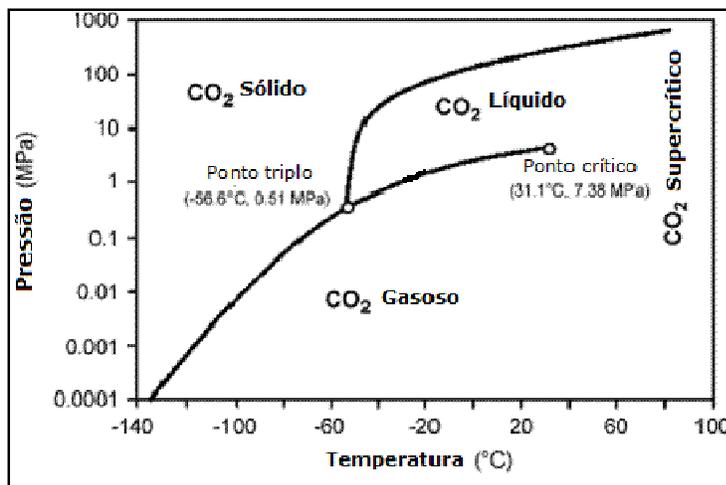


FIGURA 3-1 - DIAGRAMA DE FASE DO CO₂ (Bachu, 2008)

■ SEPARAÇÃO CO₂ DOS RESTANTES GASES DE EXAUSTÃO EM INSTALAÇÕES ESTACIONÁRIAS

Para que o CO₂ seja capturado de forma eficiente, este gás tem de ser primeiramente separado dos outros gases com os quais se encontra em mistura. Os gases de exaustão de uma central termoelétrica são constituídos essencialmente por nitrogénio, vapor de água e dióxido de carbono e ainda algumas impurezas tais como NO_x e SO₂ (Notz, 2007). Uma central termoelétrica convencional emite (concentração molar) 15-20% de CO₂, 5-9% O₂ e o resto será N₂ (Linga, 2007).

As diversas técnicas possíveis de se aplicar para promover esta separação têm como base processos como a absorção (física e química), adsorção, criogenia e recurso a membranas.

O Quadro 3-2 mostra o grande leque de tecnologias disponíveis para a separação do CO₂ dos restantes gases de exaustão. As tecnologias apresentadas a “negrito” são passíveis de ser aplicadas em centrais termoelétricas para captura de CO₂, utilizando equipamento existente com apenas algumas adaptações. No entanto será sempre necessário algum equipamento extra para garantir o sucesso da técnica, como por exemplo coluna de absorção.

Existem outras tecnologias emergentes que requerem a utilização de novos materiais a aplicar no processo (por exemplo, novos solventes ou adsorventes), embora o equipamento de base (coluna de absorção para o sistema gás-líquido ou sistemas de leito fluidizado para sólido-gás) se encontre em fase avançada de conhecimento e já demonstrado para aplicações em larga escala. Existem ainda outros novos processos que requerem não só a incorporação de novos sistemas no reator, como também a utilização de novos materiais. O Quadro 3-2 indica os diferentes níveis de desenvolvimento em que se encontram as diferentes técnicas de captura.

QUADRO 3-2 – DIFERENTES TÉCNICAS DE CAPTURA DE CO₂ (ZEP, 2006)

Separação	Descarbonização pós-combustão		Oxi-combustão		Descarbonização pré-combustão	
	CO ₂ /N ₂		O ₂ /N ₂		CO ₂ /H ₂	
Tecnologia de captura	Actual	Emergente	Actual	Emergente	Actual	Emergente
Solventes (absorção)	Solventes químicos	Solventes melhorados Novo equipamento de contacto Desenho melhorado dos processos	n/a	Solventes biomiméticos, por exemplo: derivados de hemoglobina	Solventes físicos e químicos	Solventes químicos melhorados Novos equipamentos de contacto Desenho melhorado dos processos
Membranas	Polimérica	Cerâmica Transporte facilitado Película de carbono	Polimérico	Membranas de transporte iónico Transporte facilitado	Polimérico	Cerâmica Paládio Reactores Películas de contacto

	Descarbonização pós-combustão		Oxi-combustão		Descarbonização pré-combustão	
Separação	CO ₂ /N ₂		O ₂ /N ₂		CO ₂ /H ₂	
Sorventes sólidos	Zeólitos Carvão activado	Carbonatos Sorventes de carbono	Zeólitos Carvão activado	Adsorventes para separação O ₂ /N ₂ Perovskites Ciclo químico de oxigénio ⁵	Zeólitos Carvão activado Alumina	Carbonatos Hidrotalcites Silicatos
Criogenia	Liquefação	Processos híbridos Anti-sublimação	Destilação	Destilação melhorada	Liquefação	Processos híbridos

A selecção da aplicação de cada técnica depende das propriedades dos gases de exaustão (temperatura, pressão, concentração e caudal volúmico)

A concentração de CO₂ varia tipicamente entre 5% (vol.) nos gases secos para uma central a gás natural de ciclo combinado (CCGT) e 15% (vol.) nos gases secos para uma central que queima carvão pulverizado (Quadro 3-3).

QUADRO 3-3 – CARACTERÍSTICAS DOS GASES DE EXAUSTÃO PARA CENTRAL A CARVÃO/CENTRAL A GÁS NATURAL DE CICLO COMBINADO (ZEP, 2006)

	Temp.	Concentração de CO ₂	Oxigénio	H ₂ O	SO ₂	NO _x
Central a Carvão (com sistema de dessulfuração)	50-60°C	12-15% vol.	3-4% vol.	24-27% vol.	200 mg/Nm ³ 6%O ₂ , seco	200 mg/Nm ³ 6%O ₂ , seco
Central a gás natural de ciclo combinado (CCGT)	>100°C	3-7% vol.	10-13% vol.	8-9% vol.	35 mg/Nm ³ 3% O ₂ , seco	50 mg/Nm ³ 3% O ₂ , seco

⁵ Processo de combustão em leito fluidizado circulante, no qual o óxido do metal é utilizado como material do leito fornecendo o oxigénio para a combustão no reactor de combustível. O metal reduzido é posteriormente transferido para um segundo leito e reoxidado antes de ser reintroduzido no reactor de combustível, completando o ciclo.

■ ABSORÇÃO QUÍMICA

A absorção de gases (designada em língua inglesa por *Gas Absorption* ou ainda por *Scrubbing*) é o processo utilizado para a separação de um ou mais componentes de uma corrente gasosa, através do contacto com um solvente líquido, onde esses componentes se dissolvem. A operação inversa chama-se Desabsorção (*Desorption* ou *Stripping*), na qual um componente dissolvido num líquido passa para a fase gasosa. O componente transferido de uma fase para outra é designado por Solute, a corrente gasosa é composta pelo gás soluto e o gás de transporte (ou inerte), e a corrente líquida é constituída pelo Solvente e o soluto.

A absorção é um processo que se baseia na afinidade de um solvente químico com o soluto, onde preferencialmente dissolve um componente em detrimento de outro. No caso de absorção de CO₂, o solvente aplicado dissolve CO₂ mas não dissolve Oxigénio, Nitrogénio ou outros componentes dos gases de exaustão. A solução rica em CO₂ será então conduzida (bombada) para uma coluna de regeneração, onde o CO₂ é separado da solução e o solvente regenerado (Aaron, 2005).

Para regenerar o solvente, ou para obter a corrente gasosa na sua forma pura, deve elevar-se a temperatura e pressão numa coluna de desabsorção, também designada coluna regeneradora (

Figura 3-2). É conseguido CO₂ quase puro no topo da coluna de desabsorção após condensação do vapor de água (Notz, 2007).

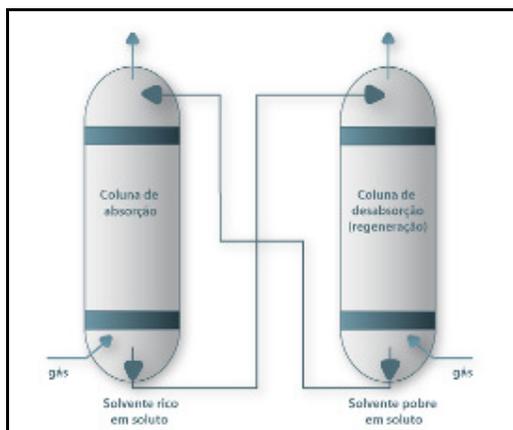


FIGURA 3-2 – COLUNAS DE ABSORÇÃO/DESABSORÇÃO PARA REGENERAÇÃO DO SOLVENTE

A percentagem de remoção de CO₂ em colunas de absorção encontra-se tipicamente entre os 85-95%, caso os gases de exaustão tenham previamente sofrido uma limpeza de NO_x e SO_x (Notz, 2007).

Actualmente, os absorventes activos disponíveis comercialmente para recuperar o CO₂ diluído à pressão atmosférica são soluções aquosas de alcanolaminas, como a monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), metil-dietanolamina (N-metil-dietanolamina) (MDEA) e os mais recentes desenvolvimentos de novos tipos de aminas (Gulyurtlu, 2007).

Nas centrais termoeléctricas actuais a temperatura de saída dos gases de combustão é bastante elevada. As condições óptimas para a absorção são: baixa temperatura e alta pressão (Aaron, 2005), pelo que, deverá ser promovido o arrefecimento dos gases de exaustão a cerca de 50°C.

O arrefecimento dos gases de exaustão terá de promover ainda a captura de água de forma eficiente, isto porque o ponto de congelação do CO₂ é inferior ao ponto triplo da água, podendo o vapor de água condensar nos evaporadores e bloquear a passagem dos gases. A captura de água dos gases de exaustão é conseguida através de sucessivos níveis de temperatura, primeiro é condensada e, posteriormente, através de um processo de congelamento/descongelamento, são secos os gases de

exaustão, ficando estes com características apropriadas para a captura de CO_2 . Para o processo de captura de CO_2 em centrais termoelétricas a carvão será necessário que estas sejam dotadas de tecnologia de dessulfuração (ZEP, 2006).

Deverá proceder-se à remoção das partículas, outras impurezas, SO_x (SO_2 , SO_3 e SO_4) e NO_x (NO_2 e NO_3) que originam problemas operacionais e levariam a custos elevados devido à perda do solvente (os solventes são facilmente degradados por estes compostos), pelo que o processo de absorção deverá ter lugar após a precipitação electrostática e dessulfuração (Aaron, 2005).

Numa coluna (absorvedor), o CO_2 é retido (juntamente com vestígios de SO_x e NO_x) através de uma solução aquosa de amina à pressão atmosférica (solvente líquido), produzindo um composto com ligações fracas, sendo os restantes gases libertados para a atmosfera.

A solução amina- CO_2 formada no purificador é posteriormente decomposta por aquecimento, libertando CO_2 em estado puro para uma outra coluna (*stripper*). A amina é reciclada e introduzida novamente no processo (é utilizada, para este passo, energia térmica da central) (Figura 3-3).

O CO_2 passa posteriormente por um processo de limpeza e compressão até atingir o estado líquido ou supercrítico.

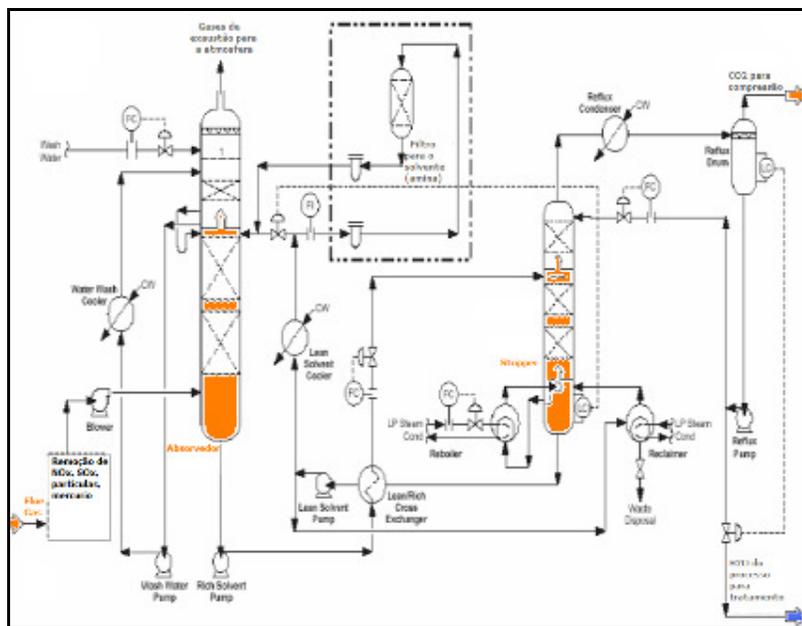


FIGURA 3-3 – ESQUEMA DE ABSORÇÃO QUÍMICA PARA CAPTURA DE CO_2 (Gulyurtlu, 2007)

Uma característica do sistema com base em aminas é a elevada quantidade de calor necessária para regeneração do solvente. A temperatura de regeneração é da ordem dos 120°C sendo esta energia retirada do ciclo de vapor, o que reduz a eficiência da central. A manipulação de temperatura para o processo de separação de CO_2 e regeneração do solvente é responsável por 70-80% do custo operacional em todo o processo (Aaron, 2005). Para o sucesso da aplicação desta tecnologia (CCS) será necessário maior investimento em investigação dedicada à minimização de custos de regeneração com novos solventes ou aplicação de novos métodos de regeneração do solvente.

É também utilizada energia adicional para a posterior compressão do CO_2 .

Este processo poderá ser aplicado em centrais termoelétricas a carvão pulverizado com potência entre 300-1100MW, em centrais termoelétricas por leito fluidizado, com circulação interna, a carvão e biomassa com potência entre 50-400MW e em centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás natural (ZEP, 2006).

O relatório realizado pela NZEC - *Near Zero Emissions Coal* (uma parceria entre o Reino Unido e China) indica que a aplicação desta tecnologia de captura (pós-combustão com base em aminas) numa central termoelétrica na China poderá reduzir a sua eficiência para 35,7% (Figura 3-4), requerendo cerca de 150 kWh de energia extra por tonelada de CO₂ capturada (NZEC, 2009).

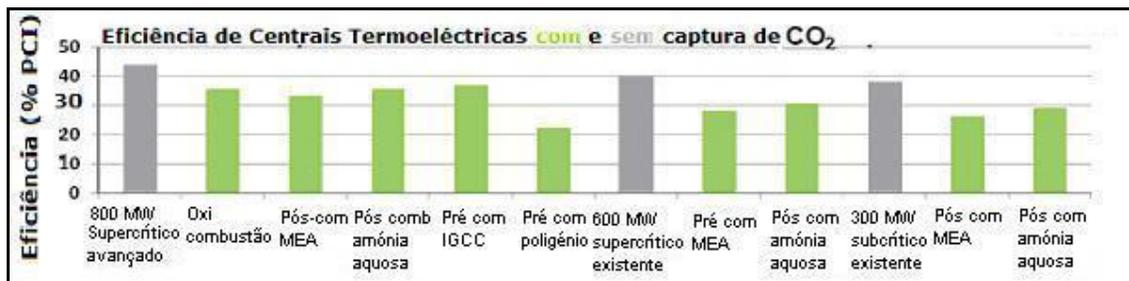


FIGURA 3-4 – EFICIÊNCIA DE CENTRAIS TERMOELÉTRICAS COM E SEM CAPTURA DE CO₂ (NZEC, 2009)

A aplicação de solventes líquidos (em especial MEA) é a técnica tradicionalmente aplicada para separação de CO₂ em gases de exaustão, sendo considerada por Nortz (2007), a melhor tecnologia para captura de CO₂ em pós combustão, por estar francamente desenvolvida e com potencial para ser implementada de imediato em termoelétricas e em larga escala.

Embora o processo traga grandes vantagens devido ao actual domínio da técnica, os custos associados são relativamente altos, cerca de 32,66 - 57,16 €/t de CO₂ separado (USD40-USD70/t de CO₂ separado). O custo adicional de energia utilizada para o processo de absorção é de 11,39 €/t CO₂ (USD13,95/t CO₂) (não inclui o custo de solvente e outros custos operacionais, nem custos do capital investido e de instalação necessário para implementação de separação de CO₂ por absorção) (Aaron, 2005).

■ ADSORÇÃO

O processo de adsorção consiste em utilizar uma superfície sólida tal como carvão activado, sílica gel (hidrogel) ou zeólitos (silicatos de alumínio) para adsorver o CO₂ presente num gás num processo cíclico.

Alguns sólidos têm a capacidade de adsorver CO₂ em determinadas condições de temperatura e pressão. Este processo pode ocorrer naturalmente no carvão (tal como acontece para o método de sequestro de CO₂ em minas de carvão desactivadas ou não exploráveis) ou em sorventes mais complexos e manipulados pelo Homem, onde se utiliza por exemplo carvão activado ou zeólitos.

A adsorção poderá ocorrer utilizando câmaras de pressão - *pressure swing adsorption* - PSA ou através do método de *temperature swing adsorption* - TSA. Em qualquer dos casos, as taxas de adsorção dependem da temperatura, pressão parcial de CO₂, forças geradas entre a superfície do sorvente e o CO₂, a dimensão dos poros e a superfície disponível do adsorvente.

A Figura 3-5 representa o processo de adsorção utilizando o método PSA, onde duas câmaras por sistema de pressão/descompressão (provocadas pela própria injeção de gases de combustão) promovem a adsorção de CO₂. Os gases deverão ser previamente arrefecidos a temperaturas de 30°C (Aaron, 2005). Assim que uma das câmaras é pressurizada ao receber os gases de combustão a segunda câmara despressuriza forçando a saída de CO₂ na câmara contrária. O sistema de válvulas inferiores à coluna controla a saída de CO₂. As condições apresentadas na figura aplicam-se ao sorvente *Carbon Fiber Composite Molecular Sieve* (CFCMS).

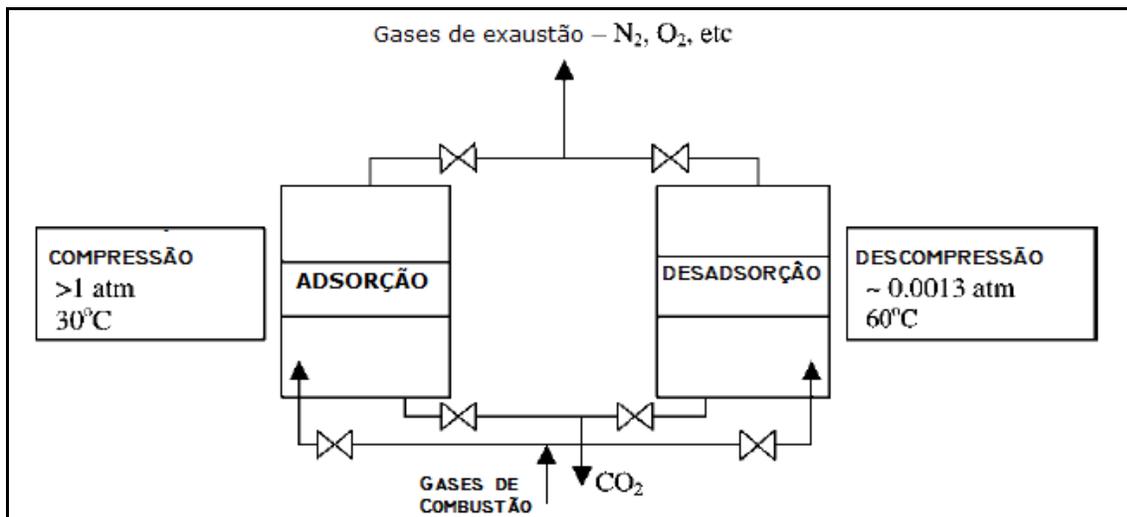


FIGURA 3-5 – SEPARAÇÃO DE CO₂ POR ADSORÇÃO ATRAVÉS DO MÉTODO DE PRESSURE ADSORPTION (PSA)
(Aaron, 2005)

Este processo é energeticamente dispendioso e não é atractivo para aplicações onde as concentrações de CO₂ são elevadas, como é o caso dos gases de exaustão nas termoeléctricas.

Idealmente este processo seria aplicado em condições onde as concentrações de CO₂ estariam entre 0,04-1,5%, o que não acontece nas centrais termoeléctricas, onde os gases de exaustão têm aproximadamente uma concentração de CO₂ de 15%. Uma segunda desvantagem de aplicação deste método é que os adsorventes conhecidos não têm uma selectividade rigorosa, nomeadamente, não têm uma porosidade selectiva pois permitem a adsorção simultânea de outros gases de dimensões inferiores ao CO₂ como é o caso do N₂ o que torna o processo pouco eficiente. A adsorção é um processo lento por isso o processo é aceitável apenas para aplicações de pequena escala como por exemplo limpeza do ar de uma tripulação de um *space shuttle* (7kg/dia aplicando HSC⁺).

No caso de aplicação de materiais correntes, a adsorção é um processo que requer cerca de 20 minutos, o que aplicado aos volumes de gases de exaustão de uma central termoeléctrica é demasiadamente lento e, portanto, impraticável. O custo de separação aplicando CFCMS como adsorvente é de 22,7 €/t de CO₂ (27,8 USD/t de CO₂) (Aaron, 2005).

■ CRIOGENIA

Este processo baseia-se no princípio de que todos os componentes dos gases de exaustão são previamente removidos excepto o N₂ e o CO₂, sendo estes últimos, conduzidos para uma câmara onde a pressão e temperatura são controladas de forma a passar o CO₂ a estado líquido (condensa) mantendo o N₂ ainda em estado gasoso. Assim, o N₂ em estado gasoso concentra-se no topo da câmara de condensação, enquanto que o CO₂ poderá ser recolhido na base (Figura 3-6).

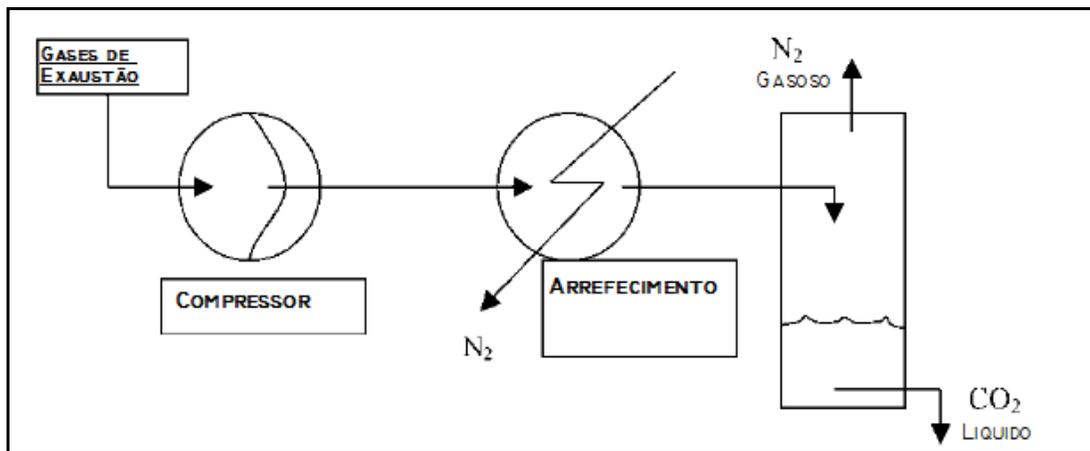


FIGURA 3-6 – SEPARAÇÃO DE CO₂ POR CRIOGENIA (após remoção de NO_x, SO_x, H₂O, ect.) (Aaron, 2005)

A criogenia consiste em arrefecer os gases de combustão até ao ponto em que o CO₂ se torna líquido. Este processo exige uma quantidade considerável de energia para refrigeração e só se justifica economicamente para concentrações elevadas de CO₂. Uma vantagem é que o CO₂ líquido pode ser facilmente transportado por camião ou navio.

Este processo permite obter CO₂ quase puro (99,95%). No entanto, a energia necessária para arrefecimento do CO₂/N₂ (muito usualmente utilizado nitrogénio liquefeito) torna o processo extremamente dispendioso, além de ser necessário estar associado ao prévio processo de remoção de NO_x, SO_x, H₂O e O₂. No caso de estar ainda presente H₂O na corrente de gases (CO₂ e N₂) que entram na câmara, este irá congelar e entupir as tubagens (a água presente poderá ainda corroer o equipamento).

O custo de separação de CO₂ por criogenia estimado é de aproximadamente 26,7€/t de CO₂ separado (USD32,7/t de CO₂ separado). A eficiência de uma central termoelétrica diminui de acordo com a quantidade de CO₂ capturada. No caso da captura ser de 90% do CO₂, a eficiência decresce de 38% (eficiência antes de qualquer sistema de remoção de CO₂) para 26% (Aaron, 2005).

■ MEMBRANAS

É possível separar gases usando filmes finos chamados de membranas. Este processo é utilizado comercialmente na remoção de CO₂ em altas pressões e é aplicado em gases com concentrações elevadas de CO₂. Existem diversos tipos de membranas (inorgânicas, metálicas, poliméricas e sistema misto sólido-líquido). A selectividade das membranas poliméricas tem como base a sua habilidade de interagir com outras moléculas que sejam alvo de captura. A molécula que se encontra em interacção com a membrana será posteriormente separada através de mecanismos de solução-difusão ou absorção-difusão. O princípio das membranas porosas cerâmicas ou metálicas é o de que apenas gases de determinada dimensão têm capacidade de passar através dos poros da membrana, de tal forma que esta funciona como uma peneira para separação do CO₂ de outros gases com moléculas de tamanhos superiores. Os gases de exaustão entram num tanque de separação onde o CO₂ atravessa a membrana. A diferença de pressões parciais pressiona o CO₂ para o contínuo atravessamento da membrana. (Figura 3-7).

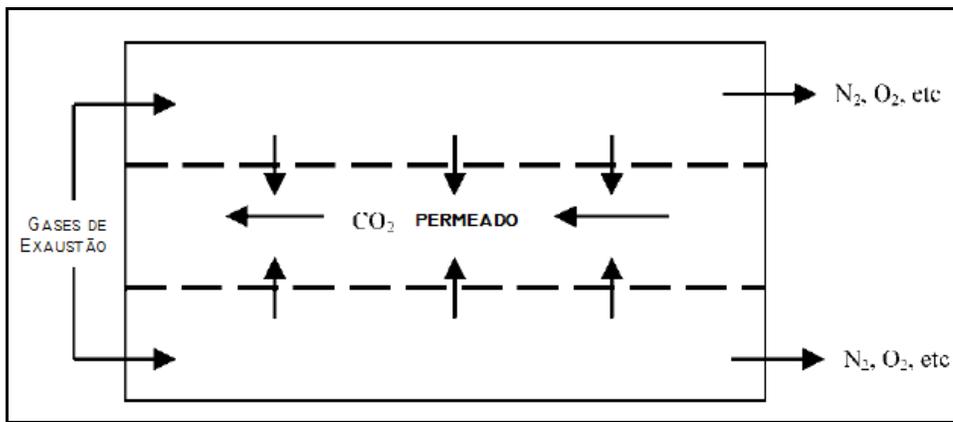


FIGURA 3-7 – SEPARAÇÃO DE CO₂ POR MEMBRANA (Aaron, 2005)

O CO₂ será conduzido para um tanque de separação, sendo os restantes gases alvo de posteriores tratamentos, tais como, oxidação de NO_x e SO_x, reutilização de O₂ no processo de combustão e condensação do vapor de água.

Os gases de exaustão podem ser alvo de separação prévia antes da respectiva entrada no tanque de separação, minimizando desta forma eventuais danos causados pelos restantes gases na membrana, ficando apenas por separar no tanque o CO₂ do N₂. Neste caso, existirão dois tanques de separação, o que permite obter um CO₂ mais puro (89,1% contra 46,4% a 25°C que é conseguido aplicando apenas um tanque de separação) (Aaron, 2005).

As membranas de absorção de gás (MGA) são híbridos de membrana e solvente (membranas sólidas de microporos impregnadas com líquido absorvente) que procuram explorar as vantagens de ambos os processos. Neste caso o CO₂ atravessa a membrana tal como o processo descrito anteriormente, sendo capturado e removido pelo líquido absorvente. Este processo permite um maior controlo de fluxos (gás e líquido), minimizando algumas complicações do processo (possíveis inundações, formação de espumas e entupimentos) (Aaron, 2005).

A aplicação de membranas é referida em diversa bibliografia (NEZEC, 2009) como sendo uma nova tecnologia ainda não optimizada para aplicações a grande escala alegando considerável diminuição da eficiência da central quando comparada com a captura de CO₂ com recurso a solventes. No entanto, existem diversos estudos que demonstram que estas têm bons resultados em captura em pré-combustão onde as concentrações de oxigénio são baixas (Anderson, 2008) e em sistemas de pós-combustão (Bounaceur *et al.*, 2005) alertando que a escolha da técnica a aplicar para a separação do CO₂ deverá ser cuidada. A aplicação de amina é certamente a melhor opção quando se pretende um grau de purificação elevado, sendo este proporcional ao consumo energético.

Quanto maior for o grau de pureza desejado, maior será o custo de captura de CO₂. A separação utilizando amina consome entre 4 a 6 GJ/tonelada de CO₂ recuperado, enquanto que o processo com recurso a membranas poderá consumir apenas 0,5-1 GJ/tonelada CO₂ recuperado (este resultado é apenas válido quando a razão de recuperação e a permeabilidade da membrana não excede 0,8 e o CO₂ existente no gás de exaustão é superior a 0,2). Para as centrais termoeléctricas a carvão, onde o CO₂ dos gases de exaustão representa apenas 10% (fracção molar), as membranas não são suficientemente selectivas. Por isso, neste caso, a membrana a aplicar terá de ser especial (ter uma selectividade acima de 100). Para gases de exaustão com concentrações de CO₂ acima dos 20%, já poderá ser aplicada uma membrana de materiais comercialmente bem conhecidos (Bounaceur *et al.*, 2005).

No trabalho de Aaron onde são apresentados os diferentes métodos de separação de CO₂ foi seleccionado o método de absorção como o melhor. No entanto, prevê que, após algum desenvolvimento dos materiais das membranas para que suportem temperaturas superiores, este método passará a ser o economicamente mais vantajoso.

■ CAPTURA DE CO₂

A captura de CO₂ é considerada como tendo maior interesse para as grandes centrais termoelétricas que utilizam como combustível o carvão, a lenhite e o gás natural. O fuel-óleo também é utilizado em diversas centrais termoelétricas localizadas na Europa, embora não seja provável o uso deste combustível para futuras centrais (existindo algumas exceções). A tecnologia desenvolvida no âmbito da captura de CO₂ para centrais termoelétricas a carvão também se aplica em centrais termoelétricas, que utilizam derivados de petróleo e de co-combustão de carvão com uma fração menor de biomassa (ZEP, 2006).

Existem três tecnologias de captura de CO₂ em aplicações estacionárias com potencialidade de serem aplicadas, em 2020, a custos razoáveis (Figura 3-8):

- Sistema de pós-combustão – Separação do dióxido de carbono dos gases de combustão;
- Sistema de captura de pré-combustão;
- Oxi-combustão ou sistema de reciclagem O₂/CO₂ (tecnologia onde o azoto é excluído do processo de combustão)

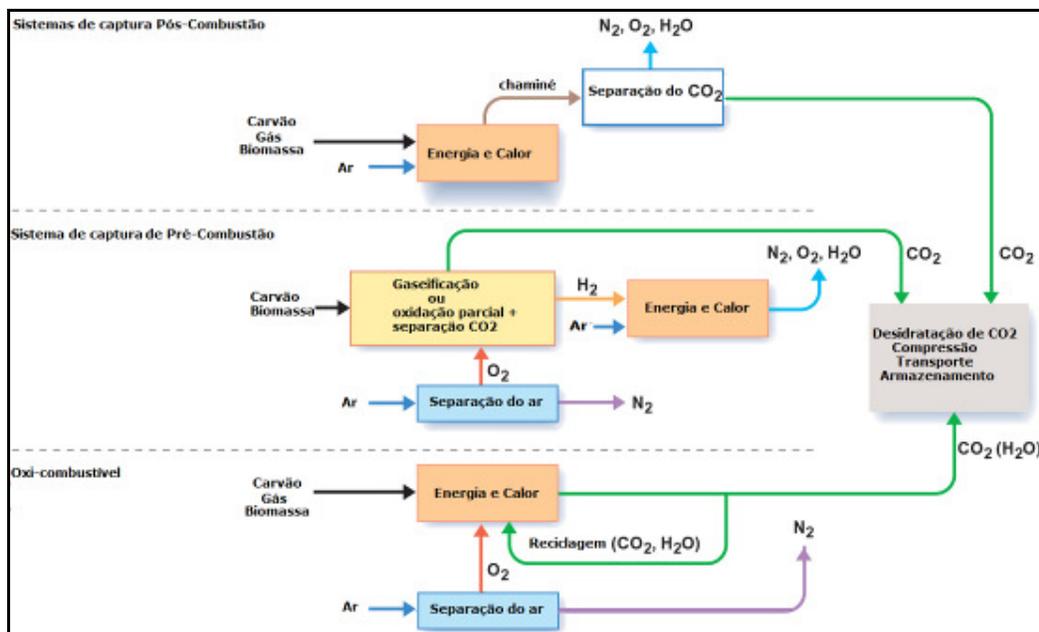


FIGURA 3-8 - OPÇÕES DE CAPTURA DE CO₂ EM TERMOELÉTRICAS (ZEP, 2006)

A aplicação da tecnologia de captura, transporte e sequestro de CO₂ (CCS) necessita da existência de equipamento acessório, nomeadamente um compressor integrado na central termoelétrica para elevar a pressão do CO₂ e permitir, posteriormente, o seu transporte. Esta pressão é variável de acordo com o comprimento e o diâmetro das condutas responsáveis pelo transporte do CO₂ até ao seu destino final e depende das características geológicas do local receptor.

Serão necessárias bombas aplicadas ao longo do percurso das condutas de transporte para garantir pressões e velocidades adequadas, e ainda um compressor junto do local de sequestro.

■ SISTEMAS DE PÓS-COMBUSTÃO

O sistema de pós-combustão poderá ser aplicado a centrais termoeléctricas tradicionais que utilizem combustíveis fósseis, podendo ser também aplicado em centrais termoeléctricas com co-combustão de biomassa.

A aplicação da técnica de captura de CO₂ em sistema de pós-combustão requer essencialmente a existência de duas grandes particularidades: uma central termoeléctrica com características idênticas às que se encontram actualmente em funcionamento e espaço para aplicar um novo dispositivo para a separação do CO₂ dos restantes gases provenientes da câmara de combustão.

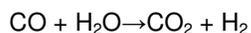
A captura pós-combustão poderá ser aplicada em centrais termoeléctricas a carvão, lignite, gasóleo e gás natural, embora, para esta última, devido às menores concentrações de CO₂, seja necessário equipamento de maior dimensão e, portanto, maior consumo de energia para a regeneração do solvente.

■ SISTEMAS DE PRÉ-COMBUSTÃO

O sistema de pré-combustão consiste em remover o carbono do combustível antes da sua combustão gerando uma corrente de sub-produto constituída por CO₂ e um combustível rico em hidrogénio.

A queima do combustível primário (descarbonização do combustível) é realizada num reactor com oxigénio em quantidades inferiores à quantidade estequiométrica para a combustão completa (poderá ser utilizado em alguns casos o vapor de água), num ambiente de alta pressão, dando origem a uma mistura de hidrogénio e monóxido de carbono (gás de síntese).

O CO reage posteriormente com vapor num reactor catalítico, tratando-se de uma reacção exotérmica que forma H₂ e CO₂:



A substituição do ar por oxigénio permite a formação de uma mistura de dióxido de carbono e vapor de água, em vez de uma mistura de CO₂/Azoto, tornando mais fácil e menos dispendiosa a sua captura e aumentando a eficiência, pois basta fazer uma separação por condensação.

Depois da reacção com vapor (*shift*) e remoção do condensado, o gás do processo é constituído por CO₂ e H₂. O processo de separação H₂/CO₂ mais apropriado é a absorção física do CO₂. No futuro, será também possível extrair o H₂ do gás produzido pela reacção com vapor (*shift*) usando membranas, saindo a corrente gasosa rica em CO₂ para armazenagem (Gulyurtlu, 2007).

No final, os gases de exaustão têm um teor muito elevado em CO₂ (30% - fracção volúmica) e, como o processo é pressurizado a 20-30 bar, a remoção do CO₂ é mais eficaz quando comparada com o sistema de pós-combustão (Gulyurtlu, 2007).

A captura por pré-combustão é aplicável a centrais termoeléctricas que utilizem qualquer combustível fóssil (carvão, fuelóleo e gás natural). Quando se utiliza o carvão ou fuelóleo é integrado um gaseificador. No caso do combustível da central termoeléctrica ser gás natural, o esquema é semelhante ao apresentado na Figura 3-9. No entanto, o gaseificador é substituído por um passo de *reforming* com vapor ou por oxidação parcial.

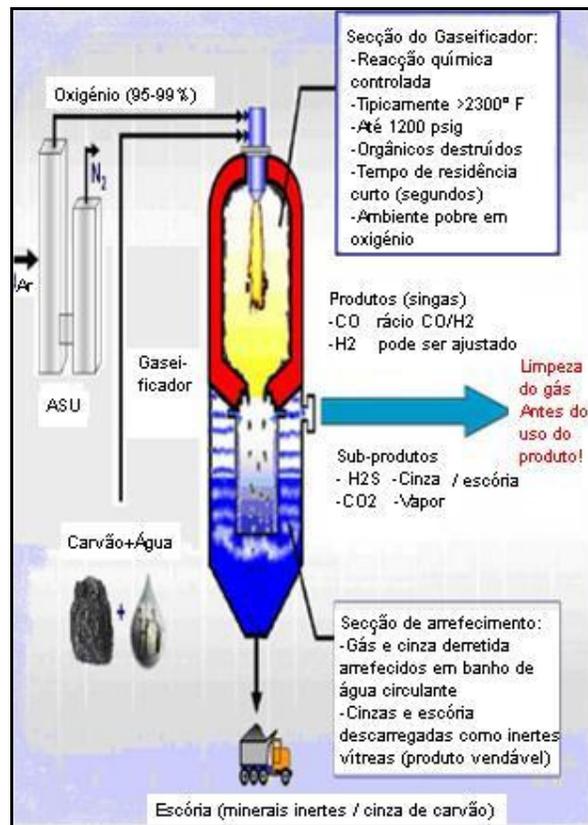


FIGURA 3-9 – ESQUEMA DE DESCARBONIZAÇÃO DE COMBUSTÍVEL - GASEIFICADOR (Gulyurtlu, 2007)

A implementação desta tecnologia na arquitectura das actuais centrais termoeléctricas representa uma mudança radical na sua construção. Contudo, a maioria dos elementos presentes já foram demonstrados noutros processos industriais. Um dos novos aspectos a ter em consideração é o H₂ produzido. Apesar de ser expectável carburar o H₂ no estado puro em turbinas de gás com poucas alterações, a verdade é que esta tecnologia ainda não foi demonstrada. Actualmente é prática corrente diluir o H₂ com azoto (N₂) (Caldeira, 2008).

Esta técnica pode ser aplicada a todos os combustíveis fósseis, mas no caso do carvão este será gaseificado com oxigénio num gaseificador. As centrais termoeléctricas que aplicam esta tecnologia são denominadas de IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) ou IDGCC (*Integrated Drying Gasification Combined Cycle*).

■ SISTEMAS DE OXI-COMBUSTÃO

Nesta tecnologia, o azoto é retirado da alimentação ao processo de combustão, utilizando-se apenas oxigénio em vez de ar. Este processo é mais conhecido pelo processo oxi-combustão ou processo de combustão com recirculação O₂/CO₂. Será necessário adaptar a central termoeléctrica com equipamento de separação de ar para a produção de oxigénio puro (Figura 3-10).

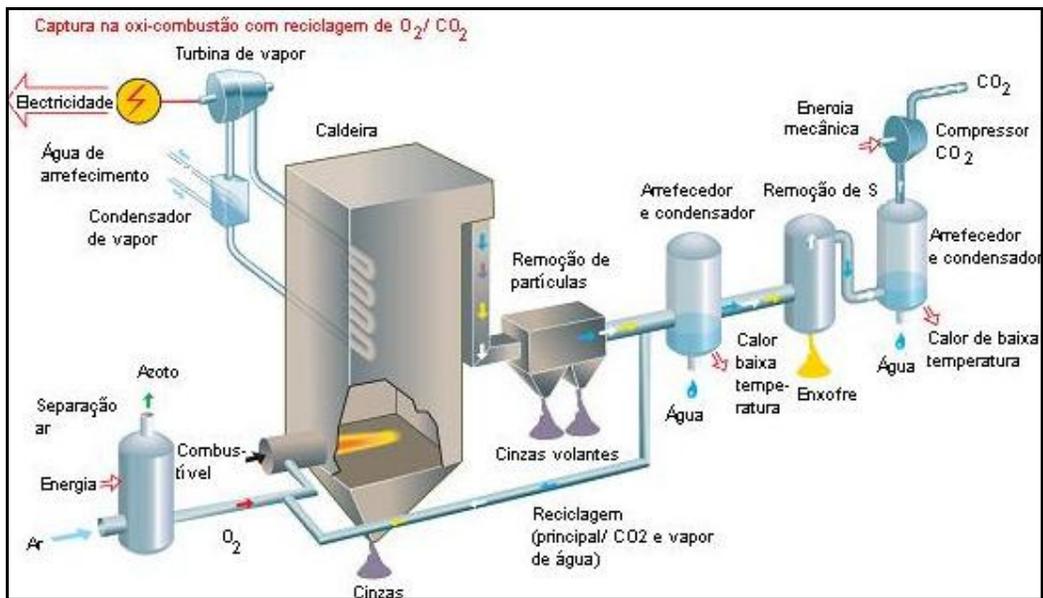


FIGURA 3-10 – ESQUEMA DE CENTRAL COM CAPTURA DE CO₂ (ZEP, 2006)

Sendo a queima com oxigénio quase puro (95 a 99%) em condições próximas da estequiometria, produz-se um gás constituído na quase totalidade por CO₂ (> 90 a 95% numa base seca), vapor de água e quantidades mínimas de gases nobres e, dependendo da natureza do combustível, SO_x e NO_x (Gulyurtlu, 2007).

O controlo da temperatura de combustão é efectuado através da recirculação de parte dos gases de exaustão ao processo de combustão, seguindo-se a extracção de energia para o ciclo termoeléctrico.

Depois da condensação da água e da remoção da pequena quantidade de impurezas como o NO_x, SO_x, O₂, gases nobres e partículas, o CO₂ fica apto para transporte e posterior armazenagem.

■ CUSTOS DE CAPTURA DE CO₂

O principal equipamento a instalar numa central termoeléctrica, considerando a captura pós-combustão, será um equipamento de arrefecimento dos gases de combustão, coluna de absorção, *stripper* (coluna de desabsorção) e condensadores (Figura 3-11).

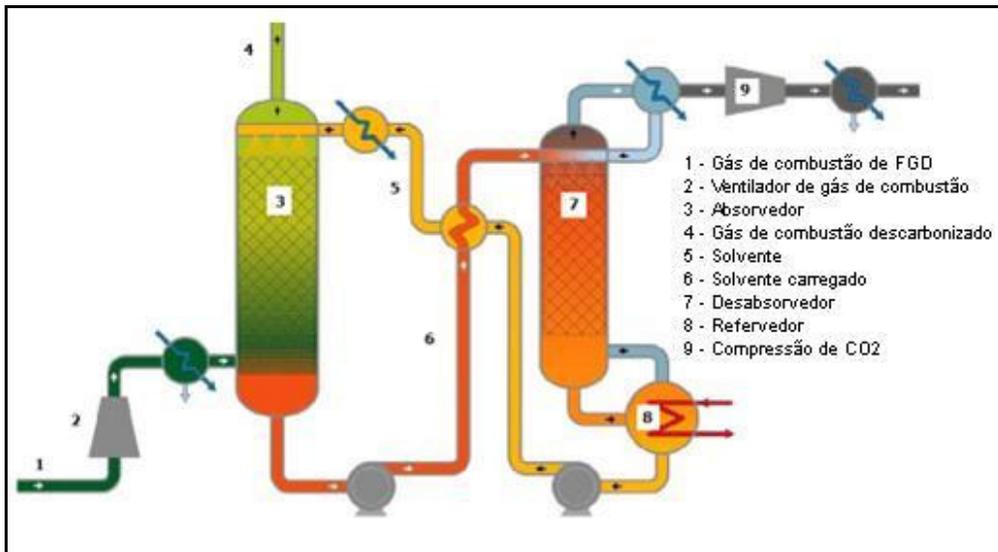


FIGURA 3-11 – EQUIPAMENTO PRINCIPAL NECESSÁRIO PARA EQUIPAR UMA CENTRAL TERMOELÉCTRICA COM CAPTURA DE CO₂ (Jockenhoelvel, 2009)

A configuração da central termoelétrica será semelhante ao ilustrado na Figura 3-12.

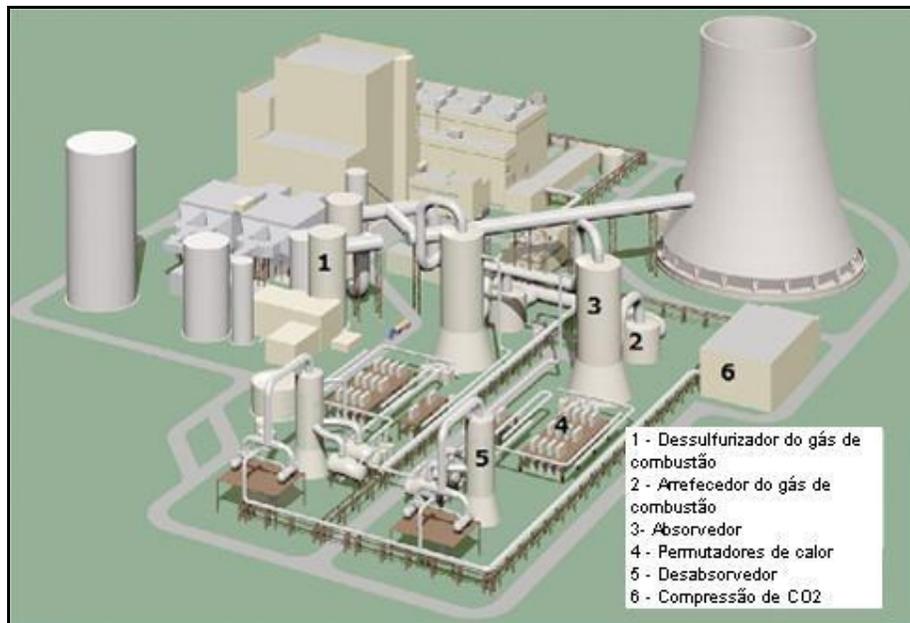


FIGURA 3-12 – IMAGEM DE TERMOELÉCTRICA DOTADA DE EQUIPAMENTO DE CAPTURA DE CO₂ (Jockenhoelvel, 2009)

Sabe-se que os principais custos do processo de captura de CO₂ estão associados à energia dispendida para o funcionamento do *stripper* (processo de separação do CO₂), especialmente associado à energia utilizada para o processo de regeneração do solvente. Esta poderá diminuir caso se opte por tecnologias já bem conhecidas e utilizadas em sistemas de absorção e destilação aplicadas actualmente à indústria química (Jockenhoelvel, 2009).

O consumo adicional de energia numa termoelétrica a carvão, com captura pós combustão com recurso a solventes químicos para a separação do CO₂ é de 3,5 GJ/t de CO₂ separado (com a configuração da Figura 3-12). No entanto, este valor poderá diminuir para 2,3 GJ/t com recurso a diferentes configurações do processo (Jockenhoelvel, 2009).

Aplicando a uma central termoelétrica a carvão sem captura de CO₂, com uma potência de 800 MW e uma eficiência de 45,7%, um equipamento de captura (Siemens), é detectada uma queda de eficiência de 10,4% (incluindo a compressão do CO₂ para posterior transporte). Com optimização do processo de captura esta quebra de eficiência poderá atingir apenas 9% (Jockenhoelvel, 2009).

Os custos estimados para a captura de CO₂ (incluindo compressão, sem transporte nem sequestro) são aproximadamente 30€/t CO₂ numa primeira fase (até 2020), descendo para os 20€/t CO₂ a partir do ano 2030. O preço para adaptação de uma central termoelétrica com equipamento de captura de CO₂ incluindo compressão é estimado entre 300 a 400 milhões de € para uma termoelétrica de 800MW (preços de 2008) (Jockenhoelvel, 2009).

O espaço necessário para esta adaptação é exemplificado na Figura 3-13.

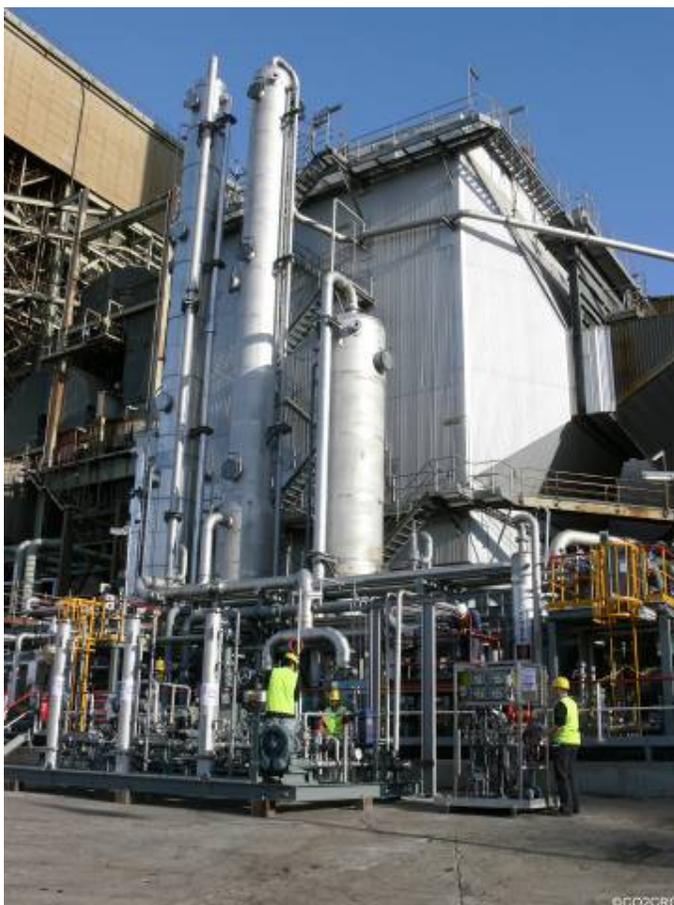


FIGURA 3-13 - ASPECTO DO EQUIPAMENTO DE SEPARAÇÃO CO₂ UTILIZADO NO PROJECTO "CO₂CRC H3" AUSTRÁLIA

A figura ilustra o equipamento de captura, coluna de absorção (frente esquerda) e utiliza também separação por membrana (frente direita).

O estudo realizado pela Universidade de *New South Wales* na Austrália em conjunto com o *Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies* permitiu avaliar os factores que

influenciam o custo da captura de CO₂ numa central termoelétrica existente na Austrália (utilizando como combustível a lignite).

Os resultados mostram que o uso de MEA, como solvente, terá um custo superior a cerca de 48,78 €/t (70 USD /t) de CO₂ capturado, sendo estes valores referentes ao ano 2008. No caso da central termoelétrica estar já dotada de um processo de dessulfuração, o valor da captura passará para 24,39 €/t (35 USD /t) de CO₂ capturado.

A análise de custos de centrais termoelétricas com captura tem como referência uma termoelétrica do mesmo tipo (mesmo combustível e de dimensões semelhantes), mas sem captura de CO₂. São considerados diversos factores tais como o investimento inicial, custos de operação e manutenção, consumo extra de combustível e a redução de energia produzida (energia que deixa de entrar no sector energético). A análise é portanto sensível à perda de eficiência da central devido à implementação de sistema de captura (Figura 3-14).

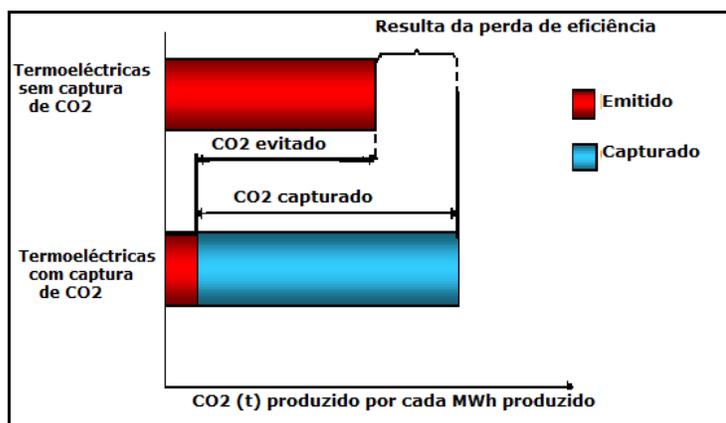


FIGURA 3-14 – CO₂ EVITADO/CAPTURADO EM TERMOELÉTRICAS (ZEP, 2006)

O custo de construção das centrais termoelétricas com captura é sempre superior ao custo das mesmas sem captura. A escolha do tipo de captura está dependente de diversas características, sendo muito relevante o tipo de combustível utilizado. Assim, considerando apenas o custo de todo o sistema de captura (não contando com o transporte e sequestro), a melhor opção para uma central termoelétrica a carvão será o sistema de oxi-combustão. Para as centrais termoelétricas a linhite poderá optar-se pela oxi-combustão ou pré-combustão. Para as centrais termoelétricas a gás natural, o sistema de pré-combustão será uma boa escolha (Figura 3-15).

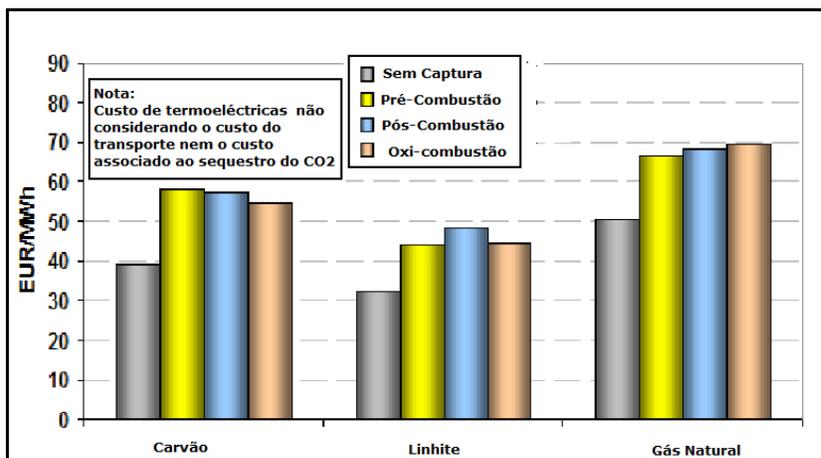


FIGURA 3-15 - CUSTO ESTIMADO PARA 2020 DE TERMOELÉTRICAS COM CAPTURA (ZEP, 2006)

Não é economicamente viável a captura em centrais termoeléctricas de baixa eficiência, pois o próprio processo de captura de CO₂ reduz a eficiência da central. Quanto mais eficiente for a central, menor é o custo acrescido por kWh produzido.

Uma central termoeléctrica com sistema de captura poderá ter um custo (custo de construção, não considerando o transporte de CO₂ nem valores referentes ao respectivo sequestro) entre 45 a 70 euros por MWh, sendo que, as centrais termoeléctricas sem sistema de captura têm um custo estimado de 31 a 50 euros por MWh, dependendo, como indicado na

Figura 3-15, do combustível utilizado na central mas também da tecnologia utilizada em cada central.

Para a maioria das tecnologias utilizadas, o custo unicamente de captura encontra-se entre os 17,5€ (25USD) a 35€ (50 USD) por tonelada de CO₂, sendo atribuído para transporte e sequestro 7€ (10 USD) por tonelada. Estes valores não consideram o facto de a central termoeléctrica consumir mais energia e portanto emitir mais CO₂. Para uma termoeléctrica a carvão ou gás o custo adicional para aplicação de CSS será de 0,014€ - 0,028€ (0,02USD-0,04USD) por kWh (IEA, 2008).

Actualmente já se aplica a técnica de captura em diversos países. A Figura 3-16 indica as centrais termoeléctricas com captura já em pleno funcionamento, em fase de construção (assinalados a cor castanha) e outras propostas (assinaladas a lilás).

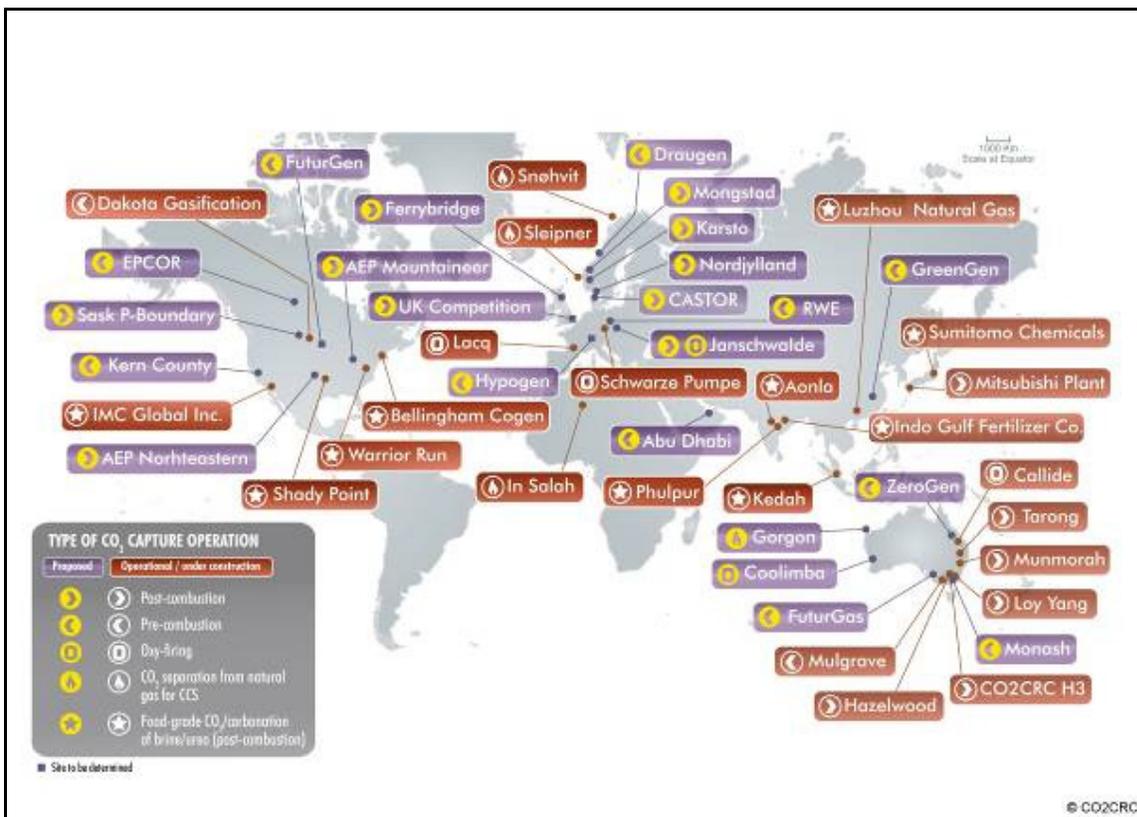


FIGURA 3-16 – PROJECTOS MUNDIAIS DE TERMOELÉCTRICAS EXISTENTES/EM CONSTRUÇÃO COM CAPTURA CO₂ (www.co2crc.com.au)

■ TRANSPORTE DE CO₂

Após a captura, o dióxido de carbono necessita de um pré tratamento, que consiste normalmente numa dessulfuração, desidratação e compressão. Segue-se o seu transporte para o local de sequestro, que poderá recorrer a diferentes vias:

- condutas (*pipelines*)
- navios
- transporte rodoviário ou ferroviário

O CO₂ é tradicionalmente transportado em camiões quando este tem como fim a sua aplicação na indústria alimentar. No entanto, para se efectuar o transporte de grandes volumes de CO₂ emitidos pela indústria de produção de energia, a solução de transporte por condutas é a solução mais utilizada.

No caso de transporte por condutas, o CO₂ gasoso é comprimido até atingir pressões superiores a 8 MPa, sendo por vezes necessário o recurso a estações intermédias de compressão, de forma a manter a pressão desejada ao longo de todo o trajecto. O transporte de CO₂ por conduta é uma técnica já bem conhecida e segura, devendo tanto as condutas como válvulas e todos os acessórios ser resistentes à corrosão do CO₂ (IEA, 2008b).

O transporte por navio é uma opção viável para longas distâncias, para transporte de pequenos e médios volumes, sendo transportado em estado líquido e acondicionado em recipientes estanques a pressões de 0,7 MPa.

O transporte por estradas ou caminhos-de-ferro é uma opção tecnicamente viável, sendo o CO₂ acondicionado a uma temperatura de -20°C e a uma pressão de 2 MPa. No entanto, este meio de transporte é aplicável para transporte em pequena escala, o que o torna impraticável para o caso das centrais termoeléctricas.

Os impactes associados ao transporte são significativamente diferentes para as três opções de transporte. Para o transporte através de condutas, o método aplicado é bastante semelhante ao utilizado para o transporte de gás natural ou mesmo para o transporte de CO₂ aplicado na indústria de extracção de petróleo. No entanto, as exigências são diferentes. No caso da conduta atravessar aglomerados populacionais será importante estabelecer os níveis máximos de H₂S existentes no gás transportado, além de especificações técnicas tais como detectores de fuga, estações de pressurização intermédias e escolha do material da conduta (anti-corrosivo). As quantidades de CO₂ libertadas para a atmosfera ao longo do percurso são pouco significativas. Já quando se aplica o transporte via navio, as fugas para a atmosfera encontram-se entre os 3-4% por cada 1000 km de percurso, sendo os incidentes raros, mas, caso existam, considerados perigosos.

O custo do transporte está fortemente dependente da distância a percorrer e da quantidade a transportar. A velocidade na tubagem encontra-se entre 1 a 5 m/s (IPCC, 2005)

Em caso de transporte por conduta, o custo será fortemente determinado pelo facto de esta ser implantada *onshore* ou *offshore*, de atravessar áreas fortemente ocupadas por outras infraestruturas, de atravessar montanhas, rios largos, terrenos gelados, etc. Todos estes factores poderão duplicar o custo por metro linear de conduta, sendo agravado caso atravessem aglomerados populacionais. Os custos de estações intermédias de compressão deverão também ser considerados para percursos de longas distâncias. No entanto, este é considerado relativamente baixo para pequenas distâncias pelo que não é considerado na Figura 3-17.

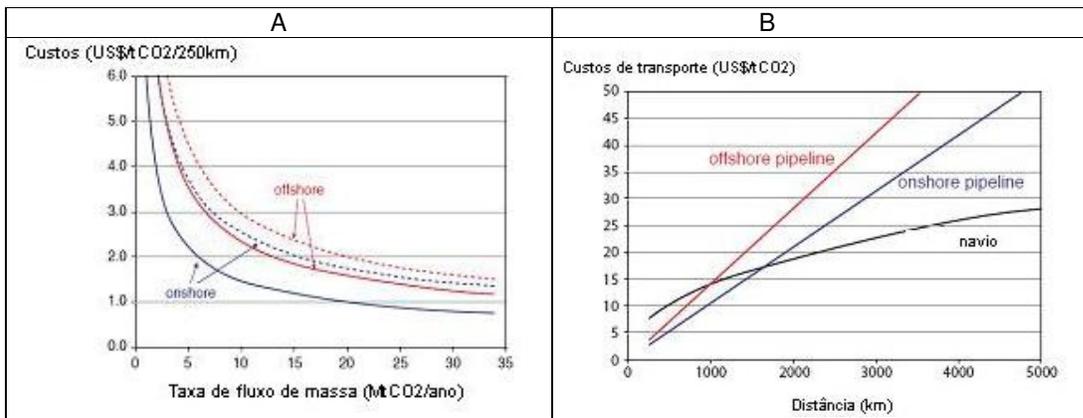


FIGURA 3-17 – CUSTO DO TRANPORTE DE CO₂ (IPCC, 2005)

A) Variação do custo por volume transportado considerando 250 km de distância a percorrer - as linhas a tracejado indicam a estimativa mais alta e as linhas a cheio a mais baixa; B) Variação do custo de transporte por distância percorrida *onshore* e *offshore*

A Figura 3-17 A) indica que o custo do transporte por conduta para uma distância de 250 km se encontra entre os 0,81-6,48 €/tCO₂ (1-8 USD/tCO₂) *onshore*, sendo cerca de 40% a 70% superior caso seja *offshore*, e que este valor varia conforme o volume de CO₂ a transportar por ano. Para transporte de grandes volumes de CO₂/ano, o investimento inicial da implantação da conduta terá naturalmente menor expressão.

O custo estimado do investimento necessário para as condutas será diferente conforme os diâmetros requeridos, sendo estes determinados pela quantidade de CO₂ a transportar. Para um diâmetro de 0,6 m, as recentes estimativas são de 0,410 milhões de €/km (0,6 milhões de USD/km), sendo este valor válido quer para *onshore*, quer para *offshore*. No entanto, para um diâmetro de 0,9 m, já existem diferenças significativas, encontrando-se o custo *onshore* entre 0,410 e 0,828 milhões de €/km (0,6-1,2 milhões de USD/km) de conduta. Já para o mesmo diâmetro de 0,9 m em *offshore*, o custo estimado é de 0,897 milhões de €/km (1,3 milhões de USD/km) de conduta. Estes valores⁶ são encontrados com base em projectos recentes e indicados no IEA (2008).

O custo de transporte por navio está fortemente associado às características dos contentores utilizados e à forma de carregamento e descarregamento dos navios. Na Figura 3-17 B) foi considerado o volume de 6 MtCO₂/ano no caso de transporte por condutas. Os custos determinados consideram o custo adicional por compressão e, no caso de transporte por navio, é considerado o custo adicional de combustível para transporte e custo associado ao carregamento e descarregamento.

Caso a opção de transporte por navio seja possível, será economicamente mais atractiva do que transporte por condutas para distâncias maiores que 1000 km, mas apenas para quantidades de poucos milhões de toneladas/ano. Se o destino final do CO₂ se situar no oceano, o transporte mais apropriado depende do método de injeção (através de uma plataforma, por navio ou conduta).

⁶ Para todas as conversões foi considerado o mês de Setembro do ano a que respeita a respectiva referência bibliográfica através do sitio www.x-rates.com

■ SEQUESTRO DE CO₂

Potencialmente, o dióxido de carbono poderá ser armazenado em diversas formações geológicas ou através de fixação biológica (Figura 3-18).

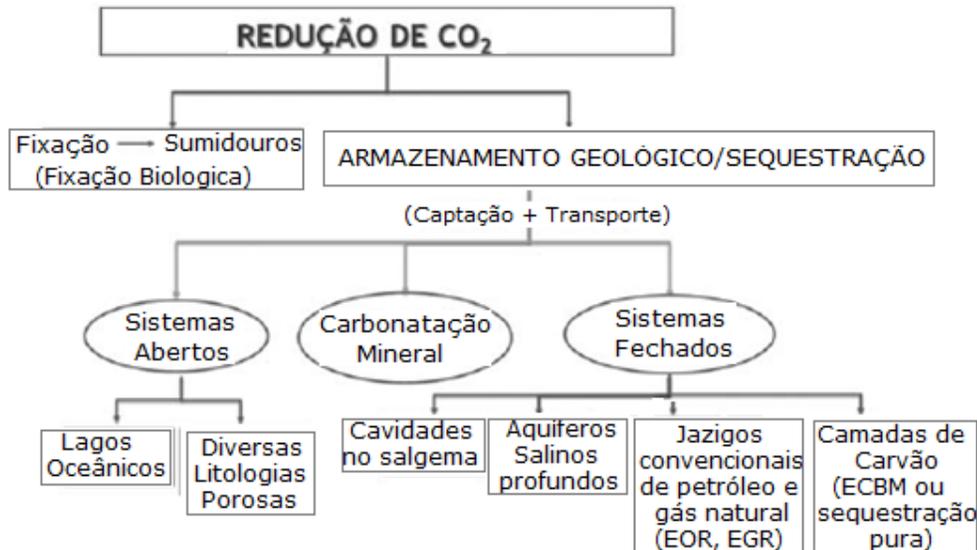


FIGURA 3-18 – OPORTUNIDADES SEQUESTRO CO₂ (Lemos de Sousa *et al.*, 2008)

Os Oceanos são sumidouros de CO₂, tanto pelo processo físico, que consiste na absorção directa de CO₂ da atmosfera, o qual, através de movimentos descendentes da água, é armazenado no oceano profundo, quer pelo processo biológico, através da fotossíntese realizada pelo fitoplâncton. A absorção de dióxido de carbono nos oceanos depende da temperatura e do pH, condicionando sua taxa de absorção anual.

O plâncton e outros organismos marinhos também extraem CO₂ da água para conversão em carbonato de cálcio (CaCO₃). Quando o fitoplâncton morre, é depositado carbono orgânico e principalmente carbono inorgânico no fundo do oceano.

■ SEQUESTRO GEOLÓGICO EM SISTEMAS FECHADOS

Apenas os arenitos e as rochas carbonatadas têm porosidade adequada para permitir o sequestro e permeabilidade para o processo de injeção. O carvão, devido às suas propriedades de adsorção, também tem potencialidades como material de sequestro. Todas estas formações são encontradas em bacias sedimentares. As formações cristalinas, metamórficas e rochas vulcânicas, tais como granito e basalto, não são apropriadas para sequestro de CO₂ por não reunirem os requisitos indicados para as rochas carbonatadas e arenitos (Bachu, 2008). Existem alguns estudos que defendem ser possível o sequestro nestas formações, como é o caso do estudo “Carbon dioxide sequestration in deep-sea basalt” de David Goldberg (2008) da placa tectónica Juan de Fuca (basalto). Através da reacção química CO₂/basalto/água salgada (*offshore*) são formados minerais carbonatados estáveis (Ca²⁺, Mg²⁺, Fe²⁺)CO₃ e, desta forma, aprisionado o CO₂ nestas formações.

Tipicamente, o tipo de rochas susceptíveis de receber CO₂ (embora existam algumas excepções) tem grande porosidade, garantindo desta forma a existência de espaço para receber o CO₂. São rochas

muito permeáveis, de forma a garantir a movimentação do CO₂ por entre os espaços. Contrariamente, as camadas selantes têm pequena porosidade e baixa permeabilidade, de forma a armadilhar os fluidos que se encontram na formação inferior (IEA, 2008b).

O CO₂ será injectado sob pressão com recurso a um sistema de bombagem. A pressão deverá ser suficientemente alta de modo a forçar o CO₂ líquido a se acomodar nos poros da rocha, mas não demasiado alta para não correr o risco de quebrar a camada selante que se encontra imediatamente acima do local de injeção. O CO₂ será injectado em condições de pressão e temperatura, de forma a garantir o seu estado de fluido supercrítico, ocupando assim menos espaço que o mesmo CO₂ em estado gasoso, mas permitindo que se mova por entre os espaços vazios do depósito como um gás. Quanto mais profundo for o depósito, maior será a pressão exercida e menor será o volume ocupado pelo CO₂. As altas pressões a determinadas profundidades (superior a 800 metros) permitem manter o CO₂ em estado de fluido supercrítico (IEA,2008b) (Figura 3-19).

Em estado supercrítico, o CO₂ torna-se mais denso que em estado líquido, ocupando assim todo o volume disponível, além de que no estado supercrítico, o CO₂ é muito menos viscoso do que a água (ou óleo) pelo que apresenta grande contraste de mobilidade em relação aos fluidos existente na formação geológica em análise (Oliveira, 2009).

A viscosidade decresce com o aumento da temperatura. A baixa viscosidade facilita a injeção do CO₂ na formação geológica (Oliveira, 2009).

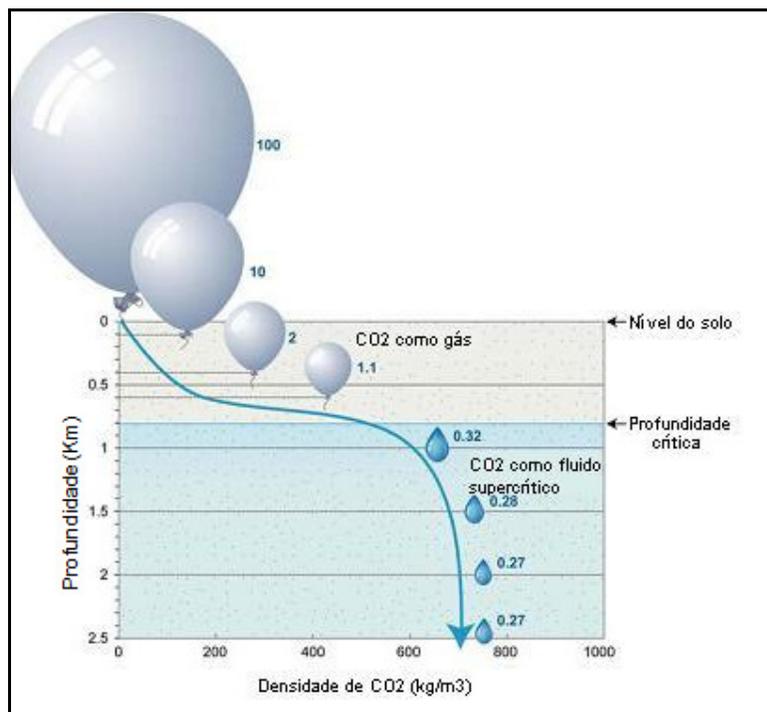
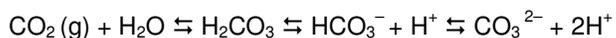


FIGURA 3-19 – PROFUNDIDADES DE INJEÇÃO DE CO₂ E RESPECTIVAS DIFERENÇAS DE PRESSÃO (IEA, 2008B)

Nota: Os valores a azul da figura indicam o volume do CO₂ comparando com o volume de referência (100) à superfície

A maioria do CO₂ injectado dissolve-se na água salgada ou no petróleo que se encontra na formação rochosa formando um fluido mais denso e que, por esta razão, se concentra na parte mais baixa da formação. A este processo de sequestro chama-se *Solubility Trapping*. Dependendo do tipo de formação geológica (rocha) em questão, o CO₂ dissolvido poderá reagir quimicamente com as formações rochosas envolventes e formar minerais estáveis e formar chamado a este tipo de sequestro "*Mineral Trapping*". Este tipo de sequestro proporciona a mais segura forma de sequestro para o CO₂ embora este seja um processo muito lento (IEA,2008b). O relatório do IPCC de 2005 indica que o autor Holtz (2002) demonstrou que a saturação do CO₂ residual poderá ser superior a 15-25% na maioria das formações geológicas.

A dissolução do CO₂ em água pode ser representada pela reacção:



Os diferentes tipos de sequestração geológica encontram-se em diferentes fases de desenvolvimento. A sequestração em jazigos convencionais de gás natural e petróleo e em minas abandonadas de carvão ou camadas de carvão profundas não exploráveis tem a vantagem de proporcionar uma produção acrescida de petróleo e gás natural. Neste último caso, tanto convencional como não-convencional (gás natural gerado e armazenado naturalmente nos carvões e conhecido por “Metano do Carvão em Camada” – MCC).

Nos reservatórios de gás e petróleo existem dois processos possíveis: a) o CO₂ é injectado e ficará nos poros das rochas que estavam anteriormente ocupados com petróleo ou gás natural, ou b) poderá ser aplicada a técnica conhecida como *Enhanced Oil Recovery* – EOR ou *Enhanced Gas Recovery* – EGR, beneficiando o processo de exploração pela injeção de CO₂. Esta prática é comum em explorações petrolíferas e permite aumentar a eficiência da exploração de petróleo, pelo facto de a injeção de CO₂ a determinada pressão ajudar na extracção de petróleo ou gás natural, tornando o processo de sequestro de CO₂ menos dispendioso.

O CO₂ é cerca de 10 vezes mais solúvel no petróleo do que na água. No caso de ser injectado no âmbito da técnica EOR, apenas cerca de 40-50% do CO₂ injectado ficará realmente sequestrado. O restante terá de ser novamente separado para voltar novamente ao processo de reinjecção (Bachu, 2008). Provavelmente serão estes potenciais locais receptores de CO₂ (reservatórios de gás e petróleo) os primeiros a ser utilizados.

Os Aquíferos Salinos encontram-se em rochas porosas ocupadas por água sem potencialidades de exploração devido à sua salinidade ou existência de outros minerais.

Estas formações estão espalhadas por todo o mundo e reúnem os critérios necessários para o sequestro. O dióxido de carbono injectado dissolve-se na água existente na jazida, podendo ainda sofrer alterações químicas com as formações rochosas que envolvem a jazida. Estas formações são detentoras do maior potencial de sequestro, não só pela sua amplitude como pela sua frequência mundial.

O CO₂ é solúvel na água e esta característica aumenta com o aumento de pressão, diminui com o aumento da temperatura e decresce com o aumento de salinidade (Figura 3-20).

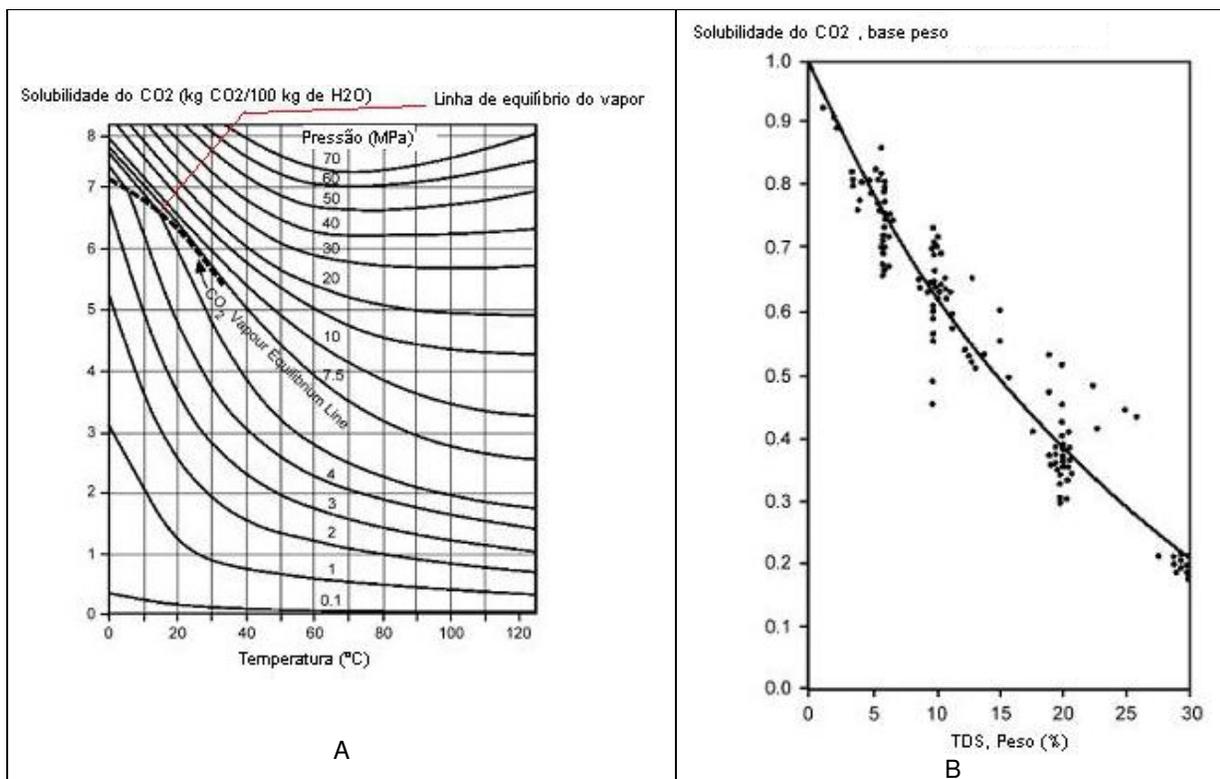


FIGURA 3-20 – A) CARACTERÍSTICAS DO CO₂ SOLÚVEL EM ÁGUA DOCE B) TORNA-SE MENOS SOLÚVEL À MEDIDA QUE A ÁGUA AUMENTA A CONCENTRAÇÃO DE SAL (Bachu, 2008)

Entre 20 a 60 kg de CO₂ podem ser dissolvidos por m³ de água, dependendo da pressão, temperatura e salinidade (Oliveira, 2009).

A água é mais densa que o CO₂ e, quanto mais salina, mais densa se torna. Desta forma, o CO₂, quando existente na água, tende a subir. No entanto, esta subida é condicionada pela pressão e pela temperatura. A razão de subida é tanto maior quanto mais elevada for a pressão e mais baixa a temperatura (Oliveira, 2009).

A injeção deverá ser realizada a profundidades abaixo dos 800 metros para que se mantenha o CO₂ numa fase supercrítica. Nestas circunstâncias, o CO₂ apresenta uma densidade específica de 0,5 - 0,9 sendo inferior ao ambiente salino envolvente. Desta forma, o CO₂ irá ascender ao topo do reservatório, pelo que será necessária a existência de uma camada impermeável existente na maioria das vezes naturalmente no aquífero. No entanto, se esta não existir será necessário impermeabilizar a superfície exterior. O CO₂ é dissolvido na água existente reagindo com minerais formando compostos sólidos e estáveis como carbonatos. Com o decorrer do tempo, o CO₂ pode eventualmente dissolver-se totalmente, ficando permanentemente retido no reservatório.

Poderão ser consultados no Anexo IV os projectos a nível mundial de injeção em aquíferos salinos que se encontram actualmente em funcionamento ou em fase de experimentação.

No caso de injeção nas camadas de carvão, esta poderá permitir através da troca de CO₂ pelo metano (caso exista) a recuperação do gás natural que se encontra "aprisionado" na estrutura intrínseca do carvão e que não é libertado a não ser que seja forçado a sair e direccioná-lo para uma estrutura de recolha, por exemplo um poço, permitiria dessa forma aumentar a produção de gás natural. Esta prática é conhecida como *Enhanced Coal Bed Methane*.

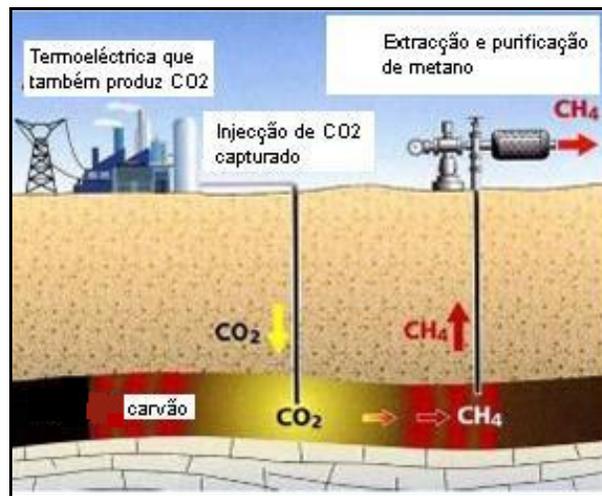


FIGURA 3-21 – SEQUESTRO GEOLÓGICO EM CAMADAS DE CARVÃO – TÉCNICA “ENHANCED COAL BED METHANE” (Oliveira, 2009)

Segundo (Lemos de Sousa *et al.*, 2008) a capacidade de sequestração de CO₂ num carvão encontra-se directamente ligado a três factores:

- *Cleat* – fracturação natural das camadas de carvão, sendo o responsável pela maior parte da permeabilidade e da porosidade das camadas de carvão e dos depósitos de gás aí produzidos.

- Swelling and Shrinkage – factor que se encontra directamente associado com a permeabilidade do carvão e que poderá ser alterado quando as condições de pressão da formação do carvão são modificadas. A compressibilidade e a pressão encontram-se intrinsecamente ligadas, uma vez que, à medida que a pressão aumenta, as fracturas são comprimidas reduzindo a permeabilidade, e vice versa. Conforme o gás é desadsorvido do carvão, a pressão exercida pelo gás nos poros diminui, permitindo uma redução do volume da matriz. A redução do tamanho da matriz aumenta o espaçamento entre as fracturas e conseqüentemente aumenta a permeabilidade;

- Capacidade de adsorção e desadsorção da camada de carvão (estudado através das curvas isotérmicas) - permitem estimar a capacidade de sequestro de um determinado reservatório – determina a afinidade que a estrutura do carvão tem para reter fluídos através de ligações intermoleculares. A curva de adsorção (Figura 3-22) permite medir a quantidade de gás que pode ser armazenado na estrutura das camadas de carvão, enquanto que a curva de desadsorção estuda o fenómeno de libertação das moléculas de gás que se encontram “presas” na estrutura. Desta forma é possível estimar a capacidade de sequestro de CO₂ do carvão quando, e em simultâneo, se liberta outro gás que se encontra aprisionado na estrutura.

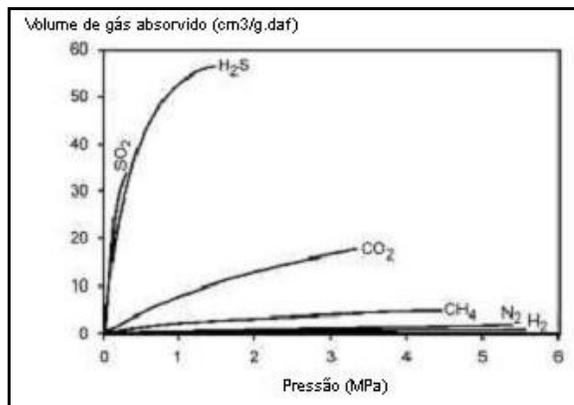


FIGURA 3-22 – ADSORÇÃO DOS DIFERENTES GASES NO CARVÃO (Bachu, 2008)

Devido à afinidade do carvão ser maior para o CO₂ do que para o metano, o sequestro segue a premissa de que o CO₂ injectado irá ocupar todos os espaços (microporos) anteriormente ocupados pelo metano e ficará o CO₂ adsorvido na superfície do carvão (Bachu,2008).

Geralmente o CO₂ que é injectado nas camadas de carvão fica de tal forma aprisionado que permanece nos microporos, mesmo sem a existência de camada selante (IEA, 2008b).

Existe ainda a oportunidade de injeção de CO₂ directamente a grandes profundidades (superiores a 1 km) no oceano, ficando este isolado da atmosfera. Esta prática será possível transportando o CO₂ por condutas ou navios até ao local de injeção, passando este desta forma a ingressar no ciclo do carbono. Este método ainda não foi demonstrado, estando ainda em fase de investigação.

Dado que o CO₂ é solúvel na água, existe naturalmente uma troca de CO₂ da atmosfera para a superfície dos oceanos. Se a concentração de CO₂ aumentar na atmosfera, o oceano gradualmente capta maiores quantidades de CO₂. Como consequência do aumento de concentração de CO₂ na atmosfera (resultantes das emissões antropogénicas), o pH da superfície dos oceanos desceu em 0,1 desde a era pré-industrial, tornando as águas superficiais dos oceanos mais ácidas (IPCC, 2005). O potencial desta técnica terá de ser estimado considerando os limites máximos de variação de pH para que em simultâneo se respeitem os ecossistemas marinhos existentes.

Existem em diferentes locais potenciais depósitos de CO₂, quer em fase de proposta ou em funcionamento. O projecto CO₂SINK (injeção num aquífero salino, de 60 000 toneladas de CO₂ em 2 anos) encontra-se em funcionamento desde 30 de Junho de 2008.

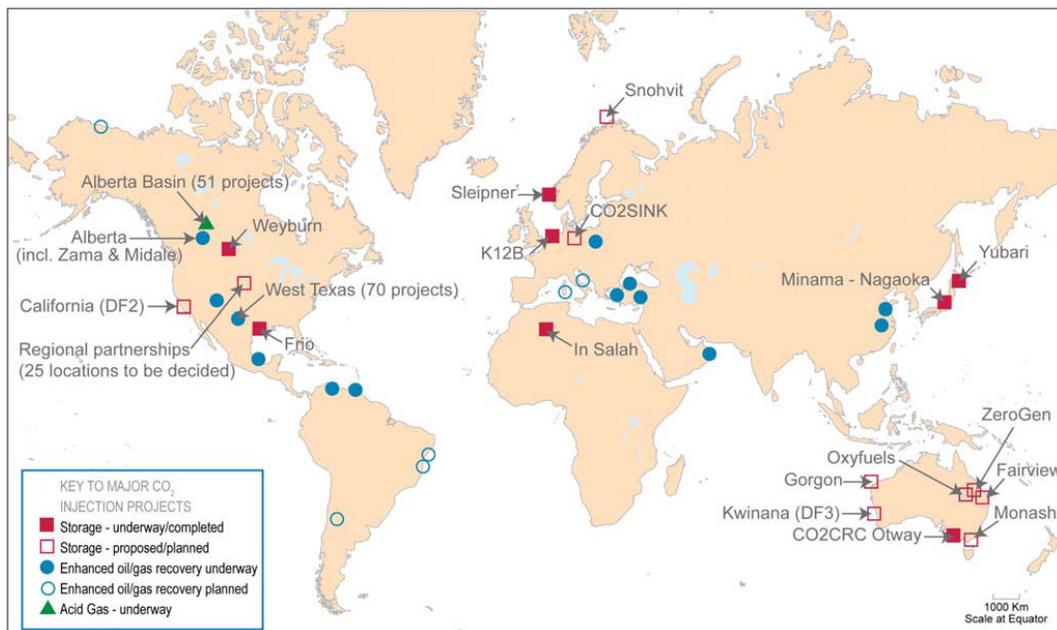


FIGURA 3-23 – PRINCIPAIS LOCAIS DE INJEÇÃO DE GÁS PROPOSTOS E EM FUNCIONAMENTO (IEA, 2008B)

O projecto Sleipner (Noruega) (início - 1996) pretende efectuar a captura de CO₂ da indústria de produção de gás (StatoilHidro) em concentrações de 9% a 12% sendo injectado num aquífero salino, sendo a quantidade de sequestro total prevista para o projecto de 20 milhões de toneladas por ano.

O projecto Weyburn (Canadá) (início - 2001) pretende efectuar a captura de CO₂ de uma termoeléctrica a carvão (*Dakota Gasification Company*) e, através de uma conduta *onshore* ao longo de 330km, o CO₂ é utilizado para a indústria de extracção de petróleo (*EOR*).

O projecto Salah (Argélia) captura CO₂ da indústria de produção de gás. O gás, que contém uma percentagem de CO₂ entre 4% e 9%, é considerado não comercializável, pois excede as especificações mínimas comerciais. É então feita uma captura de CO₂ através de uma solução etanol-amina. Este CO₂ é transportado e injectado em reservatório de carvão. Neste projecto, estima-se um sequestro de 17 milhões de toneladas de CO₂ com um preço médio de 4,18€ (6USD) por tonelada para todo o processo de captura, transporte e sequestro de CO₂.

O projecto Snohvit é semelhante ao Salah e operado pela StatoilHidro. No entanto, o CO₂ é separado do gás natural a 150 km de distância do local de extracção - *onshore*. É então pressurizado e transportado para *offshore* para um poço de injeção situado a 2600 metros de profundidade (IEA, 2008).

■ CAPACIDADE DE SEQUESTRO GEOLÓGICO

A capacidade de sequestro geológico de CO₂ poderá ser considerada como um recurso geológico cuja dimensão pode ser expressa usando os mesmos conceitos de recursos e reservas existentes, da mesma forma que se estima as quantidades de recursos naturais, tais como, petróleo, gás, carvão, urânio, ouro etc. Os recursos são as quantidades estimadas que existem para determinada área geográfica. Estes recursos poderão ser de dois tipos: os que efectivamente já foram descobertos (onde já são conhecidas efectivamente as suas características) e os que ainda não foram descobertos, mas que se assume existir baseados em estudos geológicos e/ou outro tipo de análises). As reservas são, no fundo, as quantidades que se conhecem existir e que são comercialmente exploráveis, sendo esta avaliação realizada tendo em conta factores económicos,

técnicos, ambientais, sociais e reguladores (legislação). As reservas constituem um subconjunto dos recursos (Bachu, 2008).

Usando o conceito de recursos e reservas, a CSLF propôs para o cálculo da capacidade de sequestro, o conceito de pirâmide (CSLF, 2007; Bachu, 2008) (Figura 3-24); é analisada a capacidade total de sequestro a quatro níveis diferentes:

- *Capacidade teórica de armazenamento* é o total de recursos e constitui a base da pirâmide. É o limite físico de quantidades que o sistema geológico poderá aceitar, assumindo que a capacidade de sequestro geológico corresponde a todos os espaços existentes nos poros da formação geológica ou à quantidade dissolvida até atingir a saturação do fluido existente na formação ou ainda admitindo que o CO₂ será adsorvido em todo o carvão existente até atingir 100% saturação. É considerado que se utiliza toda a sua capacidade.
- *Capacidade efectiva de armazenamento* representa o subconjunto da base da pirâmide. É calculada considerando que apenas parte da *Capacidade teórica de armazenamento* tem potencialidades de ser fisicamente acessível e que reúne simultaneamente um conjunto de critérios geológicos e de engenharia.
- *Capacidade prática de armazenamento* é um subconjunto do *Capacidade efectiva de armazenamento* e é obtido considerando determinados parâmetros técnicos, de legislação, de infraestruturas necessárias e naturalmente condicionantes económicas para a aplicação da técnica de sequestro. Corresponde ao termo “reservas” utilizado na indústria mineira.
- *Capacidade correspondente de armazenamento* é um subconjunto da *Capacidade prática de armazenamento* e é obtido analisando a localização das aplicações estacionárias emissoras de CO₂ e os respectivos locais de possível sequestro em termos de capacidade total, injectabilidade e capacidade de recepção das quantidades produzidas pela fonte ou fontes emissoras. Corresponde ao topo da pirâmide e corresponde às reservas de mercado existentes que poderão ser realmente utilizadas pela indústria.

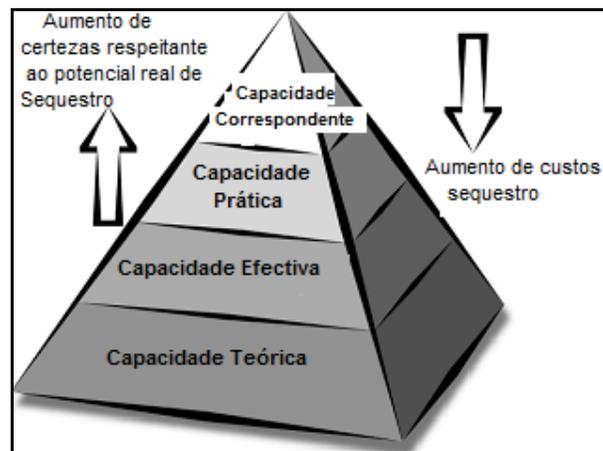


FIGURA 3-24 – PIRÂMIDE TÉCNICO-ECONÓMICA DE RECURSOS-RESERVAS PARA AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE SEQUESTRO DE CO₂ (Bachu, 2008)

Não é possível estimar a capacidade do reservatório apenas olhando para a sua dimensão. Pelas razões descritas em cima, determinadas condicionantes influenciam o volume efectivamente

existente para sequestro. Existem outras características, independentemente do volume, que são necessárias reunir, tais como, a localização do reservatório e a profundidade a que se encontra.

Segundo o IPCC, a identificação dos potenciais locais de sequestro e a respectiva capacidade numa região ou num local específico é, em teoria, relativamente simples, sendo que:

- O volume da “armadilha” é o espaço disponível (espaço existentes nos poros) e a densidade do CO₂ *in situ* (pressão e temperatura);
- A solubilidade da “armadilha” é a quantidade de CO₂ que pode ser dissolvido no fluido existente na formação (petróleo, água salobra ou água salgada);
- A absorção da “armadilha”, é o volume do carvão existente e a sua capacidade de adsorção de CO₂;
- Capacidade “armadilha mineral” é calculada com base nos minerais existentes e a quantidade de CO₂ que irá ser usada para a reacção.

Bachu (2008) compara a metodologia aplicada pela CSLF (Carbon Sequestration Leadership Forum) e pela USDOE (United States Department of Energy) para estimativa de volumes disponível para sequestro que aplicam metodologias estáticas de avaliação com base em volume e compressibilidade.

Para o caso de aquíferos salinos, tanto CSLF como USDOE admitem ser um corpo de rocha porosa com condições de sequestrar CO₂ e que contém água com sólidos totais dissolvidos (SST) em quantidades superiores a 10 000 mg/l (ppm), sendo que esta formação poderá incluir mais do que uma formação ou ser apenas parte de uma formação (Bachu, 2008).

Considerando a metodologia proposta pela CSLF, considera-se que pode ser calculada a *Capacidade teórica de armazenamento* através da seguinte expressão (a):

$$V_{CO2t} = V_{trap} \times \phi \times (1 - S_{wirr}) \equiv A \times h \times \phi \times (1 - S_{wirr}) \rightarrow \text{(a) Capacidade teórica de armazenamento}$$

V_{CO2t} = Volume teoricamente disponível (m³)

V_{trap} = volume da formação geológica existente (“armadilha”) (m³)

Φ = Porosidade (%)

S_{wirr} = Ponto máximo de saturação (adimensional)

A = área da “armadilha” (m²)

h = altura da camada (m)

A *Capacidade efectiva de armazenamento* é calculada aplicando um coeficiente C_c que reflecte a heterogeneidade existente nos limites da “armadilha” (b):

$$V_{CO2e} = C_c \times V_{CO2t} \rightarrow \text{(b) Capacidade efectiva de armazenamento}$$

V_{CO2e} = Volume efectivo disponível (m³)

C_c = Coeficiente (adimensional)

V_{CO2t} = Volume teoricamente disponível (m³)

Calcular a massa volúmica de CO₂, que corresponde efectivamente ao volume que se pretende sequestrar, é uma tarefa difícil. A densidade do CO₂ (ρ_{CO2}) a injectar depende da pressão existente na formação geológica, e, não sendo esta conhecida *a priori*, depende da permeabilidade, da permeabilidade relativa do fluido água-CO₂, da dimensão e do volume e natureza das camadas

limites da “armadilha” influenciando desta forma a estratégia de injeção de CO₂ (número de furos e/ou inclinação etc.).

No entanto, esta pressão tem de ser superior à pressão da água que se encontra na “armadilha” P_i e inferior à máxima pressão no topo do furo de injeção P_{max} , de forma a evitar a fracturação da camada selante. Portanto, a massa de CO₂, em kg, que efectivamente pode ser sequestrada numa “armadilha” poderá estar entre estes dois valores (c):

$$\min M_{CO_2e} = \rho_{CO_2}(P_i, T) \times V_{CO_2e} \leq M_{CO_2e} \leq \max M_{CO_2e} = \rho_{CO_2}(P_{max}, T) \times V_{CO_2e} \quad (c)$$

ρ_{CO_2} = Densidade do CO₂ (kg/m³)

P_i = Pressão da água que se encontra na armadilha (Pa)

T = Temperatura média na “armadilha” (°C)

V_{CO_2e} = Volume efectivo disponível (m³)

P_{max} = Pressão máxima no topo do furo de injeção (Pa)

M_{CO_2e} = Massa de CO₂ efectiva sequestrada (kg)

$\min M_{CO_2e}$ = Massa de CO₂ efectiva (mínima) (kg)

$\max M_{CO_2e}$ = Massa de CO₂ efectiva (máxima) (kg)

Estas equações apresentadas poderão ser utilizadas para o cálculo de estimativas para bacias a escala regional e aplicadas individualmente a “armadilhas” identificadas como potenciais candidatas para sequestro de CO₂ mostrando resultados para as capacidades individuais de cada uma. Poderão ser também aplicadas noutros locais sem que exista necessariamente uma “armadilha”.

A solubilidade do CO₂ na água existente na formação geológica deverá ser contabilizada, e depende da pressão, temperatura e salinidade. A solubilidade do CO₂ é um processo contínuo e que depende do tempo, tornando-se mais eficiente com o passar dos séculos, por isso a avaliação da solubilidade tem de ser referente a um período específico de tempo.

Esta avaliação deverá ser determinada através de modelação numérica. No entanto, a uma escala de bacias ou mesmo a uma escala regional, podem considerar-se valores em média no que se refere à espessura do aquífero, porosidade e à saturação de CO₂ na solução aquosa (inicial e de saturação). Então, para calcular a *Capacidade teórica de armazenamento* poderá ser aplicada a simples relação (d):

$$M_{CO_2t} = A \times h \times \phi \times (\rho_s X_s^{CO_2} - \rho_0 X_0^{CO_2}) \quad (d)$$

M_{CO_2t} = Massa de CO₂ teórica (kg)

A = área do aquífero (m²)

h = altura do aquífero (m)

Φ = Porosidade (%)

$\rho_s X_s^{CO_2}$ = Solubilidade do CO₂ (saturação) (kg/m³)

$\rho_0 X_0^{CO_2}$ = Solubilidade do CO₂ (inicial) (kg/m³)

A *Capacidade efectiva de armazenamento* é dada aplicando um coeficiente “C” que afecta a dissolução. Este coeficiente deverá ser uma variável dependente do tempo quando aplicada à modelação numérica, ou poderá ser utilizado um único valor.

$$M_{CO_2e} = C \times M_{CO_2t} \quad (e)$$

M_{CO_2e} = Massa de CO₂ efectiva sequestrada (kg)

M_{CO_2t} = Massa de CO₂ teórica (kg)

C = coeficiente (adimensional)

A USDOE propõe a seguinte relação para cálculo do volume disponível (equivalente à *Capacidade efectiva de armazenamento*) para sequestro de CO₂ em aquíferos salinos:

$$M_{CO_2} = A \times h \times \phi \times \rho_{CO_2} \times E \quad (f)$$

M_{CO_2} = Massa de CO₂ sequestrada (kg)

A = área do aquífero (m²)

h = altura do aquífero (m)

Φ = Porosidade (%)

ρ_{CO_2} = Densidade do CO₂ (kg/m³)

E = Factor de eficiência (%)

onde ρ_{CO_2} é a massa volúmica (densidade) média em condições de pressão e temperatura que representem tipicamente as condições em determinado aquífero salino. A variável E é um factor de eficiência de sequestro (dado que, nem todos os poros estão disponíveis para receber CO₂).

Nesta proposta de avaliação, não é feita qualquer distinção entre os diferentes mecanismos de sequestro que poderão ocorrer em aquíferos salinos, contrariamente ao que acontece com a proposta CSLF.

As recomendações para a variável “ E ” aplicando o Método de Monte Carlo (MMC)⁷ encontram-se em média entre 1% - 4% do volume. Para a aplicação desta média, foram considerados os seguintes factores:

- Fracção do aquífero efectivamente apropriada ao sequestro CO₂ → 0,2 a 0,8;
- Fracção da formação geológica que tem porosidade e permeabilidade adequada para a injeção de CO₂ → 0,25 a 0,75;
- Fracção com contínua porosidade (*Fraction of interconnected porosity*) → 0,6 a 0,95;
- Total de área eficiente (*areal displacement efficiency*) → 0,5 a 0,8;
- Total de altura da camada eficiente (*vertical displacement efficiency*) → 0,6 a 0,9;
- Fracção referente ao limite superior do aquífero que fica ocupada por CO₂ resultante da parte de CO₂ que aflora → 0,2 a 0,6;
- Dimensão dos poros disponíveis → 0,5 a 0,8.

Os valores encontrados reflectem as características geológicas para a América do Norte.

A solubilidade do dióxido de carbono aumenta com a pressão do reservatório, conseguindo-se armazenar maiores quantidades de CO₂ a pressões elevadas. Para garantir que o CO₂ injectado se encontra em fase supercrítica, é necessário garantir a pressão e temperatura correctas no local de injeção. Idealmente, as pressões do fluido do reservatório variam entre 15 e 25 MPa (15-25 x 10⁶ Pa de pressão) e as temperaturas entre 35 e 50°C (já existe tecnologia para aumentar a pressão, sendo as inundações um exemplo). Nestas condições, um reservatório de petróleo, com a respectiva rocha selante, pode eficazmente servir de tampão, prevenindo a migração de CO₂ para a superfície. Com infraestruturas existentes em campos de petróleo adequados, os poços abandonados podem facilmente ser convertidos e usados como poços de monitorização (Han *et al.*, 2009).

⁷ É um método estatístico utilizado em simulações estocásticas com diversas aplicações em áreas como a física, matemática e biologia

■ IMPACTES E SEGURANÇA NO PROCESSO DE SEQUESTRO

A presença de água nas estruturas de carvão faz-se sentir principalmente nas primeiras fases de exploração. A água existente permite manter a pressão no reservatório, que, por sua vez, permite manter o gás num estado adsorvido na superfície do carvão. Durante a produção do MCC (libertação de metano), a água é bombada para o exterior, o que reduz a pressão e induz uma desadsorção do gás: esta fase é conhecida por *dewatering*. A água retirada pode ser re-introduzida na camada ou reencaminhada para aquíferos. Estas alterações podem provocar, a nível da qualidade da água doméstica, deterioração progressiva da superfície e da qualidade da água subterrânea e concentrações potencialmente perigosas do metano livre ou dissolvido da água (Mendes de Sousa, 2006). Na análise ao processo, devem ser contabilizadas as emissões de metano referentes ao período em que a água extraída se encontra em contacto com o ar. No entanto, não se encontrou nenhuma referência bibliográfica que permitisse que este impacte fosse quantificado.

Naturalmente que pequenas quantidades de outras substâncias serão injectadas no subsolo em simultâneo com o CO₂. O processo de separação do CO₂ dos restantes gases de exaustão não será 100% eficiente, pelo que existirão outras substâncias presentes, estando as quantidades destas substâncias directamente ligadas com todo o processo de captura aplicado.

A injeção poderá ainda incluir outras substâncias presentes no ar, tais como azoto, oxigénio e quantidades residuais de poluentes não removidos no processo de captura, como SO₂, NO_x, partículas, hidrocarbonetos ou gás sulfídrico (H₂S).

A re-injecção da mistura de CO₂ com H₂S (Figura 3-25), que são sub-produtos das explorações petrolíferas, é aceite como forma de controlo de poluição desde 1990, na exploração de Alberta, no Canadá, e agora vista como oportunidade para o método *Enhanced Oil Recovery* (IEA, 2008b).



FIGURA 3-25 – ASPECTO DE UM LOCAL DE INJEÇÃO DE CO₂ – CANADÁ (IEA, 2008_b)

Diversos fluidos, tais como gás natural, gás ácido (H₂S) e resíduos perigosos, têm sido injectados ao longo de anos em formações geológicas sem problemas, partilhando entre eles a mesma tecnologia e algumas práticas de processo. No entanto, existem diferenças significativas quando comparamos o sequestro de gás natural e o sequestro de CO₂. O gás natural é inflamável e, em determinadas circunstâncias, explosivo, o que não acontece com o CO₂. O gás natural é injectado de forma a ser possível a sua posterior extracção, ao contrário do CO₂ que deverá ser injectado em formações geológicas de forma a ser posteriormente difícil a sua extracção. Por essa razão, será injectado como um fluido supercrítico com fortes mecanismos de isolamento que se encontram normalmente em formações mais profundas do que o aplicado para o gás natural (IEA, 2008b).

A elevada viscosidade do CO₂ a sequestrar torna a injeção mais difícil, mas em contrapartida dificulta o escape do CO₂ do local de sequestro. A elevada solubilidade e miscibilidade do CO₂ dificulta o escape do reservatório (principalmente quando o CO₂ é acoplado ao fluido já existente *in situ*) (Oliveira, 2009).

Os potenciais locais de sequestro situados na Europa têm sido alvo de estudos. No âmbito da segurança e impactes do “pós-sequestro”, a Universidade La Sapienza (Roma) tem efectuado

estudos de um depósito natural de CO₂ (vulcão extinto no centro de Itália- Latera), onde o solo é demasiado poroso e permite a libertação de CO₂. O estudo desta área permite saber o comportamento do gás e o impacte de uma eventual fuga e, conseqüentemente, a possibilidade de intervir em caso de fuga.

É mais seguro trabalhar com o CO₂ do que com o gás ou o petróleo, uma vez que não é inflamável, explosivo ou tóxico. No entanto, o CO₂ é inodoro e incolor. Por isso, terão de ser aplicados instrumentos de detecção de fugas (IEA, 2008b).

Com o passar do tempo, o sequestro torna-se cada vez mais seguro. No chamado sequestro residual – *Residual Trapping* -, que começa assim que a injeção de CO₂ termina, o CO₂ é armadilhado nos micro poros da rocha pela pressão capilar da água. Assim que a injeção termina, a água das rochas envolventes começa a regressar aos microporos que contêm o CO₂. Assim que este movimento ocorre, o CO₂ acaba por ficar imobilizado pela pressão da água (IEA,2008b).

Durante a injeção de CO₂, deverão ser monitorizados e vigiados todos os passos nomeadamente para se verificar se não ocorrem migrações indesejadas.

4. BIOMASSA COMO SUMIDOURO DE CO₂ - BIOFIXAÇÃO

■ BIOMASSA AGRÍCOLA

As plantas captam o dióxido de carbono da atmosfera, convertendo-o, por acção da luz, em compostos orgânicos que lhes servem de alimento e libertando oxigénio – fotossíntese. Também é libertado CO₂ como resultado da respiração celular e da decomposição da matéria orgânica por microorganismos (folhas e raízes mortas). O CO₂ absorvido em parte volta para a atmosfera, mas a maior parcela é usada pela planta no seu ciclo de vida. A floresta, campos agrícolas e pastagens são, por essa razão, sumidouros de CO₂.

No que respeita a culturas agrícolas e, sendo estas culturas de colheitas regulares e de ocupação menos densa quando comparadas com a biomassa florestal, tornam-se menos promissoras quando se pensa em armazenamento de carbono a longo prazo.

As culturas que requerem utilização excessiva de fertilizantes e pesticidas e, portanto, maior consumo de energia, poderão comprometer o balanço entre o CO₂ que é emitido e o fixado. Os fertilizantes são ricos em azoto, fósforo e potássio e para a sua produção estão envolvidos três processos: produção de amónia, ácido fosfórico e ácido nítrico. O primeiro processo (sintetização de amónia) é energeticamente muito intensivo e tipicamente derivado do gás natural (IFA, 2010).

No entanto, as pastagens biodiversas ricas em leguminosas diminuem a quantidade de emissão de CO₂ por hectare, devido à sua capacidade de absorção de azoto, que aumenta a quantidade de matéria orgânica no solo e dispensa a utilização de fertilizantes azotados não comprometendo a produtividade (Teixeira, 2008).

O Projecto Extensity permitiu estudar em Portugal a retenção de carbono em pastagens permanentes semeadas ricas em leguminosas. O estudo conclui que estas pastagens têm capacidade para aumentar em 0,2 por cento por ano o teor de matéria orgânica no solo, durante pelo menos 10 anos. Este aumento de matéria orgânica no solo corresponde a uma redução de emissões de 3,2 – 4,5 t/(CO₂.ha.ano) para a atmosfera, tendo como referência as pastagens naturais.

A biomassa terrestre com potencialidades para conversão em energia é constituída por todos os componentes existentes na parte aérea da planta, a raiz e ainda outros componentes existentes no solo (folhada e matéria orgânica). Poderão ser utilizados como biomassa os subprodutos de indústrias, nomeadamente, o licor negro (pasta de papel – subproduto da indústria do papel), aparas e pó de madeira (subproduto da indústria de serração), papel e cartão (resíduos sólidos urbanos).

A biomassa poderá ser utilizada através da sua combustão directa, convertida em gás combustível (gaseificação) ou convertida em biocombustíveis líquidos (pirólise) para utilização tanto em motores do ciclo Otto (ignição por faísca) através da utilização de álcoois (etanol, metanol e seus derivados - MTBE e ETBE), como em motores do ciclo Diesel (ignição por compressão), utilizando os esteres metílicos de óleos vegetais - biodiesel (resultante de sementes de girassol, colza, palma, soja, linhaça, etc.).

■ BIOMASSA FLORESTAL

As reservas de carbono existentes no solo representam mais de metade das reservas totais existentes nas florestas. Existem variações consideráveis no que respeita a reservas por hectare e à sua distribuição de acordo com o bioma em causa. Nas florestas Boreais, a maior parte de reservas de carbono concentra-se no solo (80% a 90%), enquanto que nas florestas Tropicais, o carbono encontra-se igualmente distribuído entre a vegetação e o solo (Quadro 4-1).

QUADRO 4-1 – RESERVAS DE CARBONO NA VEGETAÇÃO E SOLO DOS DIFERENTES BIOMAS TERRESTRES (FAO, 1994)

Ecosistema	País/Região	Densidade de Carbono existente na vegetação (t/ha)	Densidade de Carbono existente no solo (t/ha)	Stock de Carbono existente na vegetação (Gt)	Stock de Carbono existente no solo (Gt)	Stock total de Carbono (Gt)
Boreal	Federação Russa	83	281	74	249	323
	Canadá	28	484	12	211	223
	Alasca	39	212	2	11	13
Temperada	Estados Unidos	62	108	15	26	41
	Europa	32	90	9	25	34
	China	114	136	17	16	33
	Austrália	45	83	18	33	51
Tropical	Ásia	132-174	139	41-54	43	84-97
	África	99	120	52	63	115
	Américas	130	120	119	110	229

A diferente distribuição e quantidades de reservas que se encontram nos diversos biomas deve-se essencialmente à temperatura. A grandes altitudes (climas mais frios), a matéria orgânica no solo sofre uma decomposição lenta. A baixas altitudes (climas mais quentes), a decomposição é muito mais rápida com conseqüente reciclagem de nutrientes.

5. BIOCOMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS

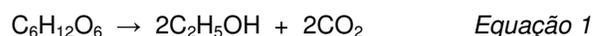
Os biocombustíveis para transportes, incluindo o etanol, o biodiesel e outros combustíveis líquidos, têm potencial para substituir, em grandes quantidades, o tradicional uso de petróleo no sector dos transportes.

A utilização de álcoois e seus derivados promove um aumento do índice de octano da gasolina e assegura a melhoria da combustão e a diminuição das emissões de partículas e gases com efeito de estufa (Gonçalves, 2002).

De todas as alternativas (metanol, Etanol, MTBE e ETBE), o metanol é o menos utilizado devido à sua toxicidade, sendo a opção, na maioria dos países, a aditivação com MTBE (síntese com o isobuteno que é um subproduto da indústria da refinação do petróleo), excepto em países, onde tradicionalmente se produz etanol (Brasil, França e Espanha). A *Environmental Protection Agency* dos EUA recomendou a eliminação de MTBE como aditivo a partir de Dezembro 2002.

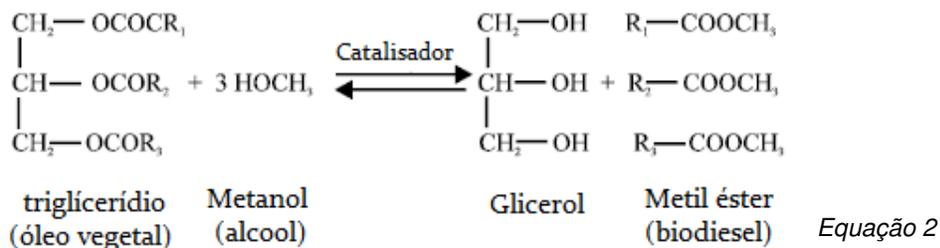
O álcool metílico (CH₃OH) poderá ser obtido a partir da biomassa, mas, actualmente, é produzido a partir de gás natural ou de carvão. Surge essencialmente numa perspectiva de que a sua adição à gasolina promove a incorporação de oxigénio neste combustível, o que permite aumentar a temperatura da chama e assim melhorar a combustão e diminuir as emissões.

A produção de bioetanol (C₂H₅OH) é realizada através da fermentação alcoólica de açúcares simples tais como a frutose, a glucose e a sacarose, promovida essencialmente por leveduras mas também por bactérias, de acordo com a reacção global:



Se a matéria prima não for constituída por açúcares simples, mas por polímeros de glúcidos, terá de ser efectuada a hidrólise dos polímero, numa primeira fase, seguida de fermentação alcoólica dos açúcares obtidos na etapa hidrolítica. As matérias-primas mais fáceis de fermentar são a cana-do-açúcar e a beterraba, pelo facto de serem constituídas por sacarose e, por isso, directamente fermentáveis sem a necessidade de pré-tratamento. No caso de utilização de cereais (constituídos por amido), terão de ser hidrolizados por ácidos ou enzimas a açúcares do tipo da glucose, antes de serem fermentados. Uma outra matéria-prima com enorme potencial para a produção de etanol é a celulose, que se pode obter directamente da floresta ou de resíduos agrícolas.

Os **óleos vegetais** podem ser utilizados em motores diesel. Comparativamente ao diesel derivado do petróleo, os óleos vegetais possuem uma maior densidade, uma maior viscosidade e um menor poder calorífico, o que impõe algumas limitações na sua utilização. No entanto, quando se faz reagir um óleo vegetal com metanol, as ligações entre as cadeias de triglicéridos são quebradas e produzem-se ésteres metílicos dos ácidos gordos constituintes – transesterificação (Equação 2).

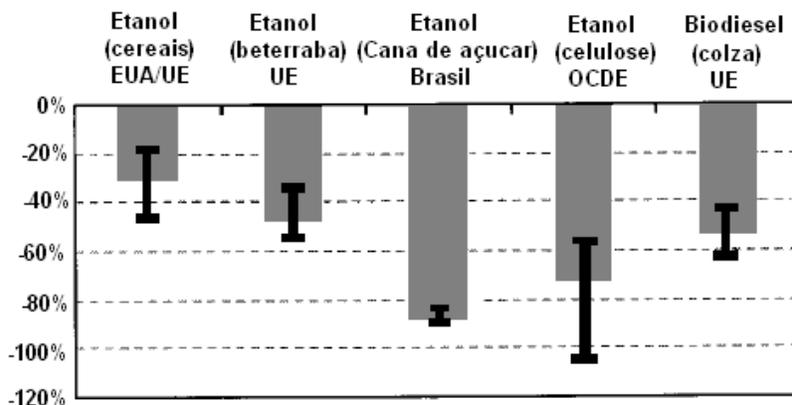


Após a depuração da glicerina (subproduto da reacção), as propriedades são muito semelhantes ao diesel derivado de petróleo.

O Etanol poderá ser misturado com a gasolina convencional numa percentagem até 10%, sem que seja necessária qualquer alteração ao mecanismo do veículo actual. No entanto, sofrendo o motor e o sistema de combustão pequenas alterações, esta percentagem poderá ser bastante superior atingindo 85% (E85) (fueleconomy, 2010).

A análise de custo-benefício entre a produção de biocombustíveis e a produção de combustíveis derivados de petróleo está fortemente dependente quer da matéria-prima em questão, quer do tipo de solo de origem dessa mesma matéria-prima. Estima-se, como balanço final, uma redução de gases de efeito de estufa na ordem dos 20% a 50%, quando comparados estes biocombustíveis aos combustíveis derivados de petróleo (IEA, 2004) (Figura 5-1).

Estimativa de Redução de GEE's considerando o uso de Biocombustíveis



Nota: A figura indica as reduções de GEE's (CO₂eq.) estimadas pelo consumo de biocombustíveis por Km, comparativamente ao consumo de combustíveis derivados de petróleo em veículos. O Etanol é comparado com a gasolina e o biodiesel comparado com o diesel. A percentagem de mistura permite valores proporcionais de redução. No caso de mistura a 10% de etanol, a redução será de 1/10 da estimativa apresentada no quadro. As linhas pretas indicam as amplitudes estimadas.

FIGURA 5-1 – ESTIMATIVA DE REDUÇÃO DE GEE'S CONSIDERANDO O USO DE BIOCMBUSTÍVEIS (EIA, 2004)

O conjunto dos passos requeridos para a produção e distribuição do combustível (segundo a definição da União Europeia) designa-se por *well-to-wheels*. O etanol e o biodiesel permitem uma redução nas emissões de GEE's quando comparadas com as emissões relativas à mesma produção de gasolina e diesel (IEA, 2004). A Figura 5-1 indica que, na maioria dos estudos realizados e apresentados no livro *Biofuel for Transports* (IEA, 2004), se estima uma redução de emissões de CO₂ equivalente para os dois tipos de biocombustível (etanol e biodiesel), quando comparado com gasolina e diesel, respectivamente. As maiores reduções são estimadas para o etanol de cana de açúcar e etanol de celulose. No entanto, é importante referir que os resultados indicados para o Etanol de cana de açúcar foram baseados apenas em dois estudos com origem no Brasil, pelo que muito provavelmente a redução de emissões não seria tão promissora caso a produção fosse estimada em qualquer outra parte do mundo.

Segundo Santos (2007) a combustão de biodiesel, quando comparada ao diesel convencional evita 16% de emissão de CO₂ equivalente em B20⁸, sendo que em B100⁹ evita 79%, no entanto, nos

⁸ Mistura com 20% de teor de biodiesel

motores a diesel, o combustível poderá ser na sua totalidade (100%) substituído por biocombustível sem qualquer alteração dos motores, caso se trate de um biodiesel de 2ª geração (obtido por hidrogenação e isomerização de óleos vegetais – *green diesel*). A utilização de biodiesel de 1ª geração (obtido por transesterificação alcalina de um óleo vegetal) implica uma adaptação ao nível dos motores diesel.

As reduções de consumo de petróleo não têm uma relação de 1:1, na medida em que os biocombustíveis têm menor rendimento que os combustíveis derivados do petróleo e ainda pelo facto de ser utilizado petróleo em algumas etapas do processo de produção, nomeadamente no fabrico de fertilizantes, energia agrícola, transporte de matéria-prima e utilização na própria biorrefinaria (0,15-0,20 litros de combustível derivado de petróleo para produzir 1 litro de biocombustível). O uso de espécies vegetais que requerem uma menor aplicação de fertilizantes (tais como gramíneas e árvores) poderão tornar este processo ainda mais vantajoso (IEA, 2004).

■ BIOMASSA PARA BIOCOMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS

Além da oportunidade atrás referida de transformação de biomassa em biocombustíveis, o balanço mássico terá de ter em conta que alguns dos subprodutos resultantes da produção de biocombustíveis líquidos, nomeadamente resultantes do processo de produção da matéria-prima (beterraba, trigo e colza) tais como palha, cascas de sementes, folhas e raízes poderão ser uma oportunidade de utilização como resíduos agrícolas (Quadro 5-1).

QUADRO 5-1 – BALANÇO MASSICO PARA TRIGO, BETERRABA E COLZA (Gonçalves, 2002)

	Trigo	Beterraba	Colza
Quantidade (kg)	12470	87730	8650
Palha resultante (kg)	7050	---	5470
Raízes (kg)	---	48740	---
Folhas	---	38990	---
Sementes/grão	5420	---	3180
Resíduo sólido proveniente de semente (kg)	---	---	1848
Resíduos de matéria seca	---	2760	---
Líquido/óleo	3252	7795	1332

Muitos estudos têm sido desenvolvidos no âmbito do balanço energético do biodiesel. Em 2007, pesquisadores da Universidade de Idaho (EUA) em cooperação com o Departamento de Agricultura dos Estados Unidos da América (USDA) realizaram um estudo que conclui que, para cada unidade de energia fóssil consumida no ciclo de produção do biocombustível, o retorno é de 3,5 unidades de energia. O estudo é baseado na produção de biodiesel a partir do óleo de soja. (www.biodiesel.org).

No caso de produção de Etanol a partir, por exemplo, de cana-de-açúcar, a eficiência energética é especialmente elevada (Quadro 5-2).

⁹ 100% biodiesel

QUADRO 5-2 – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DA PRODUÇÃO DE BIOETANOL ATRAVÉS DE CANA-DE-AÇUCAR (EIA, 2004)

	Produção de Cana-de-Açúcar (MJ/t de cana processada)	Processo de Produção de Etanol (MJ/t de cana processada)	Total energia gasta (MJ/t)	Energy Output (Etanol + bagaço)	Eficiência Energética in/out
Cana-de-Açúcar (Brasil)	202	49	251	2089	8,3

Note-se que se encontram diferentes valores nos diversos estudos que têm vindo a ser desenvolvidos, sendo os valores apresentados fruto da média aritmética dos diferentes estudos apresentados no livro “Biodiesel for transports” (IEA, 2004).

As grandes alterações no que se refere a consumo energético, emissões e viabilidade económica entre as diversas culturas energéticas utilizadas como matérias-primas para a produção de biocombustíveis ou produção de electricidade/calor está fortemente dependente das características de cada espécie.

A produção de Etanol a partir de cana-de-açúcar comparada com a produção de Etanol a partir do milho (estimativas da Agência Económica da Indústria no Brasil) tem valores completamente dispares relativamente à quantidade de produção por hectare.

QUADRO 5-3 – BALANÇO MASSICO PARA A PRODUÇÃO ETANOL (TRIGO E MILHO)
(cortesia Prof. Isabel Cabrita (INETI), 2008)

Matéria Prima	Produto Final	Produção /ha (Kg)	Quantidade de Matéria Prima/litro de Etanol	Quantidade de Etanol /ha
Cana de Açúcar	Etanol	85 000	12 kg	7 080 Litros
Milho	Etanol	10 000	2,8 kg	3 570 Litros

No que se refere à produção de biodiesel, também se verifica a discrepância de valores de produtividade de cada espécie (Quadro 5-4).

QUADRO 5-4 – CARACTERÍSTICAS DAS MICROALGAS COMPARATIVAMENTE A OUTRAS SEMENTES PARA PRODUÇÃO DE ÓLEO

(Chisti, 2007; Mata *et al.*, 2009)

	Óleo extraído das sementes	Óleo produzido por área ocupada de plantação	Área Ocupada	Produtividade de biodiesel
	(% de óleo por peso de biomassa)	(Litros de óleo/(ha.ano)	m ² /(ano.Kg de biodiesel)	Kg biodiesel /(ha.ano)
Milho (Zea mays L.)	44	172	66	152
Cânhamo (Cannabis Sativa L.)	33	363	31	321
Soja (Glycine Max L.)	18	636 446*	18	562
Jatropha (Jatropha curcas L.)	28	741 1 892*	15	656
Sésamo (Camelina sativa L.)	42	915	12	809
Brassica napus L.	41	974 1 190*	12	862
Girasol (Helianthus annuus L.)	40	1070	11	946
Rícino (Ricinus communis)	48	1 307	9	1 156
Óleo de Palma (Elaeis guineensis)	36	5 366 5 950*	2	4 747
Microalga (espécie de fraca %óleo)	30	58 700	0,2	51 927
Microalga (espécie de média %óleo)	50	97 800	0,1	86 515
Microalga (espécie de elevada %óleo)	70	136 900	0,1	121 104

Nos Países da OCDE, o custo de produção de etanol e biodiesel é três vezes superior ao custo para a produção de gasolina e diesel. No entanto, estima-se que o desenvolvimento de tecnologia associada à produção de biocombustível de segunda geração (produtos florestais - celulose) irá permitir uma produção de etanol nos países da OCDE a custos mais atractivos (IEA,2004).

No Quadro 5-4 é notória a variação no que respeita a produtividade entre algas e outra biomassa para produção de óleo. De entre as inúmeras espécies de microalgas¹⁰, a variação de produtividade poderá em alguns casos quase triplicar. O Quadro 5-5 apresenta a percentagem de óleo existente para diferentes espécies de microalgas.

¹⁰ Foram encontradas poucas referências bibliográficas para produção de biodiesel com recurso a macroalgas.

QUADRO 5-5 - PERCENTAGEM DE ÓLEO EXISTENTE NA BIOMASSA DE DIFERENTES ESPÉCIES DE MICROALGAS
(Chisti, 2007)

Microalga	óleo por massa de biomassa (%)
<i>Botryococcus braunii</i>	25–75
<i>Chlorella</i> sp.	28–32
<i>Cryptothecodinium cohnii</i>	20
<i>Cylindrotheca</i> sp.	16–37
<i>Dunaliella primolecta</i>	23
<i>Isochrysis</i> sp.	25–33
<i>Monallanthus salina</i>	>20
<i>Nannochloris</i> sp.	20–35
<i>Nannochloropsis</i> sp.	31–68
<i>Neochloris oleoabundans</i>	35–54
<i>Nitzschia</i> sp.	45–47
<i>Phaeodactylum tricornutum</i>	20–30
<i>Schizochytrium</i> sp.	50–77
<i>Tetrasebmis sueica</i>	15–23

Segundo um estudo realizado pela Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra (FCTUC), que identificou seis microalgas com enorme potencial de produção de biodiesel, as microalgas podem ser cultivadas em solos inadequados para agricultura, crescem rapidamente e apresentam maior produtividade quando comparadas com as tradicionais oleaginosas.

Estima-se que o óleo extraído de microalgas por área de produção se encontra entre 18.927 a 75.708 Litro por hectare por ano, sendo estes valores 7 a 31 vezes superiores à produção de óleo através de culturas de palmeira (óleo de palma) (2.404 litros/(ha.ano)) (Wagner, 2007).

■ BIOMASSA MICROALGAL

Existem diversas formas possíveis para converter biomassa proveniente de microalgas em biocombustível. Pode ser convertida por reacção química ou combustão directa (Quadro 5-6).

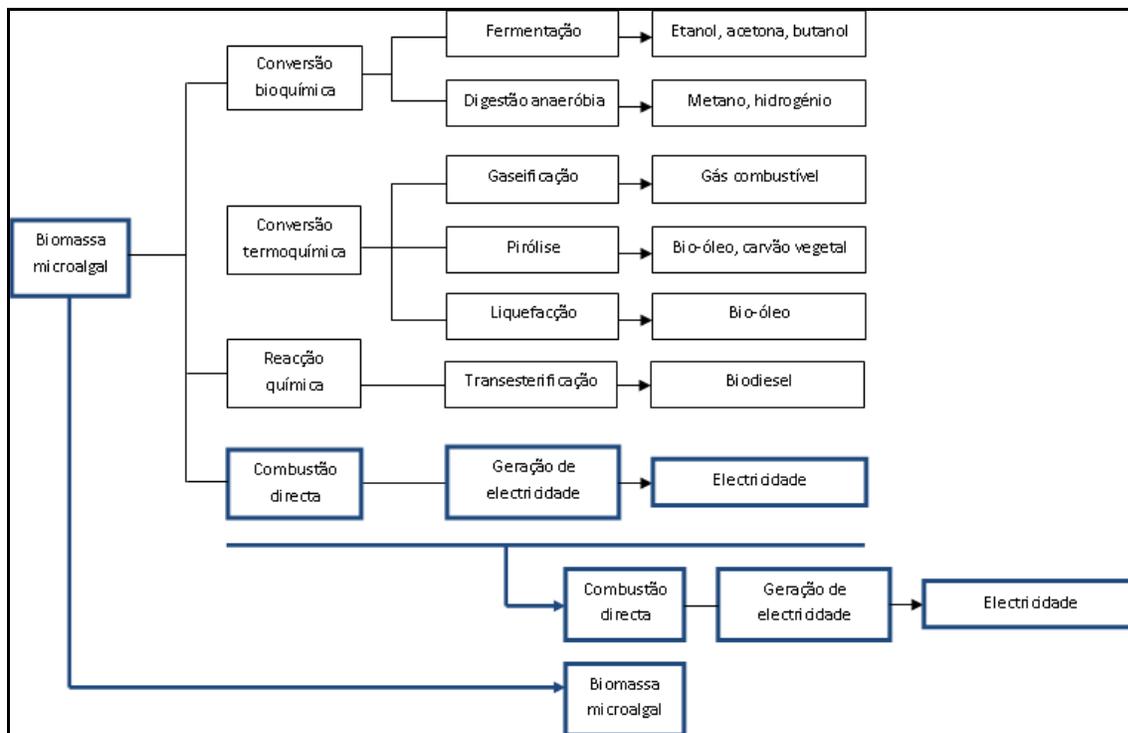


FIGURA 5-2 – DIFERENTES PROCESSOS DE CONVERSÃO DE MICROALGA EM BIOCOMBUSTIVEL (adaptado de Wang, 2008)

A produção de microalgas é geralmente mais dispendiosa quando comparada com qualquer outra cultura agrícola energética. A actividade fotossintética requer luz, dióxido de carbono, água e sais inorgânicos. A temperatura deverá encontrar-se entre os 20 a 30°C. Podem ser cultivadas em águas salgadas, salobras ou doces, dependendo da espécie, sendo as mais estudadas para a produção de óleo além das indicadas no Quadro 5-6 as seguintes: *Platymonas*; *Botryococcus braunii*; *T. suecica*; *C. cryptica*; *Oedogonium sp*, *Chlorococcum littorale*. A *Chlorococcum littorale* é uma alga marinha e tem excepcional tolerância a concentrações de CO₂ acima dos 40%, com uma capacidade de fixação de CO₂ que poderá exceder 1g CO₂/(l.dia) (Wang, 2008).

QUADRO 5-6 – CARACTERÍSTICAS DE ALGUMAS MICROALGAS NO ÂMBITO DE BIOFIXAÇÃO (Wang, 2008)

Microalga	CO ₂ %	T °C	P g l ⁻¹ por dia	P _{CO2} g l ⁻¹ por dia	Referência	Nota
<i>Chlorococcum littorale</i>	40	30	N/A	1.0	Iwasaki et al. 1998; Murakami and Ikenouchi 1997	
<i>Chlorella kessleri</i>	18	30	0.087	0.163 ^a	de Morais and Costa 2007b	
<i>Chlorella sp. UK001</i>	15	35	N/A	>1	Murakami and Ikenouchi 1997	
<i>Chlorella vulgaris</i>	15		N/A	0.624	Yun et al. 1997	Água residual artificial
<i>Chlorella vulgaris</i>	Ar	25	0.040	0.075 ^a	Scragg et al. 2002	Meio Watanabe
<i>Chlorella vulgaris</i>	Ar	25	0.024	0.045 ^a	Scragg et al. 2002	Meio baixo teor N
<i>Chlorella sp.</i>	40	42	N/A	1.0	Sakai et al. 1995	
<i>Dunaliella</i>	3	27	0.17	0.313 ^a	Kishimoto et al. 1994	Alta salinidade, Beta-caroteno
<i>Haematococcus pluvialis</i>	16-34	20	0.076	0.143	Huntley and Redalje 2007	Escala comercial, exterior
<i>Scenedesmus obliquus</i>	Ar	-	0.009	0.016	Gomez-Villa et al. 2005	Água residual, exterior, inverno
<i>Scenedesmus obliquus</i>	Ar	-	0.016	0.031	Gomez-Villa et al. 2005	Água residual, exterior, verão
<i>Botryococcus braunii</i>	-	25-30	1.1	>1.0	Murakami and Ikenouchi 1997	Acumulação de hidrocarbonetos
<i>Scenedesmus obliquus</i>	18	30	0.14	0.26	de Morais and Costa 2007a	
^b <i>Spirulina sp.</i>	12	30	0.22	0.413 ^a	de Morais and Costa 2007a	

Er-dash não especificado ou não controlado.
^a Calculado a partir da produtividade da biomassa de acordo com a equação, taxa de fixação CO₂ (P_{CO2})=1.88 x produtividade da biomassa (P), derivada da fórmula molecular típica da biomassa algal, C_{0,48}H_{1,83}N_{0,11}P_{0,01} (Chisti, 2007)
^b Todas as espécies excepto *Spirulina sp.*, que é uma espécie de cianobactéria procarionótica (*Cyanophyceae*), são espécies de algas verdes eucarióticas (*Chlorophyta*) (Bold and Wynne, 1985)

Para um crescimento médio, deverão ser disponibilizados elementos, tais como, azoto (N), fósforo (P), ferro e, em alguns casos, silício. Os mínimos de nutrientes necessários poderão ser calculados pela fórmula molecular das microalgas – CO_{0,48} H_{1,83} N_{0,11} P_{0,01}.

Quando se pretende alimentar a microalga com os gases de exaustão de termoelectricas, além da tolerância a elevadas concentrações de CO₂, a espécie deverá ser tolerante a elevadas temperaturas. Desta forma, os custos de arrefecimento dos gases de exaustão serão minimizados. É o que acontece com a *Chlorella*, que cresce em temperaturas acima dos 42°C (Wang, 2008).

A optimização da gestão da cultura através de cálculos de periodicidade de alimentação de nutrientes, periodicidade de recolha, controlo de pH (a alimentação da cultura por CO₂ poderá elevar o pH a 9) permite uma eficiência de utilização de CO₂ puro acima dos 90% e ligeiramente menos quando se trata de alimentação directa dos gases de exaustão (o NO_x e SO_x presentes nos gases de exaustão são dissolvidos na água e neutralizados pelo ambiente alcalino com o nitrogénio utilizado pelas algas) (Harmelen, 2006).

A biomassa de algas contém carbono numa proporção aproximada de 50% do seu peso seco. Todo este carbono é basicamente fornecido pelo dióxido de carbono que deverá ser adicionado à cultura.

A produção de 100 toneladas de algas (massa seca) tem a capacidade de fixar cerca de 183 toneladas de dióxido de carbono. O fornecimento de CO₂ à cultura deverá ser regulado através de sensores de pH. Na produção em larga escala de microalgas, mais de 25% da biomassa produzida durante o período diurno será perdida durante a noite por causa do processo de respiração (Chisti, 2007).

A produção em larga escala poderá ser em fotobioreactores ou tanques abertos (lagoas de águas circulantes).

Os tanques abertos tem normalmente uma profundidade de 0,3 metros e 12 metros de largura, sendo incorporado ao sistema uma turbina de pás sempre em funcionamento para garantir a recirculação e evitar sedimentação (agitador). As pás provocarão uma velocidade nos canais de 20/30 cm/s (Harmelen, 2006). Os corredores de tanques são construídos em betão ou em terra batida e cobertos de plástico branco.

As microalgas são alimentadas com todos os nutrientes necessários para o seu crescimento normal. Estes nutrientes são CO₂, N (amônia ou nitrato), P (fosfatos) e uma variedade de outros elementos incluindo Fe, S, Mg, Mn, Ca, etc. (Harmelen, 2006)

As algas captam o dióxido de carbono existente na água. No entanto, o crescimento das algas é tão rápido que a velocidade de passagem de CO₂ da atmosfera para a água não acompanha as necessidades para o natural crescimento de biomassa, pelo que deverá ser a água dos tanques também alimentada por CO₂ através de bombagem (Earthrise, 2009).

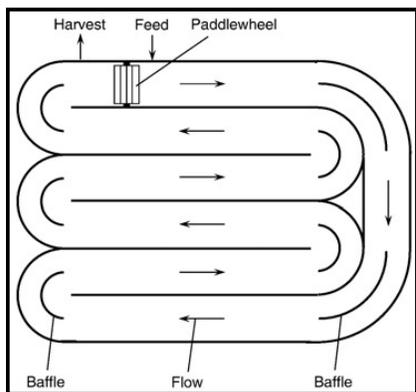


FIGURA 5-3 – A) VISTA AÉREA DE UM ESQUEMA DE TANQUE DE PRODUÇÃO DE MICROALGAS (SISTEMA ABERTO)
(Chisti, 2007)

B) <http://www.dailyhybrid.com/2009/02/algal-biodiesel-where-is-it-now/>

Os tanques são menos dispendiosos que os fotobioreactores quer no que se refere à sua construção, quer em fase de operação, estando associada a uma menor produção de biomassa quando comparada com os fotobioreactores (Chisti, 2007)

A produtividade nestes sistemas abertos pode ser comprometida pela contaminação da cultura por microalgas não desejadas ou microrganismos que utilizam a microalga como base alimentar. A perda de água por evaporação é significativa.

Em sistemas abertos, as microalgas têm produtividades médias da ordem das 10 a 30g/(m².dia) (peso seco)¹¹. Isto representa 50 a 130 t/(ha.ano) (peso seco) (Gomes, 2006), considerando um valor médio de 100 t/(ha.ano) (Harmelen, 2006).

Os fotobioreactores consistem num conjunto de tubagem de plástico ou vidro (colector solar), com um diâmetro máximo de 0,1 metros com orientação solar N-S e um reservatório. As microalgas são forçadas a circular entre os colectores solares e o reservatório com recurso a uma bomba que garante turbulência do fluxo conforme esquema apresentado na Figura 5-4 (Chisti, 2007).

¹¹ Considera-se a produtividade no âmbito deste trabalho 25g/m²/dia (peso seco) – Comunicação pessoal da Professora Luísa Gouveia LNEG, 2009

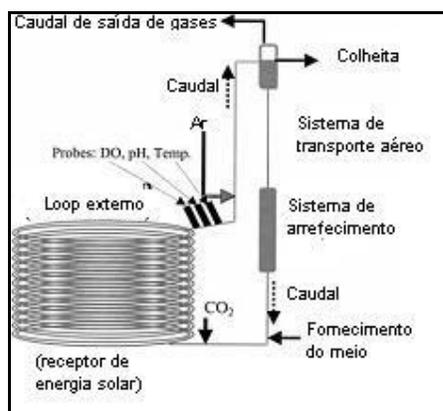


FIGURA 5-4 – ESQUEMA DE FOTOBIOREACTOR (SISTEMA FECHADO) (Zebib, 2008)

A injeção de dióxido de carbono ocorre na zona de controlo do pH. Poderá ser necessário a injeção de dióxido de carbono em alguns pontos ao longo dos tubos (que normalmente não excedem os 80 metros) para prevenir a limitação de carbono e o aumento excessivo do pH.

O custo estimado¹² para produção de microalgas utilizando fotobio reactores é de 2,27€/kg, sendo este custo elevado para 2,92€/kg quando o método de produção é em tanques. Caso a produção seja superior a 10 000 Toneladas/ano (macroescala de produção), diminui 0,36€/kg e 0,46€/kg respectivamente (Chisti, 2007).

A ocupação espacial para a aplicação destes métodos de produção é bastante diferente: enquanto que os fotobio reactores podem ocupar área em altura, aos tanques está associada uma ocupação que será inevitavelmente em solo (Quadro 5-7).

QUADRO 5-7 – SISTEMA FOTOBIOREACTOR VS TANQUE (adaptado de Chisti, 2007)

	FOTOBIOREACTOR	TANQUE
Produção de biomassa por ano (kg)	100 000	100 000
Concentração de biomassa em crescimento (kg/m ³)	4,00	0,14
Área necessária (m ²)	5 681	7 828
Consumo de CO ₂ (kg)	183 333	183 333
Geometria do sistema	132 tubos paralelos; cada tubo com 80 m comprimento e 0,06m de diâmetro	978 m ² de tanques; cada tanque com 12 metros de largura, 82 m de comprimento e 0,3 m de profundidade
Número de unidades	6	8

A colheita é considerada uma etapa do processo com custos bastante significativos. As culturas em sistemas abertos têm tipicamente 0,3-0,5 g de massa seca por litro, atingindo em casos excepcionais 5 g de massa seca por litro. Para isso, é necessário que as concentrações sejam elevadas através de floculação e posterior decantação. Este processo de separação tem um gasto energético de 1 MJ/kg de biomassa (Ginzburg, 1993; Wang,2008).

¹² Considerando que o CO₂ tem custo zero/referência a 2007

O poder calorífico da microalga (com um crescimento em condições normais) apresenta valores diferentes nos diversos documentos consultados. Segundo Wang (2008), varia entre 18 e 21 kJ/g sendo que este valor em condições especiais poderá atingir os 29kJ/g. Para Harmelen (2006), esse valor não ultrapassa os 12 GJ/t (12kJ/g). Em nenhum dos casos é referido se este valor é referente ao poder calorífico inferior (PCI) ou referente ao poder calorífico superior (PCS).

6. MERCADO DO CARBONO

O Mercado de Carbono foi estabelecido no Protocolo de Quioto e engloba mecanismos de redução das emissões por troca de créditos entre eles (unidades de emissão). Além disso, um país pode ainda investir em projectos em países do Anexo I (Implementação Conjunta) e em países em desenvolvimento (Desenvolvimento Limpo).

A Directiva 2002/358/CE aprova o Protocolo de Quioto. Em 2003, é criado um regime de comércio de licenças de emissão de gases de efeito de estufa através da Directiva 2003/87/CE e transposto para a legislação nacional através do DL n.º 233/2004, de 14 de Dezembro. O Decreto-Lei n.º 154/2009, de 6 de Julho é a quarta alteração a este regime jurídico, transpondo para a ordem jurídica interna a Directiva n.º 2004/101/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Outubro e que altera os valores das penalizações por emissões excedentárias (estabelecendo que cada operador que não devolva até 30 de Abril de cada ano civil licenças suficientes para cobrir as suas emissões pagará 100€ por cada tonelada de CO₂ equivalente emitida pela instalação relativamente à qual não devolveu licenças).

As quantidades que uma instalação emite são as mesmas que tem que devolver, seja termoelétrica, biomassa, cerâmica, produção de vidro, etc. Desde que, no caso das centrais de combustão, tenham uma potência acima dos 20MW fazem parte do comércio de emissões (o Anexo I da Directiva 2003/87/CE lista as instalações abrangidas pelo comércio de emissões).

A União Europeia antecipou-se à implementação do Protocolo de Quioto, estabelecendo a troca de emissões ao nível das instalações, a partir de 2005. Cada Estado Membro tem um Plano Nacional de Licenças de Emissão (PNALE), onde está estipulada uma quantidade a atribuir a cada instalação num dado período de compromisso.

A cada país é atribuído um valor máximo de emissão de acordo com as suas estratégias/medidas de redução para o período de 2008-2012.

O Acordo de Partilha de Responsabilidades da União Europeia (UE) estabelece que Portugal no final do período 2008-2012 não pode ultrapassar as suas emissões de gases com efeito de estufa (GEE) em 27% relativamente às suas emissões de 1990.

A Decisão da Comissão Europeia a 14 de Dezembro de 2006 impôs a Portugal a quantidade total de licenças de emissão em 34,81 Mt CO₂eq/ano para o primeiro período dos 5 anos (2008-2012).

Deste tecto, 30,5 MtCO₂/ano serão atribuídas gratuitamente às instalações existentes e o restante de 4,3 MtCO₂/ano será a reserva para novas instalações.

A partir de 2013, as licenças vão ser leiloadas e apenas 10% serão distribuídas gratuitamente, por método de *benchmark* (em princípio). Há Estados-Membros que já fazem leilões de licenças. (ver: http://ec.europa.eu/environment/climat/emission/auctioning_en.htm)

As emissões permitidas estão divididas em AAUs - “assigned amount units” e as EUAs - “European Unit Allowances”, sendo estas últimas unidades europeias que resultam da conversão de AAUs e são estas que são atribuídas aos operadores de acordo com o PNALE.

Além das unidades de emissão, existem outras unidades de referência que poderão ser contabilizadas no mercado do carbono em toneladas de CO₂ equivalente (sob a forma de créditos) e poderão ser: Unidades de remoção (RMU) provenientes de, por exemplo, actividades de reflorestação; Unidades de redução (ERU) – Unidades obtidas na sequência de um investimento num projecto de implementação conjunta e certificados de emissões reduzidas (CER) – projectos de desenvolvimento limpo em países em vias de desenvolvimento.

A transferência ou aquisição destas unidades é encaminhada para o sistema de registos do protocolo de Quioto. Cada país, além de cumprir com as metas de emissão terá de manter as suas reservas de ERUs, CERs, AAUs e/ou RMUs nos seus registos nacionais, sendo que estas reservas constituem o CPR - "Commitment Period Reserve", que deverá ser superior ao mais baixo dos seguintes valores: 90% da quantidade total atribuída à Parte (para o período de compromisso); 100% do valor das emissões nacionais indicado pela Parte no seu mais recente inventário anual de emissões (multiplicado por 5, dado que o período de compromisso é de 5 anos).

Assim, e para assegurar a manutenção desta reserva, o registo deve verificar, antes de cada transacção internacional de débito, que o balanço global do registo após a sua realização é superior ao CPR, rejeitando-a caso tal não se verifique.

As instalações são obrigadas a monitorizar as suas emissões de gases de efeito de estufa (Decisão da Comissão nº 280/2004) e a devolver anualmente uma quantidade igual às suas emissões verificadas. Caso não tenham licenças necessárias para esta devolução terão de ir ao mercado comprá-las.

Existem diversos mercados (bolsa) onde se podem negociar as licenças de emissão de dióxido de Carbono e créditos, como, por exemplo, o European Climate Exchange (ECX) que negocia dois tipos de créditos de carbono EUAs e CERs; a *SENDECO2*; *E. VALUE* e *Chicago Climate Exchange*.

As EUAs, no âmbito de Comércio Europeu de Licenças de emissão (CELE), foram transaccionadas, em Junho 2009, entre 12,96€ (mínimo) e o 14,61€ (máximo), o que representa uma valorização média face a Junho de 4,5% (E.VALUE).

Foi divulgado pelo Ministério do Ambiente no documento de atribuição de licenças de emissão referente ao período 2008-2012 para efeitos de consulta pública que seria atribuído para a central termoelétrica de Sines, além da obrigatoriedade de substituir 5% do carvão utilizado por biomassa, uma licença de emissão de 6 072 981 toneladas de CO₂/ano (www.apambiente.pt). Consultado o sítio da Agência Portuguesa de Ambiente no que respeita a dados sobre o registo Português de Licenças de Emissão foi efectivamente atribuído em 2008 para a central de Sines 5 833 317 licenças¹³ (licenças atribuídas). Nos mesmos registos as emissões para 2008 foram de **6 151 342 toneladas** de CO₂. Logo, a central ou compra o remanescente em licenças na bolsa ou pagará 100€/tonelada que produziu acima do valor das licenças que lhe foram atribuídas.

Como tal, a EDP comprou licenças, eventualmente em 2007/2008 para as utilizar em Abril de 2009 (data em que são devolvidas as licenças referentes às emissões de 2008). Analisando o histórico dos preços para no mercado de carbono (Point Carbon) para as EUAs e CERs, é possível observar que este mercado é muito variável nomeadamente nos finais de cada ano (Quadro 6-1).

¹³ 1 licença = 1 tonelada de CO₂



QUADRO 6-1 - VARIAÇÃO DE VALORES EUA (EM CIMA) E CER (EM BAIXO) NO MERCADO DE LICENÇAS (mercado de carbono; PointCarbon)

Foi então feita uma média para cada trimestre e, em média, para os anos de 2007 e 2008, a aquisição de licenças EUAs esteve próxima de 22€ e 24,25€, respectivamente, e, para as licenças CER, o valor para 2008 foi em média de 17,37€. Para o ano 2009, só é possível analisar valores até ao 3º trimestre, sendo atribuído, em média, para as licenças EUAs 14,17€ e para as CER 12€.

As instalações emissoras, durante o período de compromisso (5 anos), só poderão devolver no máximo 10% das licenças que lhes foram atribuídas em CERs, sendo que as restantes licenças devolvidas serão EUAs. Assim, no caso da Termoeléctrica de Sines poderá adquirir até 2 916 658 (5 833 317*5*0,1) licenças CER e portanto eventualmente comprou licenças CER a um custo aproximado de 17,37€ para o ano de 2008 e adquiriu 318 025 licenças com um custo associado de 5,5 M€ (cinco milhões e meio de euros).

7. OPORTUNIDADES EM PORTUGAL (CCS)

■ CAPTURA – APLICAÇÕES ESTACIONÁRIAS (TERMOELÉCTRICAS)

A produção de electricidade em Portugal é dividida em dois regimes: (i) produção em regime ordinário, relativa à produção de electricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos, e (ii) produção em regime especial, relativa à cogeração e à produção eléctrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis e da cogeração (REN).

No caso da produção em regime ordinário com base em fontes tradicionais não renováveis, existem em Portugal Continental três empresa que se dedicam à produção de energia: EDP, Tejo Energia e Turbogás.

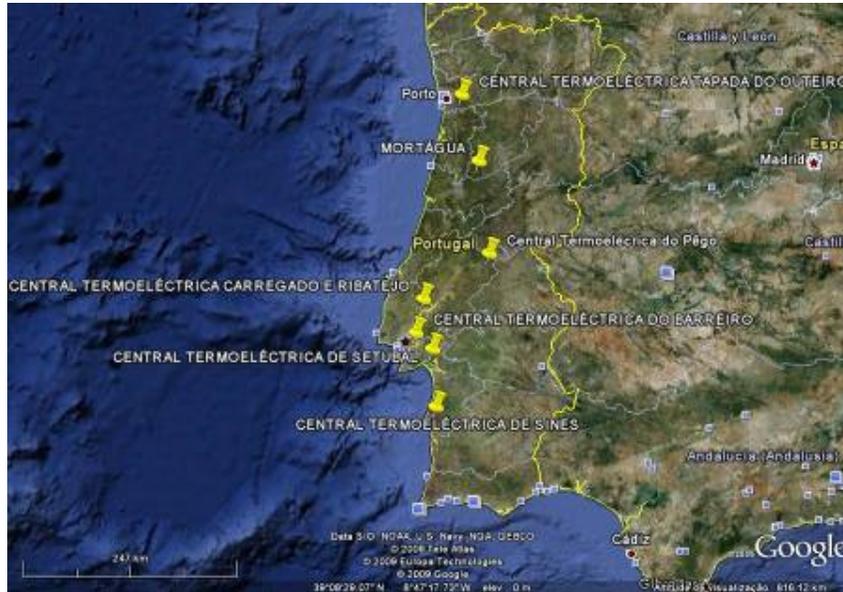


FIGURA 7-1 – LOCALIZAÇÃO DAS CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS EM PORTUGAL (Google Earth)

As Centrais Termoeléctricas do Ribatejo, Carregado, Sines, Setúbal, Barreiro, Mortágua e Tunes são geridas pela empresa EDP. A Central da Tapada do Outeiro produz entre 15% a 20% das necessidades de energia eléctrica de Portugal e é gerida pela empresa Turbogás. A central do Pêgo, gerida pela Tejo Energia, produz 11 % da energia eléctrica consumida em Portugal¹⁴. As características das centrais de produção da empresa EDP encontram-se no Quadro 7-1, com as respectivas características de produção anual, emissões de CO₂ e combustível utilizado em cada central.

¹⁴ Valores de 2007

QUADRO 7-1 – CARACTERÍSTICAS DAS TERMOELÉTRICAS DA EMPRESA EDP EM PORTUGAL

(edp, 2006 (centrais termoelétricas em Portugal))

	Carregado	Ribatejo	Sines	Barreiro	Tunes	Setúbal	Mortágua
Produção Bruta de Electricidade (MWh)	271 251	5 865 264	10 268 960	170 974	1 031	1 340 471	56 857
Produção Líquida de Electricidade (MWh)	239 300	5 728 223	9 694 232	144 995	850	1 234 934	51 389
Potência Líquida Máxima (MW)	710	1176	1 256	56	197	946	9
Consumo da central (MWh)	31 951	137 041	574 728	25 979	181	105 547	5 468
Combustível							
Fuelóleo (t)	37 074		4 999	90 338		303 490	
Gasóleo (t)					458		
Carvão (t)			3 664 500				
Gás Natural (Nm ³ x10 ³)	31 496	952 914					798
Resíduos Florestais (t)							112 468
Emissões							
CO ₂ (kt)	188,61	2 065,46	8 723,27	303,85	1,22	973,21	1,73

a) valores anuais

A Central da Tapada do Outeiro (propriedade da Turbogás), é uma Central de 990 MW situada no Concelho de Gondomar, que utiliza a tecnologia de Ciclo Combinado com Turbinas a Gás (CCTG) utilizando gás proveniente da Argélia.

A central do Pêgo (produziu em 2007 - 3901 GWh) utiliza como combustível o carvão. O carvão chega ao porto de Sines e é transportado por caminho-de-ferro até a central. Segundo o relatório de Segurança e Ambiente da empresa Tejo Energia, foram consumidas, em 2007, 1376 kt de Carvão. O consumo de Carvão em 2007 foi, por cada kWh, de 0,35 t. As emissões de CO₂ para 2007 foram de 837g/kWh, sendo emitidas no total 3,3 Mt CO₂ para o mesmo ano (Tejo Energia). Para esta central deu início em Outubro de 2009 o projecto *KTEJO*, liderado pela Tejo Energia e financiado pelo Programa QREN, que pretende estudar a viabilidade de Captura e Sequestro de CO₂ na Central Termoelétrica do Pego.

■ OPORTUNIDADES DE SEQUESTRO EM PORTUGAL

■ FORMAÇÕES GEOLÓGICAS

As bacias sedimentares do *onshore*, do *offshore* pouco profundo e mesmo as novas bacias desenvolvidas em águas mais profundas foram agrupadas em dois grupos, as bacias interiores - localizadas na região interior da margem continental e estendendo-se frequentemente para *onshore* (bacia do Porto, bacia Lusitânica e bacia do Algarve), e as bacias exteriores - localizadas em águas profundas a Oeste e a Sul das primeiras (bacia Interior da Galiza, bacia de Peniche, bacia do Alentejo, bacia de Sagres e bacia do Golfo de Cadiz) (DGE, 2010).

Existem sistemas petrolíferos nas bacias Lusitânica e do Porto e também na bacia do Algarve.

Quanto à bacia do Alentejo e às restantes 5 bacias exteriores (no *deep-offshore*), nada pode ser afirmado com índices de certeza, uma vez que nunca foram perfuradas, mas não há razão para duvidar da existência de um sistema petrolífero também nestas bacias.

Apesar de trabalhos de pesquisa terem sido realizados ao longo dos anos nas bacias sedimentares portuguesas, pode considerar-se que estas se encontram subavaliadas.

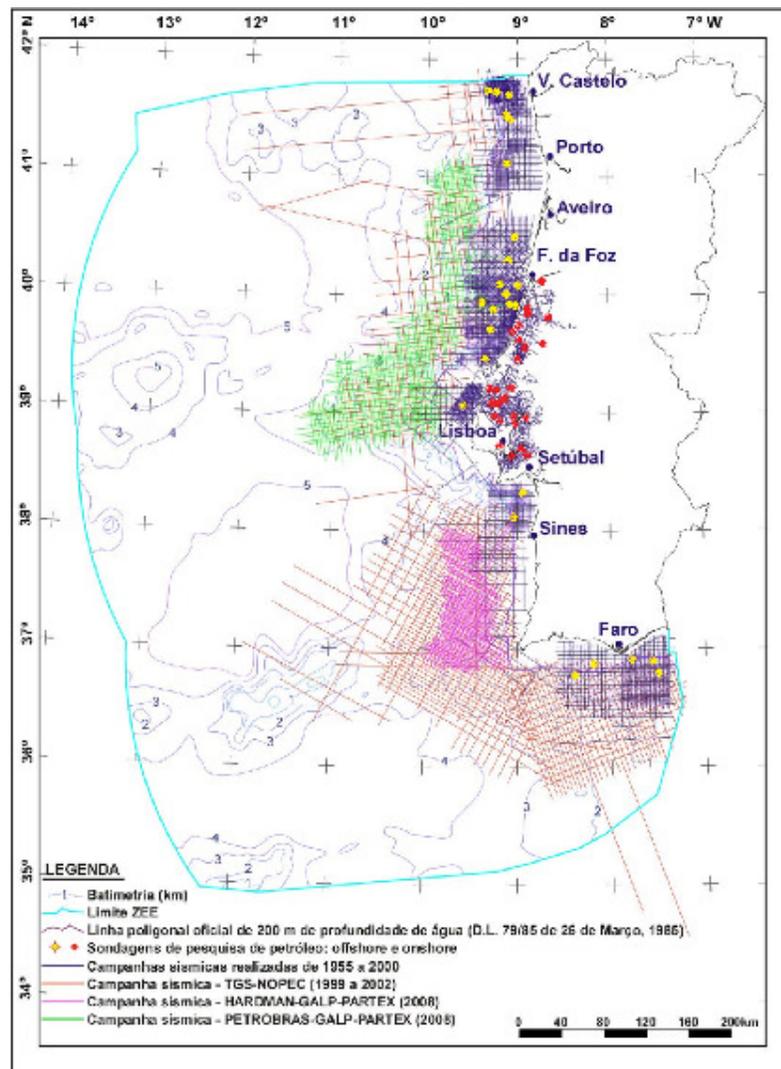


FIGURA 7-2 – SONDAJENS PARA PESQUISA DE PETRÓLEO EM PORTUGAL (DGE)

A bacia Lusitânica é a maior de todas as bacias e estende-se entre Aveiro e Sines.

Desde há muito que se conhecem indícios superficiais importantes que demonstram que houve geração de petróleo na bacia Lusitânica. Ainda no século passado, registou-se actividade de exploração de asfaltos em minas situadas em Canto de Azeche no litoral de S. Pedro de Muel (Macieira, 1948).

Muitas outras impregnações, assim como exsudações de petróleo são conhecidas, sobretudo nas áreas de Monte Real, Figueira da Foz, Bombarral e Torres Vedras. Já nos primeiros anos do século perfuraram-se poços pouco profundos nas imediações de algumas destas manifestações superficiais. Foi, contudo, a partir de 1938 que a pesquisa começou a fazer-se em condições técnicas aceitáveis, tendo sido perfurados, até 1969, cerca de uma centena de poços, com especial concentração na região de Torres Vedras - Abadia. Nesta região, encontra-se petróleo bastante denso, quase à

superfície, em calcários fracturados com fracas condições de reservatório. Os melhores poços chegaram a produzir durante vários meses à média de alguns barris por dia mas não eram, claramente, rentáveis. Trabalhos recentes nessa região repetiram os resultados já conhecidos do passado sem conseguir melhores condições de produção. A partir de 1973, a pesquisa estendeu-se às áreas marinhas (*offshore*) das bacias. Embora alguns poços tenham encontrado bons indícios de petróleo, nenhum se aproximou sequer da comercialidade (DGEG, 2010).

Todos os ingredientes necessários para que possam existir acumulações comerciais de petróleo existem no país: existem boas rochas-mãe que atingiram a fase de geração, bons reservatórios adequadamente cobertos por rochas selantes e abundância de estruturas que fornecem boas armadilhas. Somente não foi, ainda, possível encontrar todos os ingredientes na combinação certa, a despeito das numerosas tentativas (Pacheco, 1999).

As bacias "tradicionais" (Porto, Lusitânica e Algarve) continuam a estimular a pesquisa com a procura de novos objectivos que permitam obter descobertas comerciais, como é comprovado pelo continuado interesse das companhias que continuam a achar que vale a pena investir na pesquisa em Portugal.

Para a pesquisa e prospecção de petróleo são atribuídas concessões e, em 2007, houve um significativo incremento na prospecção e pesquisa de petróleo em Portugal com a assinatura de 12 novos contratos de concessão em *onshore* e *offshore*, sendo atribuídas cinco concessões no *onshore* e *offshore* da bacia Lusitânica (empresa Mohave); quatro concessões *offshore* na bacia de Peniche (Petrobrás-Galp-Partex); três concessões em *offshore* na bacia do Alentejo (consórcio Petrobrás-Galp) e ainda duas áreas que foram adjudicadas em *offshore* na bacia do Algarve (Repsol-RWE) (Figura 7-3) (DGEG, 2010).

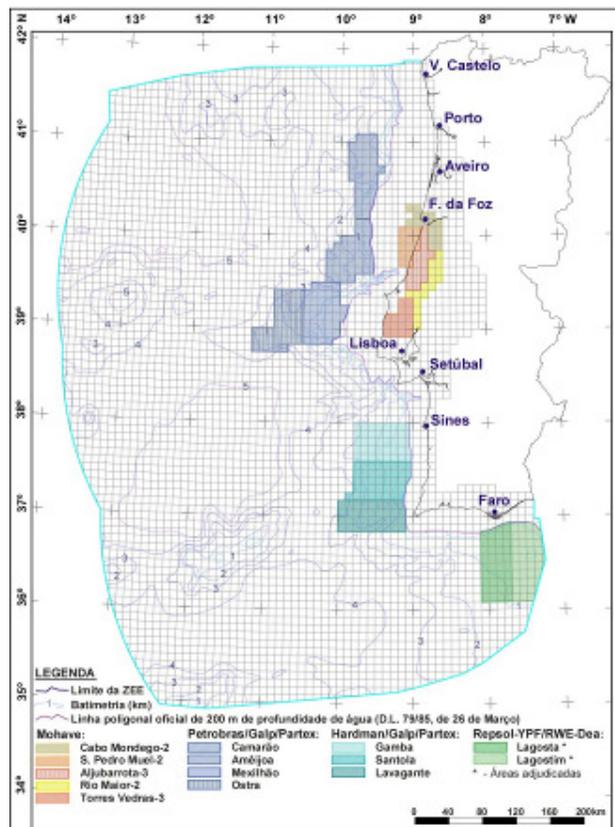


FIGURA 7-3– LOCAL DE CONCESSÕES ATRIBUÍDAS EM 2007 PARA PESQUISA DE PETRÓLEO EM PORTUGAL (DGEG)

Todas as informações/relatórios referentes à prospecção nas zonas concessionadas são enviadas para a DGEG, que as terá de manter confidenciais por um período de 5 anos. Toda a aposta em pesquisa e prospecção de petróleo em território Português indica a potencial existência de novas jazidas, no entanto, a obrigatoriedade de confidencialidade por parte da DGEG não permite confirmar a existência das mesmas. No caso de ser encontrada alguma jazida de petróleo, poderá a mesma ser explorada pela empresa durante 25 anos (em alguns casos poderá ser prorrogado este prazo), passando a exploração para a Governo Português findo este período.

■ JAZIDAS DE PETRÓLEO

Um sistema petrolífero é caracterizado pela existência de rocha-mãe, rocha reservatório e rocha selante. A rocha-mãe é a rocha onde se geram os hidrocarbonetos por decomposição anaeróbia dos organismos, é uma rocha sedimentar geralmente com granulometria fina (vasas, arenito fino); a rocha armazém/reservatório, que contém os hidrocarbonetos nos seus poros e fissuras, é uma rocha sedimentar, porosa e permeável (arenitos, calcários, etc.) e a rocha de cobertura ou selante, que impede a migração do petróleo e que é geralmente impermeável (argila, xistos argilosos, sal). Para além da existência destas rochas, é necessário que a matéria orgânica da rocha-mãe tenha sido submetida a condições de pressão e temperatura que permitam a geração de hidrocarbonetos e que existam vias de migração entre a rocha-mãe e a rocha reservatório, é ainda imprescindível que existam armadilhas estruturais ou estratigráficas onde os hidrocarbonetos possam ser aprisionados

Em Portugal, não se encontraram ainda jazidas de petróleo rentáveis. Assim, o sequestro em jazidas de petróleo em território Português encontra-se suspenso até uma eventual descoberta que permita a injeção durante o processo de exploração ou finda a exploração comercial da jazida

Actualmente, encontram-se a trabalhar em pesquisa e prospecção diversas empresas não só na costa Portuguesa, mas também na Costa Espanhola e Marrocos no *offshore*, podendo ser estes locais de oportunidade para o CO₂ capturado nas termoeléctricas localizadas em Portugal. O Projecto “COMET,” que teve início em Maio 2010, pretende identificar e avaliar os custos de uma infraestrutura eficaz de transporte e sequestro geológico de CO₂ que possa servir a zona do Mediterrâneo Ocidental (Portugal, Espanha e Marrocos) numa perspectiva de política de cooperação internacional. Este projecto é coordenado pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia – LNEG, estando envolvidas no projecto várias entidades, nomeadamente Laboratório Nacional de Energia e Geologia (PT), Universidade de Évora – Centro de Geofísica (PT), Universidade Utrecht (NL), IGME (ES), BRGM (FR) Instituto científico de Rabat (MO), ONHYM (MO), Universidade Mohammed Premier (MO), ASATREM (IT), CIEMAT (ES), UNL– FFCT (PT), JUELICH (DE), EDP (PT), Endesa (ES), ONE (MO), Galp (PT), Tejo Energia (PT).

■ AQUÍFEROS SALINOS

Os Aquíferos Salinos encontram-se em rochas porosas ocupadas por água sem potencialidades de exploração devido à sua salinidade. As sondagens poderão identificar os reservatórios com potencial para sequestro de CO₂, pois permitem conhecer a porosidade, a permeabilidade e se os espaços estão ocupados com água salobra ou com água com potencial de exploração. O sequestro de CO₂ deverá apenas ser realizado caso a água seja salobra ou contenha outros minerais que inviabilizem a sua exploração para consumo.

A bacia Lusitânica foi alvo de diversas sondagens no âmbito da atribuição de concessões para a prospecção e exploração de petróleo em Portugal. Os estratos que compreendem como constituem por exemplo as formações Torres Vedras e Silves seriam ideais para sequestro de CO₂, pois estes sedimentos porosos possuem a um nível superior uma camada impermeável: argilo/carbonatada (formação CACÉM ou *BENFICA*) ou salgema (formação DAGORDA) respectivamente.

A porosidade normalmente diminui com a profundidade pela compactação, o que reduz a capacidade e eficiência do sequestro (IPCC – Carbon Dioxide Capture and Storage).

A formação de Torres Vedras que se encontra a um nível pouco profundo (pouco compactada) é constituída maioritariamente por arenitos com boa porosidade. Estende-se ao longo de toda a bacia com espessura aproximada de 300 metros, encontrando-se na maioria das vezes a um nível imediatamente inferior a uma camada impermeável. Por vezes a rocha de cobertura poderá ser constituída por carbonatos do CACÉM, que poderão estar muito fracturados ou argilas (formação de BENFICA). Este estrato poderá estar a um nível pouco profundo para que, em caso de injeção de CO₂, este se mantenha em estado crítico (aumentando o tempo de vida do reservatório e para manter o aprisionamento em condições de segurança deverá ser superior a 800m).

No caso da formação de Silves, a sua espessura já não é tão homogénea ao longo da bacia. Tem como camada confinante a formação DAGORDA (geralmente constituída por evaporitos impermeáveis) e, no caso da bacia Lusitânica, na sua parte central encontra-se a profundidades superiores a 800 metros, embora bastante compactada é constituída por essencialmente por arenitos, um pouco heterogéneos, onde a porosidade pode variar bastante.

Os aquíferos salinos profundos são formações subterrâneas, tipicamente de características detriticas, contendo água salgada.

Foi feita uma selecção por Machado (2007) de formações geológicas que reúnam os requisitos necessários para sequestro de CO₂ em aquíferos salinos (FIGURA 7-4).

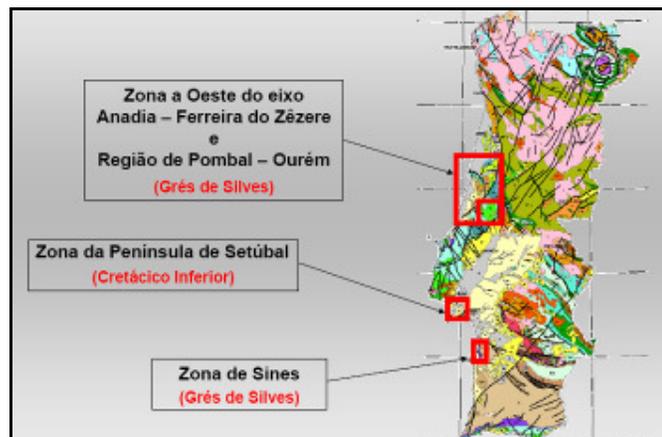


FIGURA 7-4 – ZONAS POTENCIAIS PARA SEQUESTRO CO₂ (INETI, 2007)

No caso da Península de Setúbal encontram-se zonas aquífero com uma camada confinante de argilitos, reunindo desta forma condições ideais para sequestro de CO₂ (Figura 7-5).

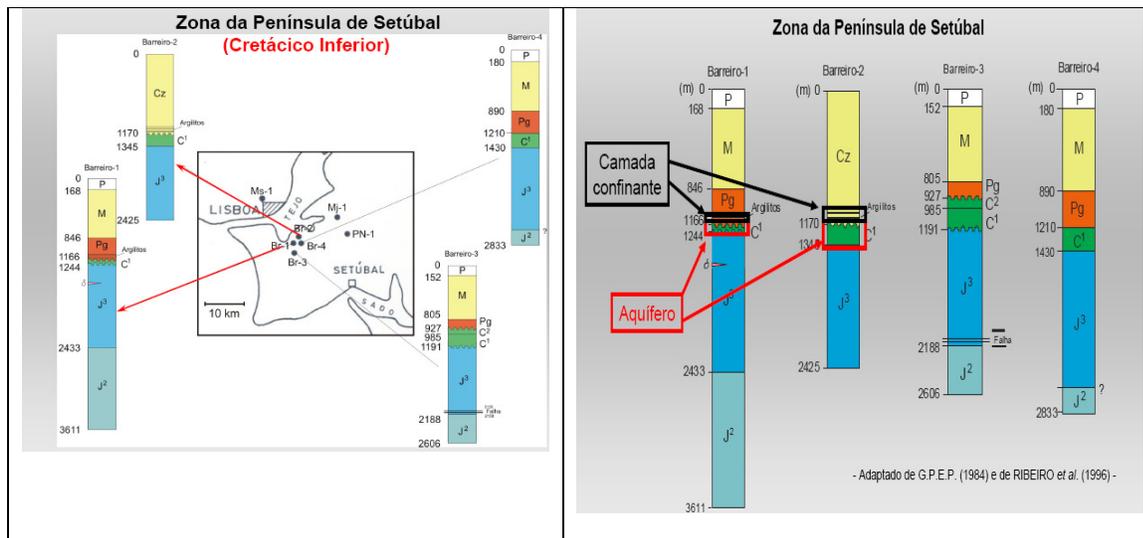


FIGURA 7-5 – ZONA DA PENÍNSULA DE SETÚBAL (INETI, 2007)

■ BACIAS CARBONÍFERAS EM PORTUGAL

As bacias Carboníferas em Portugal são: bacia do Douro, bacia do Buçaco e bacia de Santa Susana.

As explorações de carvão em Portugal encontram-se esgotadas, nomeadamente a exploração em Grândola (Hulha) e, na bacia Carbonífera do Douro, a Mina de S. Pedro da Cova e Pejão ambas de antracite.

Em Portugal, já estão a ser realizados testes-piloto na Central Termoeléctrica da Tapada do Outeiro no âmbito do projecto pioneiro de sequestração de gás carbónico nos carvões da bacia Carbonífera do Douro (COSEQ), desenvolvido pelo Centro de Investigação em Alterações Globais, Energia, Ambiente e Bioengenharia da Universidade Fernando Pessoa liderado pelo Professor Manuel Lemos de Sousa.

8. AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE CAPTURA E SEQUESTRO DE CO₂ A NÍVEL NACIONAL (BIOSEQUESTRAÇÃO E SEQUESTRO GEOLÓGICO) CASO APLICADO À CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE SINES

Pretende-se avaliar o potencial de CSS aplicado a uma termoelétrica em Portugal versus a aposta dessa mesma termoelétrica pela adopção de outra alternativa de redução de emissões de dióxido de carbono através de biosequestração.

Para a solução de sequestro geológico e, após selecção da termoelétrica, é escolhido o local de injeção de CO₂ e a respectiva capacidade quantitativa. Para a solução de biosequestração através de culturas de microalgas, é definido um objectivo mínimo de quantidade de CO₂ a reduzir anualmente pela central e avaliado o potencial máximo de redução de CO₂ fase às características de exploração da cultura. Para ambas as soluções, é feita uma análise económica.

■ CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE SINES

A central termoelétrica de Sines situa-se no Concelho de Sines. A produção de electricidade ocorre em quatro grupos geradores idênticos, com uma potência calorífica de combustão instalada de 3 080 MW e uma potência eléctrica instalada de 1 256 MW (quatro alternadores, cada um constituído por uma turbina de fluxo axial de 314 MW).

A escolha desta central deve-se a ser a central a carvão que maior quantidade de CO₂ emite em Portugal (Quadro 7-1) e ser dotada de um equipamento de dessulfuração, tornando mais simples a implementação de um equipamento para sequestro de CO₂.

Além do sistema de dessulfuração, que reduz o teor de SO₂ por via húmida com calcário/gesso, a central tem um sistema de desnitrificação catalítica para redução do teor de NO_x.

Os gases de combustão, a uma temperatura de 160°C, passam pelos despoeiradores e depois pelo reaquecedor de gás, antes de entrarem no absorvedor. Aqui são postos em contacto (em contracorrente) com uma suspensão aquosa de calcário injectada sob a forma de spray, a qual neutraliza o SO₂ presente nos gases. Os gases já dessulfurados atravessam um separador de gotículas que retém parte da água neles contida. Após saírem do absorvedor, os gases, que se encontram a aproximadamente 47°C, são reaquecidos até uma temperatura superior a 80°C, antes de serem emitidos pela chaminé.

Relativamente às emissões de NO_x, a instalação possui, nos quatro Grupos Geradores, queimadores de baixa emissão de NO_x em combinação com o sistema BOFA (Booster Overfire Air), que permite uma redução adicional da formação deste poluente.

Este sistema permite que a combustão seja efectuada de forma faseada em duas zonas distintas: a zona de queima, onde entra o combustível e ar em défice estequiométrico, de forma a reduzir a formação de NO_x e conseguir alguma reconversão do NO formado em N₂; e, uma segunda zona, localizada acima da primeira, onde o restante ar - BOFA - é injectado a alta velocidade axial e com elevada turbulência (tendo sido para tal instalados dois ventiladores suplementares - ventiladores Booster), o que permite completar a combustão a uma temperatura menor do que na zona de queima. A eficiência de tratamento de todo este sistema é de 35%. Para melhoria da eficiência na remoção de óxidos de azoto dos gases de combustão está previsto instalar um sistema de desnitrificação catalítica, do tipo SCR (Selective Catalytic Reduction) com uma eficiência de tratamento de cerca de 60%. Este sistema consiste num reactor SCR e um conjunto de catalisadores que são atravessados pela corrente de gases de combustão e promovem a redução selectiva

catalítica, reduzindo assim os teores de NO_x , transformando este em N_2 . O pleno funcionamento deste sistema está previsto para o 1º semestre de 2011 (CCDR, 2009).

De acordo com a Licença Ambiental da Central de Sines (CCDR, 2009) a instalação consome cerca de 3 095 kt/ano de carvão importado (tipo betuminoso). São consumidas 106 t de carvão por hora, de onde resulta um consumo, em laboração contínua, de 10 000 t/dia. O carvão utilizado é transportado por navio até ao porto de Sines (navios de 150kt), e daqui através de um sistema de tapetes transportadores até à central.

Para além do carvão, são ainda consumidos outros combustíveis na instalação:

- Entre 154 700 e 309 520 t/ano (entre 5% a 10% do carvão utilizado) de biomassa ou combustível derivado de resíduos (CDR);
- Até 309 520 t/ano de coque de petróleo, com a vista à redução de 10% do consumo de carvão;
- Aproximadamente 6 061 t/ano de fuelóleo utilizado como combustível auxiliar no arranque dos grupos;
- Cerca de 18,7 t/ano de gás propano, utilizado para acendimento do fuelóleo;
- Cerca de 3,5 t/ano de gasóleo, utilizado nos grupos diesel de emergência e de incêndio.

No âmbito do presente trabalho, optou-se pela aplicação de captura pós-combustão com recurso a solventes químicos para a separação do CO_2 , por ser economicamente mais atractivo e por ser a técnica mais conhecida, visto que se aplica desde há muito na indústria.

A termoelétrica tem terreno suficiente para a instalação do equipamento necessário. No entanto, reservam-se algumas zonas que são utilizadas actualmente para aterro quer de cinzas de fuelóleo, quer para gesso proveniente do processo de dessulfuração (Figura 8-1).



FIGURA 8-1 – ESPAÇO DISPONÍVEL PARA IMPLANTAÇÃO DE EQUIPAMENTO DE SEQUESTRO CO_2 (Google Earth)

Os gases, após saída do absorvedor (saída do processo de dessulfuração) e passagem pelo equipamento de aquecimento (sistema já existente), seriam conduzidos por uma ventoinha de impulsão para um absorvedor (torre), para um equipamento de recirculação de solvente (tubagens), para um desabsorvedor (torre) com sistema integrado de aquecimento e, finalmente, para o equipamento de compressão do CO_2 (Figura 3-12).

No absorvedor, o CO_2 é retido através de uma solução aquosa de amina (solvente líquido). A solução amina- CO_2 formada é posteriormente decomposta por aquecimento, libertando CO_2 em estado puro para uma outra coluna de desabsorção (stripper). A amina é posteriormente reciclada e introduzida novamente no processo. O CO_2 passa por um processo de limpeza e compressão até atingir o estado líquido ou supercrítico.

■ CAPTURA DE CO₂

Considerando a Figura 3-15, o preço entre a construção de uma termoelétrica com captura *versus* uma termoelétrica sem captura tem um valor diferencial de 17€/MWh. Assume-se portanto que este diferencial corresponde às infraestruturas para captura. No entanto, dado que se trata de uma adaptação, este valor pode sofrer um acréscimo de 10% passando a ser de 18,7€/MWh. Dado que a energia total produzida pela instalação foi de 10 072 GWh (valores indicados na licença ambiental de 2009) o custo para equipar a central termoelétrica de Sines com infraestruturas para captura de CO₂ por absorção em aminas teria o custo total de 188 milhões de euros.

No entanto, o sequestro de CO₂ acarreta um aumento do consumo de energia estimado em 3,5 GJ/t de CO₂ capturado (incluindo o processo de compressão). Este acréscimo deve-se à temperatura de regeneração do solvente (cerca de 120°C), que reduz a eficiência de central, e à energia necessária para o processo de compressão do CO₂, admitindo-se uma queda de eficiência na ordem dos 10,4 % (incluindo a compressão do CO₂). Estes valores encontrados de aumento de consumo de energia da central e perda de eficiência são referentes a centrais termoelétricas de 800 MW, e que, tendo a central termoelétrica de Sines uma potência instalada de 1 256MW poderão estes valores sofrer ligeiras alterações; no entanto, são valores de referência pois considera-se a captura em apenas dois grupos. Desta forma e aplicando a captura a 3 075 671 toneladas de CO₂ capturada (totalizando metade das emissões) a energia anual dispendida para o processo será de 2 990 GWh (1GJ = 0.0002777778 GWh – conversão de www.iea.org).

Os custos estimados para o processo de captura de CO₂ (inclui compressão, mas não o transporte nem o sequestro) são aproximadamente de 30€/t CO₂, correspondendo a um valor (considerando que o total de emissões de CO₂ são de 6 151 342 t/ano) o valor de total seria de 184,5 M€/ano. Neste caso de estudo prevê-se a captura em apenas dois grupos correspondendo as estimativas de custo a metade deste valor ou seja 92,25 milhões €/ano.

■ LOCAL DE SEQUESTRO

A bacia Carbonífera do Douro, embora seja a mais conhecida, dado que no âmbito de sequestro de carbono em bacias carboníferas apenas se encontraram dois estudos com referência a esta bacia (Lemos de Sousa *et al.*, 2008; Sousa, 2006), situa-se a Norte de Portugal e a uma distância que poderia comprometer em termos de custo o transporte de CO₂. A bacia Carbonífera mais próxima da Termoelétrica de Sines é a bacia de Santa Susana (próximo de Alcácer do Sal, onde se extraiu hulha) mas não será considerada a sua avaliação neste trabalho pelas seguintes razões: existir pouca informação sobre a mesma e a segurança no transporte, dado que o transporte de CO₂ teria de ser realizado via terrestre com passagem por diversos aglomerados populacionais e consequente fraca aceitação pública (ver subcapítulo – “Transporte de CO₂”).

Rochas/sedimentos meso-cenozoicos da bacia Lusitânica seriam as seleccionadas para depósito de CO₂ proveniente da central de Sines.

A informação referente a esta bacia é completada pelas sondagens que foram realizadas entre 1939 (Torres Vedras) e 1983 (Barreiro-4).

A zona Sul do Tejo foi alvo de sondagens anteriormente referidas, mas as que se localizam mais próximas da Central são *onshore*: o Barreiro-1 a 4, Pinhal Novo e Montijo e duas sondagens *offshore*: Golfinho-1 e Pescada-1, todas elas localizadas na bacia Lusitânica.

Pelo facto do sequestro de CO₂ ser uma técnica pouco conhecida pela população em geral, assume-se que terá melhor aceitação o sequestro *offshore*. Será analisada uma hipótese de sequestro

onshore na bacia Lusitânica (no caso *onshore*, é adoptado o transporte por conduta, pois o transporte por estradas ou caminhos-de-ferro é aplicável para transporte em pequena escala, o que, torna quase impraticável para o caso das centrais termoelétricas).

■ DISTÂNCIAS PERCORRIDAS PARA SEQUESTRO GEOLÓGICO (ANÁLISE SIG)

Foi disponibilizada a rede viária de Sines (CMSines), foram georeferenciadas algumas estradas que ficavam fora concelho de forma a ser possível uma conexão com os furos realizados em Portugal que se situavam a uma distância relativamente próxima da fonte de CO₂ (Termoelétrica de SINES).

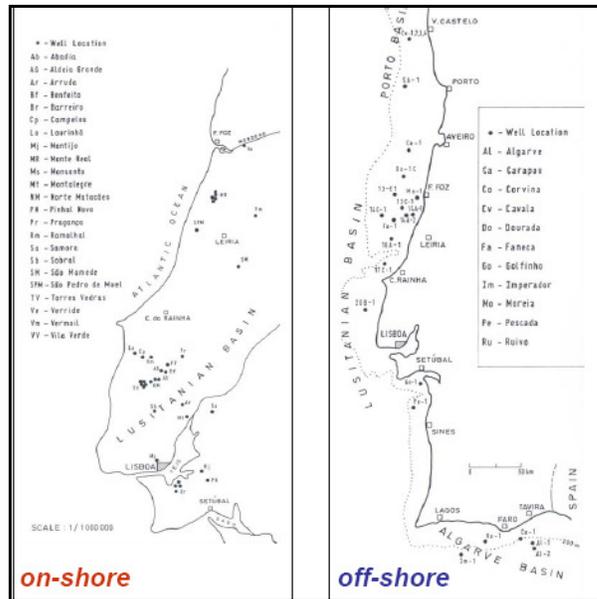


FIGURA 8-2 – SONDAGENS DE PROSPECÇÃO DE PETRÓLEO EM PORTUGAL (Machado, 2007)

As sondagens que se realizaram mais próximas da zona de Sines foram Golfinho-1 e Pescada-1 no *offshore* e os Barreiro-1 a 4, Pinhal Novo-1 e Montijo-1, todos na bacia Lusitânica. Pelas razões apresentadas no capítulo – “Transporte de CO₂” - foi escolhido quer para *onshore* quer para *offshore* o transporte por conduta. Foi posta a hipótese de transporte por via férrea na linha Central Sines - Central Pêgo (por ser uma infraestrutura já existente), no entanto não existem sondagens ao longo deste percurso, pelo que se desconhece totalmente a viabilidade de sequestro entre Sines-Pêgo.

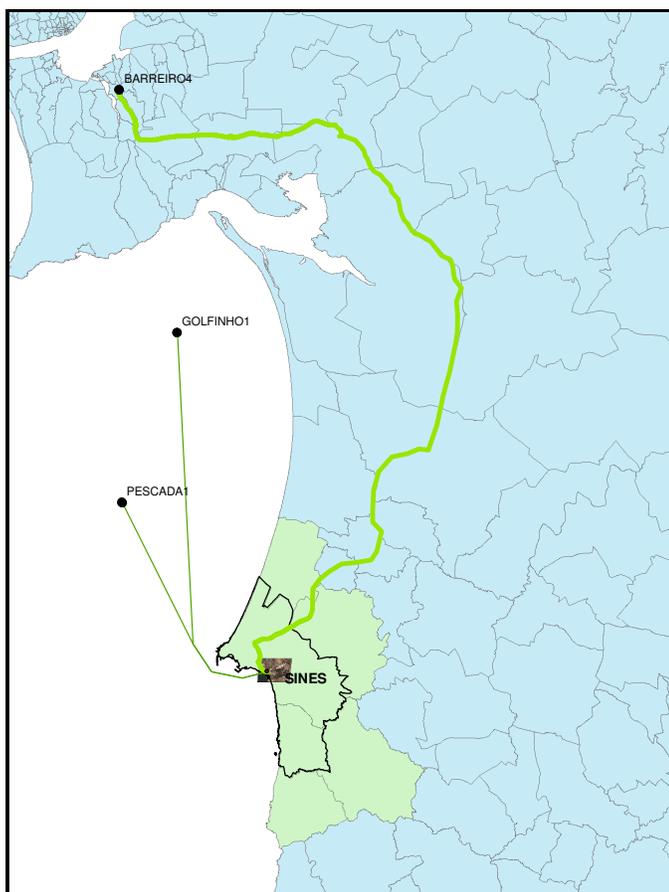


FIGURA 8-3 – DISTÂNCIAS A PERCORRER ENTRE TERMOELÉCTRICA DE SINES – LOCAL DE SEQUESTRO

O transporte por conduta dividiu-se em:

Sines–Barreiro – Optou-se por um percurso traçado por estradas existentes (foi anulada a hipótese de percorrer autoestradas) pois desta forma evita a passagem da conduta por terrenos particulares. Para este percurso, a distância calculada é de 163 km.

Sines-Golfinho-1 – Optou-se pelo caminho mais curto por conduta *offshore*, esta distância é de 55 km.

Sines-Pescada-1 – Optou-se pelo caminho mais curto por conduta *offshore*, esta distância é de 34 km.

Considerando a captura de emissões de dois grupos correspondente aproximadamente a 3 075 671 toneladas CO₂/ano, e sendo a massa volúmica em estado líquido de 600kg/m³ (Figura 3-19), considerou-se que o diâmetro¹⁵ a implantar deverá ser no mínimo 1,2 metros (considerando velocidade de 4m/s). No caso de se pretender a captura nos quatro grupos, o diâmetro a implantar seria de 1,6 metros. Considera-se ser economicamente vantajoso a implantação do diâmetro superior ficando já a infraestruturas preparada para receber de futuro a captura dos quatro grupos.

¹⁵ $Q=V*PI*(D^2/4)$

De acordo com o referido no capítulo “Transporte de CO₂”, os custos de referência disponíveis são para diâmetros de 0,9 m *onshore* e *offshore*. Considera-se 0,828 milhões de €/km (1,2 milhões de USD/km) para *onshore* e 0,897 milhões de €/km (1,3 milhões de USD/km) em *offshore* (IEA, 2008). Não foram encontradas referências para diâmetros de 1,2 metros ou 1,6 metros.

A estimativa de custo de transporte para as três hipóteses de local de sequestro poderão variar entre 25 M€ e 146,4 M€ notando-se uma grande diferença entre onshore e offshore (Figura 3-17).

QUADRO 8-1 – ESTIMATIVA DE CUSTOS PARA TRANSPORTE DE CO₂ POR CONDUTAS

	Distância (km)	Tipo	Diâmetro (metros)	CUSTO referencia IEA, 2008	CUSTO referencia IPCC (2005) <i>Onshore /offshore</i> 0,6 -1,1 / 0,9-1,3 M USD/km
Transporte de 6 151 342 toneladas de CO ₂ /ano (Total de emissões de 2008)					
Sines – Barreiro <i>Onshore</i>	163	Onshore	0,9	136,3 M € 195,6 M USD	80,7 – 146,4 M € (97,8 – 179,3 M USD)
Sines-Golfinho-1 <i>Offshore</i>	55	Offshore	0,9	49,8 M € 71,5 M USD	40,4 – 53,4 M € (49,5 – 71,5 M USD)
Sines-Pescada-1 <i>Offshore</i>	34	Offshore	0,9	30,8 M € 44,2 M USD	25,0 – 36,1 M € (30,6 – 44,2 M USD)

Da análise às três hipóteses de local de sequestro conclui-se que, escolhendo o furo do Barreiro, poderá tornar o custo apenas de transporte mais dispendioso em 75% do que comparado, por exemplo, com a hipótese de Pescada-1. Assim, ficará a hipótese de sequestro apenas nos locais Golfinho-1 ou Pescada-1.

■ VOLUME MÁXIMO DISPONÍVEL PARA SEQUESTRO

Para aplicar o método proposto pela USDOE e respectiva análise do volume disponível para o sequestro de CO₂ próximo de central termoelétrica de Sines e *offshore*, foi estimada primeiramente a área disponível da “armadilha”. A área foi delimitada a norte pela Serra da Arrábida e a Oeste pela batimétrica dos 200 metros. Para Sul e Este foi feita uma aproximação dos limites da própria bacia Lusitânia (esta estratégia de limites foi traçada, uma vez que, não foi possível obter informação em formato digital apesar das diligências tomadas junto das entidades oficiais).

Para traçar a linha da batimetria dos 200 m utilizou-se o *Google Earth* onde as diferentes cores identificam as diferentes profundidades (Figura 8-4).

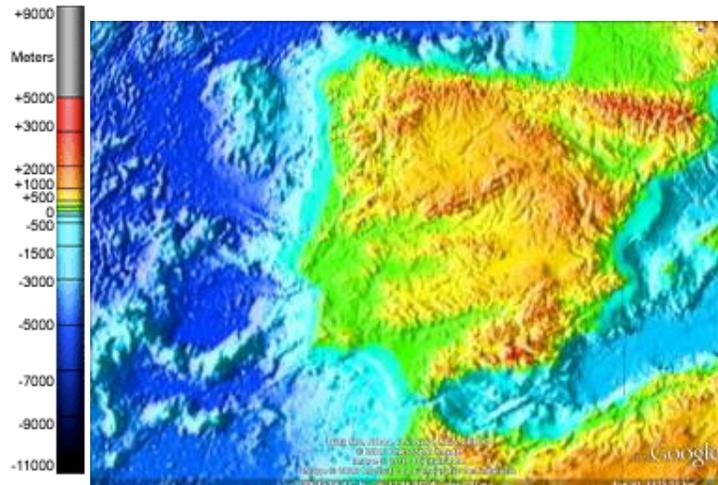


FIGURA 8-4 – IMAGEM GOOGLE EARTH COM INFORMAÇÃO SATÉLITE DE PROFUNDIDADES DOS OCEANOS (NGDC)

Para georeferenciar a imagem do Google earth para o ARCGIS, escolheram-se três pontos de referência no ARCGIS heterogeneamente distribuídos (por serem três pontos o mínimo para obter algum rigor), anotando-se as suas coordenadas. Utilizou-se a ferramenta disponível na internet – “Conversations with myself” - através do site - <http://conversationswithmyself.com>

As coordenadas, foram convertidas para o Datum Lisboa (coordenadas militares) utilizando um utilitário do Instituto Geográfico do Exército de transformação de coordenadas. Adicionou-se esta imagem no ArcGIS, georreferenciou-se a imagem e traçou-se uma linha (*polyline*) por cima da linha batimétrica dos 200 m (corresponde ao azul mais claro na Figura 8-4). A Figura 8-5 mostra a área disponível para sequestro na bacia lusitânica.



FIGURA 8-5 – ÁREA DISPONÍVEL PARA SEQUESTRO BACIA LUSITÂNIA

As sondagens *offshore* considerados como referência para a capacidade de sequestro de CO₂ não contêm a formação BENFICA como rocha confinante e a formação TORRES VEDRAS é encontrada a profundidades inferiores a 800 metros o que poderia comprometer a eficiência do sequestro. Assim, a única considerada para sequestro é a de SILVES, constituída essencialmente por arenitos, tendo esta como rocha confinante (pouco permeável) a formação DAGORDA (ver descrição no subcapítulo - Aquíferos Salinos).

Da consulta realizada aos relatórios das sondagens Golfinho-1 e Pescada-1 situados *offshore* verifica-se que o aquífero da formação de “SILVES” tem uma espessura de 160 metros e 37 metros respectivamente e, encontra-se a profundidades superiores a 1000 metros (Figura 8-6)

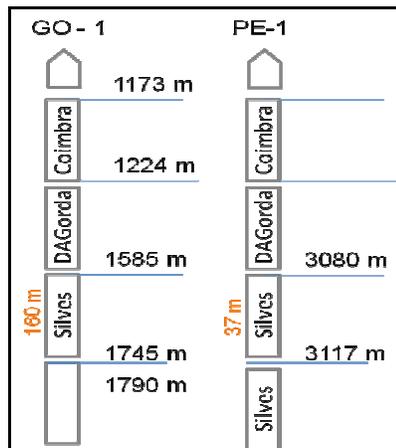


FIGURA 8-6 – PROFUNDIDADE DO GRÉS DE SILVES

Assim, o volume da formação “SILVES”, considerando que a espessura na área seleccionada seria a encontrada na sondagem “Pescada-1” (37 metros), seria de 79 649,10 km³. Se se considerar que a espessura do grés de Silves seria a encontrada na sondagem “Golfinho-1” o volume seria de 777 116,92 km³.

A porosidade (Φ) das rochas da formação de Silves é aproximadamente 7% (relativamente baixa pois além de areias tem alguns compostos argilosos e ferrosos). A massa volúmica em estado líquido do CO₂ é de 600kg/m³.

As recomendações para a variável “E” aplicando o Método de Monte Carlo (MMC) encontram-se em média entre 1% - 4% do volume. Assim aplicando a equação f) apresentada no subcapítulo “Capacidade de sequestro geológico”, a capacidade total mínima de sequestro, caso se apliquem as características encontradas em Pescada-1 (e considerando a variável E=1%), é de 33 452,622 Mt, considerando a captura de 6 151 342 t/ano (totalidade das emissões de todos os grupos) o reservatório para sequestro tem tempo de vida útil de 5 438 anos, considerando que se aplicam as variáveis mais desfavoráveis na formação geológica.

■ FUROS DE INJEÇÃO DE CO₂

Segundo o IPCC em "Carbon Dioxide Capture and Storage", o projecto Sleipner, também referente a injeção de CO₂ em aquífero salino, sequestra cerca de 2700 toneladas por dia de CO₂, o que significa que o furo existente tem a capacidade de injectar cerca de 1 Mt CO₂ anualmente. Dependendo das características geológicas do local de injeção (porosidade, permeabilidade etc.) as quantidades a injectar por furo poderão variar. Considera-se que para a captura de CO₂ da termoelectrica de Sines deverão existir cerca de 6 furos.

Tendo como referência os custos de 4 sondagens *onshore* realizadas pela Mohave em 2005 (consulta dos relatórios na DGEG):

- Aljubarrota-4 (TD 2110 m) cerca de 3,92 M€ (4,8 Milhões de USD)
- Lagoa-1 (TD 1300 m), Torres Vedras Reef G-1 (TD 1358 m) e Lapaduços-2 (TD 808 m) - cerca de 1,63 M€ (2 Milhões de USD) cada sondagem.

O custo das sondagens "shallow offshore" situou-se entre 10,5 e 14 M€ (15 e 20 milhões USD) (valores de 2008).

■ QUANTIDADES DE CO₂ A CAPTURAR PELA BIOMASSA ALGAL

A fixação de CO₂ por biomassa algal foi uma opção considerada no presente estudo dado que estas culturas já usufruem actualmente de tecnologia bem conhecida especialmente no âmbito da sua produção para fins farmacêuticos. Para calcular a respectiva quantidade de CO₂ a capturar por biomassa algal junto da central termoeléctrica de Sines, foram considerando três diferentes objectivos:

- Obrigatoriedade de substituição de 5% do carvão por biomassa. No caso da hipótese de a central querer utilizar como produto final a biomassa algal para queima. Neste caso, e considerando quantidades do ano de 2008, estes 5% correspondem a uma substituição de 183 225 toneladas de carvão/ano. Considerando o Poder Calorífico Inferior (base húmida) do Carvão utilizado em Portugal (proveniente da Austrália) de 21 996 kJ/kg e a das algas de 12 000 kJ/kg seria necessária uma produção de 335 852 toneladas de algas/ano.

- Produção de microalgas para captura de 318 025 toneladas de CO₂ por ano (que foram as licenças emitidas em excesso para 2008), e considerando que as microalgas têm eficiência de absorção de CO₂ de 90%, será necessária a produção de (349 828 t CO₂/1,83¹⁶) 191 163 toneladas de algas/ano.

- Captura em apenas das emissões dois alternadores, o que corresponde a ½ das emissões, correspondendo ao sequestro de 3 075 671 toneladas de CO₂ por ano. Considerando que as microalgas têm eficiência de absorção de CO₂ puro de 90% (de acordo com o descrito no subcapítulo “Biomassa microalgal”), a produção anual de microalgas necessária seria de 1 848 764 toneladas/ano.

Se a produtividade é de 100 t/(ha.ano) e tendo em conta que as maiores produções de microalgas em tanques ocupam 36 hectares (empresa: Cyanotech Corp com produção no Hawaii) a produção máxima seria de 36 000 toneladas/(ha.ano), o que nem chegaria a 20% do desejado no objectivo menos ambicioso (captura do total em licenças emitidas em excesso no ano de 2008).

Assim a quantidade máxima de produção de **biomassa algal** é de 36 000 t/ano o que corresponde a uma captura máxima de **65 880 toneladas de CO₂/ano**.

■ BIOREFINARIA E LAGOAS DE PRODUÇÃO DE MICROALGAS

No caso em estudo aplicado à central de Sines, optou-se por apenas seleccionar a venda directa da microalga para produtores de biodiesel ou queima directa (legislação dos 5% biomassa – Licença Ambiental).

No âmbito do trabalho, não se considera o preço da construção de biorrefinaria para conversão das microalgas em biodiesel, considerando que a EDP (Energia de Portugal) terá maior interesse em utilizar a biomassa microalgal como combustível ou para venda directa a uma biorrefinaria. No entanto, é apresentado no Anexo IV a análise económica com base no artigo “*Fuel Processing Technology*”, que considera a construção de uma biorrefinaria utilizando óleo de Colza como matéria prima e calcula apenas para fornecimento e instalação de equipamento o valor de 6,4M€ (Apostolakou, 2009).

O custo de instalação de lagoas está estimado entre 40 000€ a 80 000€/ha. Os custos operacionais, incluindo consumo energético, mão-de-obra, reagentes e custos de capital fixo (taxas, manutenção,

¹⁶ 1 t algas = 1,83 t CO₂ capturado

seguros, depreciação e retorno do investimento) representam cerca de 12 000€ por ha/ano (Gomes, 2006)

A colheita da biomassa é uma parte do processo da indústria de produção de microalgas considerada dispendiosa e problemática (Wang, 2008). A cultura é colhida a montante das pás de recirculação (Chisti, 2007). O mais comum método de colheita das microalgas inclui sedimentação, centrifugação, filtração, ultra-filtração aplicando uma floculação adicional ou uma combinação de floculação-flotação. A floculação é utilizada para agregar as microalgas e desta forma facilitar a sedimentação, centrifugação e filtração (Mata, 2009).

Considera-se importante uma estimativa aproximada de custos para esta operação e aplicando o método de floculação que se aplica nas estações de tratamento de águas residuais (ETAR) para as lamas biológicas, será aplicada uma quantidade de 4kg de floculante/tonelada de matérias seca (Metcalf, 2002). Cada kg de floculante tem um custo de cerca de 2,80 €/kg. Posteriormente à floculação existe um leque de alternativas para permitir a colheita.

Normalmente há tanques próprios para a floculação/sedimentação, pois, o meio de cultura depois de novamente ajustado, pode voltar aos tanques de cultura.

Caso seja realizada a técnica de flotação (injecção de ar pressurizado em que as partículas se juntam às bolhas de ar e flutuam permitindo a colheita através de simples pás), o gasto energético é considerável. A mesa de espessamento (a água é bombada sobre uma tela rolante porosa que permite a drenagem da água - filtração) é a solução aplicada por exemplo na empresa *Cyanotech* nas suas culturas de algas no Havai (Figura 8-7).



FIGURA 8-7 - PARTE DO PROCESSO DE COLHEITA DE BIOMASSA DE MICROALGAS ATRAVÉS DE FILTRAÇÃO EM CINTOS ROLANTES (*CYANOTECH* – HAVAI) (Chisti, 2007)

Para este último processo de colheita (mesa de espessamento) o gasto energético é elevado, cerca de 500 kWh/tonelada de matéria seca (0,18€/kWh).

A única empresa em Portugal que produz microalgas é a empresa *NECTON, S.A* (Algafuel, SA) que desenvolveu em 2007 um projecto de produção industrial de microalgas (empresa *Secil* e *AlgaFuel*) e foi galardoado com o Prémio Nacional de Inovação Ambiental em 2009 (projecto aplicado à Fábrica *Cibra-Pataias*). Não sendo fornecida informação por estas empresas do custo da tonelada de biomassa microalgal estima-se que será aproximadamente o mesmo que se encontra no mercado para biomassa florestal. O preço de biomassa microalgal é de estimado é de 50 €/t em matéria seca.

Como se pode concluir (e de acordo com o subcapítulo apresentado “Quantidades de CO₂ a Capturar pela biomassa algal”), a produção máxima de biomassa microalgal seria de 36 000 t/ano.

9. ANÁLISE ECONÓMICA

Considerando que a EDP comprou licenças CER a um custo aproximado de 17,37€ para o ano de 2008 adquiriu 318 025 licenças com um custo associado de 5,5 M€ (cinco milhões e meio de euros).

QUADRO 9-1 – ANÁLISE ECONÓMICA PARA APLICAÇÃO DE CCS NA CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE SINES

Aplicação de CCS à Central Termoeléctrica de Sines			
<i>(captura de 3 075 671 toneladas de CO₂ por ano)</i>			
	Total	Tipo de Custo	Notas
Adaptação da Central Termoeléctrica com Infraestruturas de captura	188 M€	Valor fixo total (investimento único)	
Infraestruturas para transporte	30,8 M€	Valor fixo total (investimento único)	(conduta <i>offshore</i>)
Sistema de injeção na “armadilha” – camada de Silves na bacia Lusitânica	73 M€	Valor fixo total (investimento único)	Considerando ser necessários 6 furos de injeção <i>offshore</i> (12,2 M€/furo)
Processo de Captura de CO ₂ (incluindo compressão)	92,25 M€	Valor anual	
Energia anual dispendida para o processo	* incluído no processo de captura de CO ₂	Valor anual	2 990 000 MWh
Subtotal - valor inicial de investimento	291,8 M€		
Subtotal anual	92,25 M€		

Considerando que o CO₂ capturado evita o pagamento de licenças, a aplicação da técnica CCS evita um gasto anual de 53 M€ (valor calculado para valores da tonelada de CO₂ a 17,37€).

QUADRO 9-2 – ANÁLISE ECONÓMICA PARA APLICAÇÃO DE LAGOAS PARA PRODUÇÃO DE BIOMASSA MICROALGAL NA CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE SINES

Aplicação de Captura de CO ₂ por biomassa microalgal (captura de 65 880 toneladas de CO ₂ /ano)			
	Total	Tipo de Custo	Notas
Adaptação da Central Termoeléctrica com Infraestruturas de condução dos gases de exaustão para a cultura	-----	Valor fixo total (investimento único)	
custo de instalação de lagoas (entre 40 000€ e 80 000€/ha)	2,16 M€	Valor fixo total (investimento único)	Considerando o valor de 60 000€/ha (total=36 ha)
custos operacionais (incluindo consumo energético, mão-de-obra, reagentes e custos de capital fixo - taxas, manutenção, seguros, depreciação e retorno do investimento) 12 000€/ha/ano	0,432 M€	Valor anual	36 hectares de produção
Floculante (Captura da biomassa microalgal)	0,40 M€	Valor anual	36 000 t/ano / 4kg floculante/tonelada de matéria seca a 2,80€/kg
Energia anual dispendida para o processo de captura da biomassa microalgal		Valor anual	500 kwh/tonelada de matéria seca - total de 36 000 t = 18MWh/ano
Aquisição de terrenos adjacentes à central	3,00 M€	Valor fixo total (investimento único)	
Subtotal - valor inicial de investimento	5,16 M€		
Subtotal anual	0,968 M€		

Considerando que o CO₂ capturado evita o pagamento de licenças, a biosequestração evita um gasto anual de 1,1 M€ (valor calculado para valores da tonelada de CO₂ a 17,37€). É considerado ainda um valor de lucro, respeitante à venda de biomassa produzida, de 1,8 M€/ano (considerando 50 €/t de biomassa em matéria seca).

Da análise ao Quadro 9-1 e Quadro 9-2, conclui-se que, caso a escolha de captação de CO₂ seja através de biosequestração, esta técnica terá um resultado de captura anual no máximo de cerca de 2% do total de CO₂ capturado caso a escolha de captação fosse a técnica CCS.

O IEA (2009) estima, no cenário de referência, que o preço do CO₂ em 2020 será de 29 €/t (43 USD), e em 2030 atinge os 36 €/t (54 USD). Existe ainda um outro cenário (Cenário 450) que indica que nos países da OCDE o preço do CO₂ em 2030 será de 74€ (110 USD) sendo para os restantes países de 43,9 € (65 USD).

Segundo o relatório elaborado pela National Technical University of Athens intitulado em “EU Energy Trends to 2030” o desenvolvimento da técnica CCS depende fortemente do preço do CO₂. O preço do CO₂ actualmente praticado não permite a aplicação desta técnica a preços competitivos (ecee, 2010).

Dados os custos anuais para o processo CCS aplicados à central termoelétrica de Sines conclui-se que o preço da tonelada de CO₂ deveria de ter actualmente um valor mínimo de 41,9€ para tornar a técnica competitiva, valor este, que se estima estar a ser praticado apenas em 2030.

A aplicação de biosequestração em centrais termoelétricas não se prevê que tenha por enquanto grande expressão, considerando que uma cultura apenas tem capacidade de sequestrar 1% do total de emissões de CO₂ da central termoelétrica.

10. CONCLUSÕES

O IPCC (2005) estima que a capacidade de sequestro de CO₂ é centenas de vezes superior às emissões das grandes indústrias. No entanto, os métodos usados nestas estimativas ainda se encontram em fase muito imatura, existindo algumas lacunas. Além do mais, estes métodos utilizam metodologias simplificadas, considerando que todos os poros existentes numa dada formação rochosa se encontram disponíveis para recepção de CO₂, o que de facto pode não acontecer.

As centrais termoeléctricas com maior aptidão para a aplicação da técnica CCS encontram-se actualmente em locais junto de recursos hídricos (rios ou mar) e não necessariamente junto de formações geológicas com aptidão para captura, prevendo-se que as futuras centrais já serão projectadas aplicando esta condicionante para escolha do local de implantação. Todas as estimativas ou cenários para a diminuição de emissões de CO₂ para a atmosfera incluem sempre uma parcela que considera a aplicação desta técnica.

Como resultado do presente estudo, não se espera que a biosequestração através de biomassa algal aplicada a grandes emissores tenha uma contribuição relevante no futuro próximo e que, por si só, tenha capacidade de acompanhar as emissões antropogénicas que seguem o ritmo de desenvolvimento actual, mas são estas medidas que têm um retorno de investimento a curto prazo. Quando comparado com a aplicação da técnica CCS, o investimento aplicado para a biosequestração é mínimo usufruindo de retorno quer a nível de licenças de emissão quer a nível de imagem e promoção de boas práticas aos olhos da sociedade. Para a técnica CCS será necessário um trabalho de sensibilização e informação da população. Esta mesma opinião foi conclusão de um inquérito realizado pela Universidade Fernando Pessoa (Oliveira, 2009b) intitulado “O papel da captação e do armazenamento/sequestração de dióxido de carbono no futuro da energia na Europa”.

Em Portugal, o conhecimento e investigação das formações geológicas encontra-se ainda fracamente estudado. Todas as prospeções realizadas com profundidades a mais de 800 metros são referentes a prospeções de petróleo. Este desconhecimento dificulta a avaliação das quantidades potenciais de sequestro de CO₂, o que limita os estudos nesta área, pois só fará sentido a captura se existir local de depósito final bem conhecido (quer a nível de quantidades, quer a nível de segurança e protecção ambiental). A análise realizada neste trabalho demonstrou que, a capacidade de sequestro de CO₂ poderá ser de 33 452,622 Mt na formação geológica que se encontra junto da central termoeléctrica de Sines. Esta formação teria capacidade de sequestro do total das emissões de CO₂ da Central termoeléctrica durante todo o seu tempo de vida útil. No entanto, ainda não é claro a quem pertence este espaço disponível para sequestro e quem assume a responsabilidade no caso de acidente, tal como a libertação súbita de gás.

Em Portugal, não foram ainda encontradas jazidas de petróleo ou gás rentáveis para exploração. Estes locais, pela rentabilidade associada, seriam primeiramente seleccionados para local de sequestro. Encontrando-se Portugal na UE, não existem fronteiras, especialmente quando se refere a emissões antropogénicas. Por esta razão, sendo as emissões localizadas em Portugal, não deverá à partida ficar de fora da análise o sequestro noutros países com explorações activas. As actuais prospeções na costa de Espanha e Marrocos (offshore) poderão ter um bom potencial (pela sua proximidade a Sines) como local de sequestro.

A aplicação de CCS tornará a electricidade com um custo superior quando comparada à mesma produção sem captura, o que se traduz num acréscimo que eventualmente o cliente estará disposto a pagar em detrimento de menores emissões de GEE. O investimento inicial terá de ser compensado por uma perspectiva futura de menores gastos para a central (compra de menos licenças) e, conseqüentemente, maiores lucros. No entanto, para um investimento inicial que se estima ser elevado, a aplicação desta técnica poderá ser promovida se se verificarem incentivos por parte do governo. Conclui-se que, dados os custos anuais e investimento inicial para o processo CCS, o preço praticado para as licenças de emissão (tonelada de CO₂) deveriam encontrar-se em valores mínimos de 41,9€ para que exista retorno do investimento a uma escala de tempo aceitável.

É essencial, para implementar a tecnologia CCS, que os governos e indústrias conheçam a capacidade geológica de sequestro, a jurisdição dos locais de depósito e as distâncias a que se

encontram das aplicações estacionárias de produção energética em larga escala. É urgente que sejam realizados estudos de forma a determinar com maior rigor as características geológicas existentes numa perspectiva de conhecer as capacidades reais existentes a nível nacional no que respeita a quantidades de CO₂ a armazenar. Desta forma, deveria ser incluído no plano nacional de acção este tipo de actividade.

Não se pretende que o sequestro de CO₂ utilizando a técnica CCS justifique, em paralelo, a emissão contínua de GEE, mas sim que seja uma oportunidade de redução das emissões existentes aplicada a aplicações estacionárias já existentes e, proporcionar um desenvolvimento justo (mesmas oportunidades) aos países actualmente em desenvolvimento (utilizando recursos endógenos para produção de energia, nomeadamente o carvão).

Actualmente, a Comissão Europeia, no âmbito do Plano Estratégico de Tecnologias para a Energia visa a aplicação comercial de tecnologias de captura, transporte e sequestro de CO₂ à escala industrial. Encontra-se no plano uma estratégia de financiamento para projectos que visem a aplicação da tecnologia CCS, nomeadamente para avaliação dos respectivos custos benefícios, avaliação das formações geológicas e da tecnologia.

Para Portugal está incluído na estratégia do governo a promoção de tecnologias CCS. Foi efectuada uma reserva de 800 MW em Sines para uma central de carvão limpo a instalar a partir de 2014 (colocação experimental de membranas nas chaminés para separação do CO₂ à escala industrial).

A biosequestração ao nível de aplicações estacionárias tem fraco potencial no que respeita a quantidades de redução de emissões de CO₂. No entanto, reflecte uma boa imagem de consciência ambiental, sendo uma oportunidade de investimento em projectos de investigação.

A biosequestração (através de biomassa algal) não se assume actualmente como uma oportunidade de redução nas aplicações estacionárias (grandes emissoras de CO₂) quando comparada com o sequestro geológico, no entanto, a investigação actualmente existente na área de produção de biomassa algal poderá permitir que, num futuro próximo, esta técnica tenha expressão na área de redução de emissões de CO₂, promovendo em simultâneo uma actividade económica que poderá estar associada à área da bioenergia (produção de biocombustíveis) aumentando desta forma a empregabilidade nacional. O reforço de recursos a disponibilizar no âmbito da investigação para esta área deveria ser uma aposta do governo.

REFÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aaron, Douglas and Tsouris, Costas – *Separation of CO₂ from Flue Gas: A Review*, Separation Science and Technology, 40: 1, 221-348, 2005
- ADENE/INETI, FORUM “Energias Renováveis em Portugal”, Uma contribuição para os Objectivos de Política Energética e Ambiental, Lisboa 2002
- Anderson, C.; Arora, G.; Kentish, S.; Sandler, S.; Stevens, G. – *Nanoporus Carbon Membranes for CO₂ Capture*, 2008
- Apostolakou, A.A, I.K. KooKos, C.Maraziyi, K.C. Angelopoulos – “*Fuel Processing Technology – Techno-economic analysis of a biodiesel production process from vegetable oils*” – ELSEVIER, Science Direct, 2009
- Bachu, Stefan - *CO₂ storage in geological media: Role, means, status and barriers to deployment*, Progress in Energy and Combustion Science 3 ; 2008
- Bounaceur, Roda; Lape, Nancy; Roizard, Denis; Vallieres, Cécile; Favre, Eric – *Membrane process for post-combustion carbon dioxide capture: A parametric study*. ELSEVIER. 2005
- Cabrita, I; D. Flores; M.J. Lemos de Sousa – Emissões de Gases de Estufa, Faculdade de Ciências do Porto, Departamento de Geologia, Memórias 6; ISSN 0871-1607; Porto 2000
- Caldeira, Bruno; “Captura e Armazenamento de Carbono”, Universidade Nova de Lisboa FCT, trabalho realizado no âmbito da disciplina Balanços Materiais e Energéticos da Produção de Biomassa; Novembro 2008
- Cardoso, Paulo Alexandre “Sobre a Problemática das Alterações Climáticas Globais” – Emissões de Gases de Efeito de Estufa (Eds I.Cabrita, D. Flores e M.J. Lemos de Sousa); Faculdade de Ciências do Porto, Departamento de Geologia, Memória nº6, pp.11-50. Porto 2000
- Chisti, Yusuf “Biodiesel from microalgae”, Institute of Technology and Engineering Massey University, Science Direct, 2007
- eceee, European Council for an Energy Efficient Economy, 2010
http://www.eceee.org/news/news_2010/2010-09-17a - ultima consulta Setembro 2010
- EC (2010), “European Industrial Initiative on Carbon Capture and Storage”, disponível em: <http://setis.ec.europa.eu/initiatives/technology-roadmap/european-industrial-initiative-on-carbon-capture-and-storage>
- Fan, Shuyang; Freedman, Bill; Gao Jixi, “Potential Environmental Benefits from Increased Use of Bioenergy in China”, 2007
- Giavarini, Carlo; Filippo Maccioni, Maria Laura Santarelli “CO₂ sequestration from coal fired power plants”, ELSEVIER, 2009
- Gomes, Rui “Manual do Biodiesel – Uma energia alternativa, uma solução energética”, 2006
- Gulyurtlu, Ibrahim “Carvão: Um combustível fóssil na via da sustentabilidade?” ISCTE, 2007 disponível em : <http://www.ied-pt.org>

Han, W.S., McPherson, B. Optimizing geologic CO₂ sequestration by injection in deep saline formations below oil reservoirs. *Energy Conversion and Management* 50:2570-2582; (2009).

IEA, *Energy Technology Perspectives 2008. Scenarios & Strategies to 2050*, 2008

IEA, “World Energy Outlook 2007 – China and India Insights”, OECD/IEA, 2007

IEA (2007), *Estatísticas 2007*, http://www.iea.org/stats/pdf_graphs/29TPESPI.pdf

IEA (2009), “World Energy Outlook 2009”, OECD/IEA, 2009
http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2009/WEO2009_es_english.pdf

IEA, “Biofuels for transport – An International Perspective”, OCDE, 2004

IEA, “Energy Policies of IEA Countries – Portugal”, review 2009

IEA, “Geological Storage of Carbon Dioxide – Staying Safely Underground” - Greenhouse Gas R&D Programme, 2008b ; <http://www.cslforum.org/publications/documents/geostoragesafe.pdf>

IEA, *Algae – “The Future for Bioenergy” – Summary and conclusions from the IEA Bioenergy ExCo64 workshop*, 2010

IEA, “Carbon Capture and Storage” - Progress and Next Steps (IEA/CSLF Report to the Muskoka 2010 G8 Summit); 2010 b) disponível em: http://www.iea.org/papers/2010/ccs_g8.pdf

IPCC, Working Group III, Fourth Assessment Report, *Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change*, 2007

IPCC, 2007: *Climate Change 2007 : Impacts, Adaptation and Vulnerability: Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Parry, M.L.; O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. Van der Linden, C.E. Hanson (eds.)] Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

IPCC, “Carbon Dioxide Capture and Storage”, working group III, 2005 pp3
(http://books.google.pt/books?id=HWgRvPUgyvQC&printsec=frontcover&source=gbs_navlinks_s#v=onepage&q=&f=false)

Jockenhoevel, Dr Tobias; Dr. Ruediger Schneider; Dr. Helmut Rode “Development of an Economic Post-Combustion Carbon Capture Process”, Elsevier Ltd 2009

Lemos de Sousa, Manuel; Rodrigues, Cristina; Oliveira, Gisela – “Sequestração Geológica de Dióxido de Carbono: Notas sobre o Estado-da-Arte”, 2008

Linga, Praveen; Rajnish Kumar; Peter Englezos “The clathrate hydrate process for post and pre-combustion capture of carbon dioxide” ScienceDirect, 2007

Machado, Susana.; José Sampaio; João Carvalho; Dias R.P.; A. Costa; J.T.Oliveira – “Armazenamento de CO₂ em aquíferos salinos - hipóteses para Portugal”, INETI, 2007

Macieira, F. (1948) – “Planificação Histórico-Cronológica das Pesquisas de Petróleo em Portugal” de Estudos, Notas e Trabalhos do Serviço de Fomento Mineiro, Vol. IV, fasc. II, Porto.

Market Observatory for Energy-European Commission, Report 2008 – “Europe’s energy position – present & future”, 2008 (ISBN:978-92-79-10036-9)

Mata TM, *et al.* Microalgae for Biodiesel production and other application: A review *Sustain Energy Ver* (2009), doi:10.1016/j.rser.2009.07.020

- Metcalf; Eddy - "Wastewater Engineering: Treatment and Reuse (4th Ed.)"McGraw-Hill, ISBN: 0070418780, 2002
- Michael, K; G. Allinsona; A. Golaba; S. Sharmaa;V. Shulakovaa – "CO₂ storage in saline aquifers II – experience from existing storage operations", Energy procedia1, 2009
- Notz, R; N. Asprion; I. Clausen; H. Hasse – *Selection and pilot plant tests of new absorbents for post-combustion carbon dioxide capture*, Institute of Thermodynamics and Thermal Process Engineering, University of Stuttgart, Germany, 2007
- NZEC, "Carbon Dioxide Capture from Coal-Fired Power Plants in China" - Summary Report Work Package 3, 2009
- OCDE, "OCDE Environmental Outlook to 2030" (ISBN:978-92-64-04051-9, 2008
- Oliveira, J. Tomás "Armazenamento (sequestro) geológico do CO₂ no contexto do combate às alterações climáticas" LNEG/LGM, 2009
- Oliveira,G.M.; P.N.Silva; R.L.Maia; C.F.Rodrigues; M.T.Diogo; M.A.P.Dinis;N.M.Ribeiro; M.J. Lemos de Sousa , "Tecnologias CAC e inquéritos de percepção de opinião pública sobre "O papel da captação e armazenamento/sequestração de dióxido de carbono no futuro da energia na Europa: o caso-de-estudo da comunidade Fernando Pessoa", Universidade Fernando Pessoa, 2009 b disponível em: <https://bdigital.ufp.pt/dspace/bitstream/10284/1096/1/Ebook.pdf>
- Pacheco, João, "A formação de jazigos de petróleo e a sua pesquisa. O caso Português" – conferência proferida a 15 de Novembro 1999 (Instituto Geológico e Mineiro), 1999 disponível em: http://www.dct.uminho.pt/geoforum/resumo_pacheco.html
- Quadrelli, Roberta; Sierra Peterson, "The energy-climate challenge: Recent trends in CO₂ emissions from fuel combustion" – IEA, 2007
- Roy, Jahar; Sarkar, Pinaki; Biswas, Subhashish; Choudhury, Ashim, Predictive equations for CO₂ emission factors for coal combustion, their applicability in a thermal power plant and subsequent assessment of uncertainty in CO₂ estimation; Central Institute of Mining and Fuel Research, Digwadih Campus, P.O. FRI-828108, Dhanbad, Jharkhand, India; 2008
- Santos, Ana Filipa Guimarães "*Catalisadores Heterogéneos para a Produção de Biodiesel - Metanólise do Óleo de Soja sobre Hidrotalcites de Magnésio e Alumínio Modificadas*" – Dissertação para obtenção de grau de mestre em Engenharia do Ambiente- IST Universidade Técnica de Lisboa, Novembro 2007
- SIAM PROJECT, 2002: "*Climate Change in Portugal Scenarios, Impacts and Adaptation Measures*"; Santos F.D; K. Forbes, R.Moita, GRADIVA, 181 7812/2002; p245-275
- Stangeland, Aage "A model for the CO₂ capture Potential", ScienceDirect, Norway 2007
- Sousa, Ascension Maria Mendes de; Miranda, António Mouraz; Silva, Maria Matilde Mourão de Oliveira Carvalho Horta Costa e, "Sequestração de CO₂ e produção de gás natural na bacia carbonífera do Douro", 2006
- Teixeira, R; T. Domingos; P. Canaveira – "Carbon Sequestration in biodiverse sown grasslands", 2008 disponível em: <http://www.iamz.ciheam.org/elvas2008/pdfs-proceedings/123-126%20OPTIONS%20A-79.pdf>
- Wagner, Leonard, "Biodiesel from algae oil", *Mora Associates – Clean Energy*, Research Report, July 2007 - <http://www.moraassociates.com/publications/0707%20Biodiesel%20from%20algae%20oil.pdf>
- Zebib, Tarik, "Microalgae Grown in Photobioreactors for Mass Production of Biofuel", Universidade de Rutgers, University Department of Bioenvironmental Engineering, Setembro 2008

ZEP, European Technonology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, "The final report from working group 1, Power Plant and Carbon Dioxide Capture", 2006

Recursos da Internet Consultados:

BP

<http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>

CCDR (Licença ambiental para a termoelectrica de Sines) - 2009

http://www.ccdr-a.gov.pt/licencas/docs/300_2009/LA_%20300_2009_%20CTSines.pdf

http://www.ren.pt/vPT/Electricidade/SistemaElectricoNacional/Pages/electricidade_sistema-electrico-nacional.aspx

COMUNICAÇÃO DA COMISSÃO 2007

COM (2007) 2 final, COMUNICAÇÃO DA COMISSÃO AO CONSELHO, AO PARLAMENTO EUROPEU, AO COMITÉ ECONÓMICO E SOCIAL EUROPEU E AO COMITÉ DAS REGIÕES - Limitação das alterações climáticas globais a 2 graus Célsius Trajectória até 2020 e para além desta data - <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0002:FIN:PT:PDF>

CONVENÇÃO QUADRO (tem como objectivo a estabilização das concentrações na atmosfera de gases com efeito de estufa a um nível que evite uma interferência antropogénica perigosa com o sistema climático)

<http://www.apambiente.pt/Instrumentos/ConvencoesAcordosMultilaterais/ProtocoloDeQuioto/Documents/CQNUAC.pdf>

CONVERSATIONS WITH MYSELF,

<http://conversationswithmyself.com/241> (Georreferenciar imagens com o Google Earth)

DECISÃO DO CONSELHO 2002/358/CE, de 25 de Abril disponível em:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32002D0358:PT:HTML>

DGEG, 2010

http://www.dgge.pt/dpep/pt/history_pt.htm

http://www.dgge.pt/dpep/pt/info_pt/explorstatus_hres_pt.jpg

HTTP://WWW.DGGE.PT/DPEP/PT/INFO_PT/ACREAGESTATUS_HRES_PT.JPG

EARTHRISE, 2009 – Produção e comércio de algas

<http://www.earthrise.com/company.asp>

EDP, 2006

http://www.edp.pt/pt/sustentabilidade/PublicacoesRelatorios/relatorios/Inst%20EDP%202006%20Produo/termicas_pt.pdf

http://www.edp.pt/NR/rdonlyres/67DF3EA5-B28B-436A-A1DF-9BE6D470FE55/0/termicas_pt.pdf

E.VALUE

<http://www.evalue.pt/conteudo.php?mid=30101012>

<http://www.chicagoclimatex.com/>

<http://www.rggi.org/home>

FAO, 1994

<http://www.fao.org/docrep/003/Y0900E/y0900e06.htm>

Fueleconomy, 2010

<http://www.fueleconomy.gov/feg/flextech.shtml>

IEA, 2008

http://tonto.eia.doe.gov/energyexplained/index.cfm?page=environment_how_ghg_affect_climate

IFA, 2010 - International Fertilizer Industry Association

<http://www.fertilizer.org/ifa/Home-Page/SUSTAINABILITY/Climate-change/Emissions-from-production.html>

LICENÇAS ATRIBUÍDAS

<https://rple.pt/reportAccountInstallation.do?privatelyViewed=false&accountIdentifier=118>

INSTITUTO GEOGRÁFICO DO EXÉRCITO, CAOP, Carta Administrativa Oficial de Portugal

<http://www.igeo.pt/produtos/cadastro/caop/inicial.htm>

INSTITUTO GEOGRÁFICO DO EXÉRCITO

<http://www.igeoe.pt/utilitarios/coordenadas/trans.aspx>

Monthly Electricity Statistics

http://www.iea.org/stats/surveys/elec_archives.asp

NGDC (National Geographic data center), <http://www.ngdc.noaa.gov/mgg/image/2minrelief.html>

PROJECTO EXTENSITY

<http://extensity.ist.utl.pt/index.php?tema=96>

POINTCARBON

<http://www.pointcarbon.com/> - última consulta Outubro 2009

PROPOSTA DE ATRIBUIÇÃO DE LICENÇAS DE EMISSÃO REFERENTE AO PERÍODO 2008 – 2012 (PNALE II) PARA EFEITOS DE CONSULTA PÚBLICA

http://www.apambiente.pt/Instrumentos/CELE/EnquadLegisl/Documents/PNALEII_Consulta_Lic_Emissao.pdf

PROJECTO COMET

http://www.gppq.mctes.pt/newsletter/newsletter_200910.html

REN

<http://www.ren.pt>, última consulta 13 de Outubro 2009

Sequestro Geológico de CO₂ na UE

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:EN:PDF>

TEJO ENERGIA

www.tejoenergia.com, última consulta 13 Outubro 2009

U.S CENSUS

<http://www.census.gov>

WORLD COAL INSTITUTE

<http://www.worldcoal.org/coal/uses-of-coal/coal-electricity/>

UNIÃO EUROPEIA

■ SITUAÇÃO ENERGÉTICA ACTUAL

A produção de energia na União Europeia sofreu um declínio desde 2004. Em 2006, a produção energética foi de 880 Mtep, sendo que a energia nuclear foi a de maior contributo com 30%, seguido de combustíveis sólidos com 22%, o gás com 20%, o petróleo 14% e as renováveis 14%. O declínio de produção de energia corresponde inevitavelmente a um aumento de importações e, portanto, dependência energética superior.

A energia final consumida na UE-27 encontra-se estagnada actualmente em valores de 1176 Mtep (2006). Considerando o sector energético (processo de produção) o valor é de 1825 Mtep (Market Observatory for Energy, 2008). O sector dos transportes é o maior consumidor de energia final, com um crescimento contínuo, nesta última década, que se relaciona especialmente com a adesão de novos Estados Membros e a consequente melhoria das vias rodoviárias, como é o caso da Bulgária, República Checa, Hungria, Polónia e países Bálticos. O aumento do parque automóvel, na Irlanda, Reino Unido, Dinamarca, Grécia e Espanha, também contribuiu para este aumento de consumo de combustíveis no sector.

■ COMBUSTÍVEIS/DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA

O petróleo é o combustível mais utilizado na EU-27 (673,47 Mtep), seguido do gás (437,93 Mtep), combustíveis sólidos (325,23 Mtep), nuclear (255,34 Mtep) e renováveis (129,15 Mtep) (Figura AI.1).

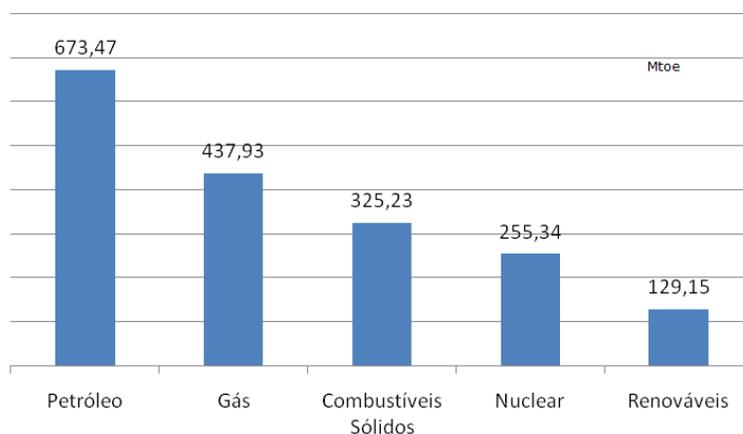


FIGURA AI.1 – TIPO DE COMBUSTÍVEL UTILIZADO PARA ENERGIA PRIMÁRIA NA EUROPA

No que respeita à dependência externa de recursos, o Reino Unido é um importante produtor de petróleo e gás e consegue responder às suas necessidades. A Dinamarca, grande produtor de

petróleo, tem actualmente um consumo de petróleo superior à produção interna. No caso de países com grande recurso endógeno de combustíveis sólidos, como é o caso da Estónia e Polónia, consomem maioritariamente estes combustíveis. A energia nuclear encontra-se representada em países tais como a França (42%), Suécia (35%), Lituânia (26%), Bulgária (24%), República Eslovaca (24%) e Bélgica (21%) (dados de 2006 em Market Observatory for Energy, 2008).

A produção energética na União Europeia é actualmente inferior a menos de metade das necessidades. Como tal, a dependência de importação encontrava-se perto de 54%, em 2006.

Do total de importações, no ano de 2006, o petróleo representou 60%, o gás 26%, e os combustíveis sólidos 13%. A importação de electricidade e renováveis foi inferior a 1%.

A União Europeia importou 608 Mtep de petróleo, em 2006. As importações de petróleo para a União Europeia têm origem na OPEP (38%), Rússia (33%), Noruega (16%) e Cazaquistão (5%). A União Europeia produz menos de 1/5 do consumo de petróleo. Países como a Lituânia, Hungria, Eslováquia e Polónia são dependentes da importação de petróleo em mais de 95% das suas necessidades.

A produção de gás natural é bastante representativa, nomeadamente no Reino Unido e Holanda, satisfazendo 2/5 das necessidades de consumo da União Europeia. A importação de gás tem origem na Rússia (42%), Noruega (24%), Argélia (18%) e Nigéria (5%). Os países como Estónia, Letónia, Lituânia, Bulgária, Eslováquia, Irlanda, Suécia e Finlândia são completamente dependentes da importação do gás, sendo a Grécia, Hungria e Áustria dependentes em mais de 80%.

Os recursos de carvão importados têm origem na Rússia (26%), África do Sul (25%), Austrália (13%), Colômbia (12%), Indonésia (10%) e Estados Unidos (8%). A Estónia, Lituânia e Chipre são quase totalmente dependentes da importação de carvão.

A Dinamarca é o único país da União Europeia energeticamente independente. A Polónia e o Reino Unido importam apenas 20% das necessidades, mas por exemplo Irlanda, Portugal, Itália e Espanha têm dependência energética na ordem dos 80%, enquanto que Malta, Chipre e Luxemburgo são totalmente dependentes de importação energética.

PORTUGAL

■ SITUAÇÃO ENERGÉTICA ACTUAL

O aumento significativo do consumo energético em Portugal teve como resultado uma forte dependência na importação de energia. O petróleo é o combustível dominante utilizado para a energia primária. O gás natural introduzido em Portugal em 1997 teve um consumo crescente e é utilizado quer para consumo energético, quer para produção de electricidade. A produção de electricidade depende fortemente da hidroelectricidade, a qual sofre variações significativas anuais de produção. O carvão é o combustível com papel relevante no "rol" de combustíveis utilizados para a produção de electricidade (IEA, 2009)

A indústria e os transportes são os sectores de maior consumo energético em Portugal (Quadro AI.1)).

O fornecimento de energia primária em Portugal aumentou significativamente entre 1990-2008 (cerca de 45% ou 2,5% por ano). Os combustíveis fósseis, maioritariamente petróleo e carvão, representam 52,89% em 2008 dos combustíveis utilizados (IEA, 2009).

QUADRO AI.1 – BALANÇO ENERGÉTICO PROVISÓRIO EM PORTUGAL, 2008

BALANÇO ENERGÉTICO provisório tep		Total de Carvão	Total de Petróleo Energético	Total de Petróleo Não Energético	Total de Petróleo	Gás Natural	Total de Electricidade	Calor	Renováveis Sem Hídrica	TOTAL GERAL
2008										
IMPORTAÇÕES	1.	2 327 219	16 295 941	310 770	16 606 711	4 163 167	923 984		0	24 021 081
PRODUÇÃO DOMÉSTICA	2.	0			0	0	1 142 338		3 164 230	4 347 598
VARIAÇÃO DE "STOCKS"	3.	- 223 603	301 617	14 056	315 673	5 945	0		- 837	97 178
SAÍDAS	4.	24 949	3 356 127	324 534	3 680 661		0	112 918	0	3 836 162
CONSUMO DE ENERGIA PRIMÁRIA	5.	2 525 873	12 638 197	- 27 820	12 610 377	4 157 222	1 953 404	0	3 147 433	24 435 339
PARA NOVAS FORMAS DE ENERGIA	6.	2 444 703	1 643 547	- 566 217	1 077 330	2 597 143	-2 810 996	-1 464 776	1 367 391	3 213 318
CONSUMO DO SECTOR ENERGÉTICO	7.	0	470 712	9 655	480 367	110 345	605 301	270 736	3	1 466 752
CONSUMO COMO MATÉRIA PRIMA			1 275 842	0	1 275 842				0	1 275 842
DISPONÍVEL PARA CONSUMO FINAL	8.	81 170	9 248 096	528 742	9 776 838	1 449 734	4 159 099	1 194 040	1 780 039	18 479 427
CONSUMO FINAL	10.	71 319	9 288 800	532 935	9 821 735	1 451 316	4 159 087	1 194 040	1 779 768	18 515 772
AGRICULTURA E PESCAS	10.1	0	346 405	379	346 784	6 181	87 218	2 366	21	442 570
INDÚSTRIAS EXTRACTIVAS	10.2	0	54 088	12 421	66 509	7 172	49 882	30 844	4	154 411
INDÚSTRIAS TRANSFORMADORAS	10.3	71 319	1 027 211	65 894	1 093 105	998 025	1 340 009	1 154 293	615 503	5 310 761
CONSTRUÇÃO E OBRAS PÚBLICAS	10.4	0	187 468	393 560	581 028	5 642	50 490		195	637 355
TRANSPORTES	10.5	0	6 628 754	50 444	6 679 198	12 077	46 677	0	1 309	6 739 261
SECTOR DOMÉSTICO	10.6	0	550 476	0	550 476	230 943	1 157 672		1 161 024	3 100 115
SERVIÇOS	10.7	0	494 398	10 237	504 635	191 276	1 427 139	6 537	1 712	2 131 299

DGEG – Divisão de Planeamento e Estatística; cortesia Prof. Isabel Cabrita (INETI), 2010

O consumo de carvão é quase exclusivo para produção de electricidade. Do Quadro AI.1 apresentado conclui-se que, do total de consumo de energia primária em Portugal, apenas 17,8% é produzida no País, o que denuncia a forte dependência energética.

A importação de energia encontra-se nos 81,23% em 2008, sendo esta percentagem bastante superior aos restantes países da União Europeia (UE-27). Maioritariamente é importado petróleo Bruto, mas também se importam grandes quantidades de gás e combustíveis sólidos. O petróleo bruto é importado de países Africanos (Argélia, Nigéria e Líbia) e do Brasil. A Nigéria e a Argélia são os principais fornecedores de gás natural. O carvão tem a sua origem na Colômbia e África do Sul (IEA, 2009).

Em 2007 o governo Português definiu novas estratégias para as energias renováveis de forma a atingir novas metas em 2010: 45% da electricidade consumida deverá ser de fontes renováveis; inclusão de 10% de biocombustíveis no total de combustíveis utilizados em transportes rodoviários e substituição de 5% a 10% do consumo actual de carvão por biomassa ou resíduos nas termoeléctricas de Sines e Pêgo (IEA, 2009).

PAÍSES EMERGENTES

■ SITUAÇÃO ENERGÉTICA ACTUAL

As principais economias emergentes, os chamados países BRIC (Brasil, Rússia, Índia e China) têm elevada densidade populacional. Estando estes países em rápido desenvolvimento, existirão naturalmente alterações no consumo energético, segurança e materiais necessários para cada economia. No cenário de referência do "World Energy Outlook" (2007), a energia primária terá um crescimento anual de 3,2% na China e 3,6% na Índia – um crescimento que será muito superior aos restantes países do mundo. Estes dois países serão os responsáveis por 45% do aumento da necessidade energética, até 2030.

Os EUA, China, Rússia, Japão e Índia contam actualmente com uma contribuição de 55% da totalidade de emissões de CO₂ com origem no sector de produção de electricidade (IEA, 2007).

A República da China é um dos maiores emissores de CO₂ a nível mundial com 4,7x10⁹ t/ano em 2004 (17% das emissões mundiais), os EUA lideram as emissões mundiais com 5,9x10⁹ t/ano (22% das emissões mundiais).

A conjugação de diversos factores tais como aumento de população, existência de grandes reservas de carvão e por ser uma economia emergente, estima-se que no ano de 2030 só na China as emissões de CO₂ irão triplicar, tendo como referência o ano 2004, atingindo valores de 10,7x10⁹ t/ano.

O rápido crescimento industrial incentiva o uso de veículos, agravando as emissões com origem no sector energético, o que contribui para a fraca qualidade do ar. A China e Índia, em conjunto, consumirão, entre 2005 e 2030, 45% do aumento total projectado a nível mundial do consumo de petróleo. Cerca de dois terços deste aumento deve-se ao sector dos transportes (IEA, 2007).

Actualmente a China e a Índia em conjunto são responsáveis por 20% do consumo de energia primária mundial (IEA, 2007).

A energia consumida pela República da China, em 2005, foi de cerca de 1,35x10⁹ tce. Este consumo foi 9,2% superior a 2004 e 61% superior a 1996. Cerca de 95% da produção energética foi com recurso a fontes não renováveis (maioritariamente combustíveis fósseis) (Fan, 2007).

■ COMBUSTÍVEIS/DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA

As reservas de carvão são mais abundantes do que as de gás ou petróleo. Segundo a BP, as reservas, em 2007 chegaram a 847488 Mt, tendo sido a produção mundial de 6395,6 Mt (3135,6 Mtep - a produção mundial foi sensivelmente a mesma que o consumo - 3177,5 Mtoeq). Contrariamente ao que acontece com o gás e petróleo, as reservas de carvão encontram-se espalhadas por cerca de 70 países. No entanto, mais de 80% das reservas concentram-se em seis países: Estados Unidos -28,6%; Rússia - 18,5%; China - 13,5%; Austrália - 9%; Índia - 6,7% e África do Sul - 5,7%.

As projecções para 2030 de crescimento de utilização de biomassa ou resíduos, tanto na China como na Índia são próximos de valores nulos. Em 2030, a China terá um consumo de 227 Mtep e a Índia de 194 Mto. Em 2005 o consumo foi de 227 Mtep e 158 Mtep, respectivamente (IEA, 2007).

Segundo o trabalho realizado por Fan (2007), a República da China tem actualmente grande produção de biomassa, embora apenas uma fracção esteja disponível para produção de energia. O autor considera que 5,23x10⁸ t (2,67x10⁸ tce) de Biomassa proveniente de campos de cereais (valores de 2003) poderão ser utilizadas para produção de energia, além de outras fontes como o biogás, Resíduos Municipais e Industriais.

Na China, a produção de metanol e etanol (fermentação) com origem no milho e cana de açúcar poderá atingir valores de, respectivamente, 0,18x10⁶ t e 0,22x10⁷ t. A fermentação de celulose (2^a geração) ainda não é produzida. No que se refere à exploração florestal para produção de biomassa, a China terá capacidade de produção já para o ano de 2020 de 3x10⁸ t/ano (1,71x10⁸ tce). Concluindo que há actualmente cerca de 4,12x10⁸ tce de biomassa disponível que poderá eventualmente ser utilizada em substituição do carvão ou outros combustíveis fósseis.

Na China, o custo de uma central de produção de energia recorrendo à bioenergia ou biometanol é actualmente 1,5 vezes superior que o custo de uma central que trabalha a carvão. Assim, o factor custo determina que deverão ser criados subsídios de forma a encorajar a produção e uso de biocombustíveis.

A técnica de CCS tem especial interesse para a China pois 70% da energia primária utiliza carvão. Segundo o relatório "Identifying Near-Term Opportunities for Carbon Capture and Sequestration (CCS) in China" de Outubro de 2009, a China tem termoeléctricas que se encontrarem particularmente próximas de locais de grande potencial para o sequestro geológico de CO₂, esta técnica aplicada especificamente à China terá custos mais reduzidos pelo facto das distâncias entre

emissão local de sequestro serem reduzidas. Na China a aplicação desta técnica poderá ser relativamente menos dispendiosa (cerca de 6,7€-13,4€ por tonelada de CO₂) (<http://www.nrdc.org/international/chinaccs/files/fchinaccs.pdf>) quando comparada com a mesma técnica aplicada a termoelétricas que não se encontrem nestas condições.

A República da China possui grandes reservas de **carvão** ($58,9 \times 10^9$ toe - cerca de 12,6% das reservas mundiais) e é também o seu maior consumidor ($1,082 \times 10^6$ toe em 2005), sendo auto-suficiente neste sector pois a sua produção de carvão é de $1,108 \times 10^9$ toe. Segundo Associação Industrial de Carvão da China o consumo tenderá a crescer 28% em 2030 comparativamente ao ano de 2005. O mesmo acontece para o gás natural: a China é auto-suficiente, com um consumo de $42,3 \times 10^6$ toe, uma produção de 45×10^6 toe (2005) e reservas de $21,61 \times 10^9$ toe (2004) com um crescimento, entre 2004 e 2005, de 21%. No que se refere ao Petróleo, o consumo, em 2005, foi de 327×10^6 t, valor bastante superior à sua produção (181×10^6 t), tendo-se notado um crescimento de 3,2% no seu consumo entre 2004 e 2005. A maior hidroeléctrica do mundo (*Three Gorges Venture*), ainda em fase de construção até 2010, com uma capacidade instalada de 18000 MW demonstra uma preocupação da República da China em investimentos desta natureza. As energias renováveis (excluindo as hidroeléctricas) quase não têm expressão na economia da República da China: representam menos de 1% da energia total consumida (Fan, 2007).

Na Índia o consumo de carvão, em 2005, foi de 208 Mtep, com projecções no cenário de referência do "World Energy Outlook" (2007) para 2030, de 620Mtep.

Anexo II. Oportunidades de Redução de Emissões de CO₂

O relatório da IEA intitulado *Energy Technology Perspectives (2008)*, considera três cenários, o cenário de Referência já publicado no *Energy Outlook (2007)* considerando o período de 2005 a 2030 mas que foi estendido para o ano 2030-2050, e os cenários *ACT Map* e o *Blue Map* ambos para o período de 2005 a 2100. Enquanto que no *ACT Map* a perspectiva seria que as emissões de CO₂ provenientes do sector energético, em 2050, se encontrem no mesmo patamar que em 2005, no cenário *Blue Map* a perspectiva seria de reduzir para metade as emissões de gases de efeito de estufa. Os dois cenários consideram que a economia energética será virtualmente descarbonizada entre os anos de 2050 a 2100. O cenário alternativo é referido também neste relatório e considera que serão aplicadas todas as tecnologias conhecidas e em desenvolvimento no âmbito de redução de emissões e aumento de eficiência energética.

Todos os cenários utilizam 2005 como o ano de base, com uma concentração de CO₂ de 385 ppm (27 Gt).

Assim, para o ano de 2050, o cenário de Referência terá concentrações de CO₂ de 550 ppm, no cenário *Act Map* uma concentração de 485 ppm e o cenário *Blue Map* terá a concentração de 445 ppm. O cenário mais ambicioso é o *Blue Map*, resultando numa estabilização das concentrações de CO₂ em 450 ppm, a partir de 2100.

Sabemos que para se ter sucesso na redução de emissões não existe uma única solução mas sim um leque de oportunidades que será necessário pôr em prática.

A eficiência energética de fim de linha (para combustíveis e electricidade) e as medidas no sector de produção de energia dominam a solução estratégica para a redução de emissões a curto-médio prazo (Figura AII.1).

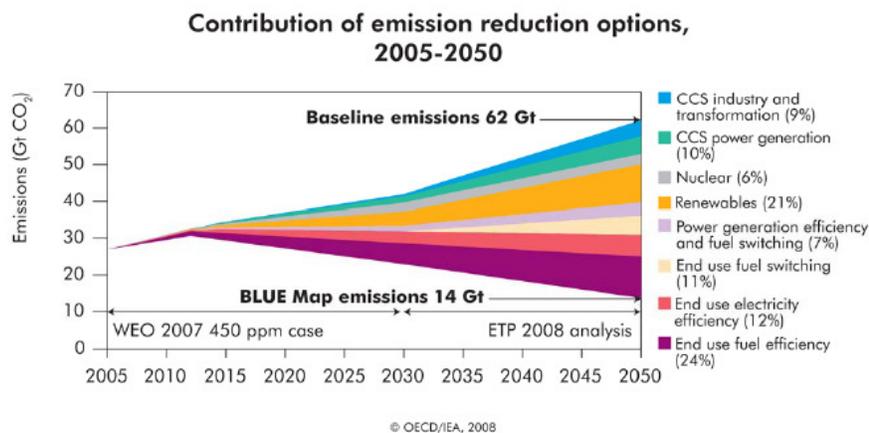


FIGURA AII.1- DIFERENTES OPÇÕES DE REDUÇÃO DE EMISSÕES E RESPECTIVAS CONTRIBUIÇÕES (IEA, 2008)

As energias renováveis contribuirão, em 2050, com 14% a 19% da redução de emissões. No cenário *Blue Map*, cerca de um quarto desta redução deve-se aos biocombustíveis (inclui recomendações de incorporação de biocombustíveis no sector de produção de electricidade).

Em 2050, os biocombustíveis de 2ª geração, no sector de transportes, contribuirão para a redução de emissões entre 1,8% a 2,2% Gt CO₂/ano.

Nos três cenários descritos no relatório *World Energy Outlook 2007* e relativamente ao sector de produção de electricidade, a maior contribuição de emissões de CO₂ deste sector terá origem nos países em desenvolvimento, maioritariamente devido ao aumento rápido de produção

comparativamente aos países da OCDE e economias de transição. No entanto, entre o cenário de referência e o alternativo, as emissões de CO₂ por cada kWh produzido diminuem significativamente como resultado não só de uma contínua aposta na eficiência energética das centrais termoeléctricas, como também pela contribuição das centrais termonucleares e das energias renováveis (IEA, 2007).

Devido à redução rígida de emissões projectadas para 2050, a eficiência energética de fim de linha e outras soluções para o sector de produção de electricidade terão de ser acompanhados pela Captura e Sequestro de Carbono (CCS) e pelo aumento da eficiência no consumo final. Em 2050, a CCS contribuirá nesta estratégia de redução no sector dos transportes e no sector de produção de energia com 4,9 Gt CO₂/ano a 9,1 Gt CO₂/ano, sendo que, no sector de produção de energia e para o cenário mais ambicioso (no que respeita a quantidade de redução de emissões) a CCS contribuirá com 4,8 Gt CO₂/ano (IEA, 2008)

Segundo o IEA (2008) e tendo como base o cenário *Blue Map*, a produção de electricidade será o sector que dará o maior contributo na redução de emissões de CO₂. No entanto, o sector de transportes será crucial para se conseguir as reduções necessárias de forma a atingir os objectivos propostos para 2050 (14 Gt), e especialmente a partir do ano 2030.

Para os países, China e Índia e no cenário alternativo proposto no “World Energy Outlook” (2007), as reduções de emissão de CO₂ têm como base uma estratégia de tecnologia mais eficiente na combustão do carvão (sector de produção de electricidade).

■ BIOCOMBUSTÍVEIS

Na Europa, os principais países produtores de biodiesel são a França, a Alemanha e a Itália. É utilizado, especialmente como mistura no combustível, diesel em 5% ou 20%. No entanto, na Alemanha, o biodiesel é vendido puro para utilização em alguns veículos com motores preparados para receber biodiesel a 100%.

A contribuição dos biocombustíveis para a redução de emissões é estimada (e seguindo os mesmos pressupostos aplicados em França) em 28 000 t/ano (éster metílico de girassol), 53 000 t/ano (éster metílico de colza) e 110 000 t/ano (bioetanol de trigo sem transformação - no caso de ser utilizado como ETBE seria 37 000 t CO₂eq evitado) (ADENE/INETI, 2002)

A existência de campos de cereais para produção de biocombustíveis está muito dependente das condições climáticas e o tipo de solo específico de cada região geográfica. O potencial de um milhão de hectares de culturas de cereais é de cerca de 200 PJ/ano a 250 PJ/ano para utilização directa na produção de calor e electricidade por combustão. No entanto, o mesmo campo de cultivo para conversão em biocombustível oferece apenas 30 a 50 PJ/ano no caso de conversão para biodiesel ou 90 a 120 GJ/h para o caso de biocombustível de 2ª geração (espécies vegetais de rápido crescimento).

No ano de 2050 e segundo o cenário *Blue Map*, serão necessários cerca de 160 Mha para culturas energéticas dedicadas à produção de biocombustíveis. Estes hectares já se encontram contabilizados nos 375 Mha a 750 Mha necessários para a produção total de biomassa.

A América do Norte e a União Europeia têm promovido através de diversos incentivos a produção/uso de biocombustíveis líquidos como etanol e biodiesel para utilização especialmente no sector de transportes.

O consumo anual de etanol no Brasil é de 10,4 Mt, a produção de etanol nos EUA para utilização de gasolina reformulada ou oxigenada foi superior a 4,95 Mt, em 2000, e a produção de ésteres metílicos de óleos vegetais na União Europeia foi de 0,68 Mt, assumindo a França e a Alemanha o papel de maiores produtores. Em 1998, os biocombustíveis utilizados em substituição de gasolina e de combustíveis, para motores diesel de transportes, não ultrapassaram 0,17% dos consumos totais de combustíveis na UE 15 (ADENE/INETI, 2002).

A produção de biocombustíveis, no que diz respeito a combustíveis líquidos, tem estado direccionada para a produção de energia através da sua combustão em equipamentos de produção de calor e especialmente para motores de combustão no sector dos transportes. A curto prazo, a aplicação comercial que se coloca ao biocombustível é a sua utilização como combustível de queima para a produção de calor e electricidade através de caldeiras, turbinas de gás e motores diesel fixos. As projecções, a preços concorrentes, indicam que o biocombustível utilizado na energia eléctrica será competitivo em mercados como a Itália, Suécia e Reino Unido, onde os custos de produção são compensados pelas taxas sobre os combustíveis fósseis e pelos programas de incentivos atribuídos às energias renováveis. Também em mercados emergentes, como o Brasil, Cuba e América Central, os biocombustíveis serão competitivos, uma vez que o acesso a biomassa de baixo custo torna possível a produção de energia a custos reduzidos (ADENE/INETI, 2002).

O desenvolvimento de fileiras de produção de biocombustível em Portugal encontra-se fortemente condicionado pela baixa produtividade das culturas agrícolas com potencial energético, pela ausência de excedentes agrícolas mobilizáveis para a produção energética, pela influência de produção mesmo em termos alimentares, das culturas mais capazes para a produção de biocombustíveis e pela falta de aproveitamento das áreas de pousio para a produção de culturas não alimentares. Estes factores contribuem para que o preço expectável dos biocombustíveis, produzidos em Portugal, só em condições muito particulares possa ser considerado competitivo face ao preço actual dos combustíveis convencionais, mesmo considerando uma exoneração fiscal (ADENE/INETI, 2002).

Os álcoois tais como o etanol ou o seu derivado ETBE (reação do etanol com isobuteno na presença de um catalizador); o metanol ou o seu derivado MTBE (reação do etanol com isobuteno - subproduto da indústria de refinação do petróleo) poderão ser utilizados em motores de combustão como substitutos de gasolina. Tanto o etanol como o metanol poderão ser obtidos a partir de fermentação alcoólica dos açúcares simples de produtos agrícolas como a cana de açúcar ou a beterraba. Se a matéria prima não for constituída por açúcares simples, mas por polímeros de hidratos de carbono, terá de ser efectuada a hidrólise dos polímeros, numa primeira fase, seguida da fermentação alcoólica dos açúcares obtidos na etapa hidrolítica (caso dos cereais – ex. milho).

Outra matéria prima possível para a produção de etanol é a celulose (biocombustível de 2ª geração), que embora seja uma matéria prima abundante e de baixo custo, a sua fermentação é mais difícil e mais dispendiosa do que as matérias primas referidas anteriormente.

Os esteres metílicos de óleos vegetais obtidos através de matérias primas tais como girassol, colza, palma etc., poderão ser utilizados em motores de combustão diesel. A reação do óleo vegetal com metanol rompe as ligações triglicéridos e são então formados esteres metílicos dos ácidos gordos constituintes, este processo é chamado de transesterificação. As propriedades físicas e químicas dos esteres metílicos são muito semelhantes às propriedades do gasóleo desde que depurados de glicerina, metanol não reagido ou óleo vegetal puro.

Os biocombustíveis têm potencial para substituir os combustíveis actualmente utilizados nos veículos. O Etanol poderá ser misturado até 10% com a gasolina utilizada nos actuais veículos sem ser necessária qualquer modificação. Nos motores a diesel, o biodiesel poderá ser utilizado a 100% sem necessidade de qualquer alteração do motor, podendo, no entanto surgir alguma incompatibilidade com os materiais utilizados no sistema de combustível (do depósito à bomba injectora), pelo que, a borracha natural, o polipropileno, o polivinil e o fluorossilicone devem ser substituídos por materiais compatíveis com o biodiesel (Gomes, 2006).

As reduções não são na proporção de 1:1 dado que os biocombustíveis têm menor poder energético. No processo de produção de biocombustíveis, e segundo a avaliação “well-to-whells”, é utilizado 0,15 a 0,20 litros de combustível para a produção de 1 litro de biocombustíveis (utilização de combustíveis de petróleo no processo de produção de fertilizantes, equipamento agrícola, transporte de matérias primas e no processo de fabrico do combustível).

As reduções de GEE do etanol e do biodiesel são significativas quando comparadas com combustíveis como gasolina e diesel. Especialmente, são estimadas grandes reduções no caso do etanol de cana de açúcar e celulose (IEA, 2004).

O potencial de produção de algas para a produção de biocombustíveis (biocombustível de 3ª geração) consegue trazer novas perspectivas, pois esta opção não compete com o sector alimentar no que respeita a terras agrícolas disponíveis, podendo ser cultivadas em terras actualmente não aráveis e por esta razão não exploradas (IEA, 2010).

Esta oportunidade tem sido objecto de estudos recentes, como por exemplo, da Comissão Executiva da Agencia Internacional de Energia (IEA) para que se conheça a sua viabilidade comercial.

■ BIOMASSA

Especialmente nos países da OCDE, a utilização de biomassa corresponde actualmente a mais de 10% do total do consumo de energia primária (45±10 EJ/ano ; 1070±240 Mtep/ano). Dois terços desta biomassa é utilizada tradicionalmente em países em desenvolvimento para consumo doméstico. A quantidade de biomassa utilizada para consumo na produção de electricidade e calor em edifícios e indústrias é cerca de 8 EJ/ano (190 Mtep/ano) e cerca de 1,7 EJ/ano (40 Mtep/ano) para biocombustíveis líquidos, para o sector de transportes (IEA, 2008).

No cenário *Blue Map* é estimado que em 2050 a biomassa estará potencialmente disponível para a produção de 150 EJ/ano (3605 Mtep/ano), representando 20% do total da energia primária mundial. Isto significa que 15 mil milhões de toneladas de biomassa deverão ser produzidas por ano (IEA,2008). Esta projecção de biomassa disponível em 2050, no cenário *Blue Map* é inferior às projecções anteriores, o que poderá estar relacionado com a disponibilidade de terrenos e a produção sustentável de biomassa (limitando o volume de produção). Estima-se que aproximadamente 75 EJ/ano de biomassa terá origem em resíduos florestais e agrícolas e os restantes 75 EJ/ano com origem em cereais para fins energéticos. Esta projecção requer a ocupação de 375 Mha a 750 Mha de terrenos.

A disponibilidade de terrenos para a produção de biomassa com fins energéticos depende de certa forma das variações populacionais, das mudanças constantes nos padrões de dieta, do aumento de produtividade (uso de transgénicos), entre outros. A competição para a utilização de terras e água para a produção de alimentos aumenta o custo da produção de biomassa, o que faz sentido no âmbito do incentivo a procura de terrenos não cultivados e aplicação de um maior esforço no aumento de produtividade nas florestas (IEA, 2008).

IEA (2007) estima que, em 2050, cerca de 100 EJ/ano de biomassa poderá ter origem em resíduos e desperdícios do sector agrícola, 125 EJ/ano em novas produções em terras aráveis ou de actual pastoreio e ainda 75 EJ/ano em campos de cereais para produção de energia em terras marginais ou degradadas. Estes valores são projecções referentes a um total de recurso a biomassa de 300 EJ/ano (IEA, 2008).

A biomassa é bastante volumosa, tem deterioração rápida, é de difícil manejo e acondicionamento, e é caracterizada como tendo uma densidade energética baixa (GJ por unidade de peso ou volume) quando comparada com o petróleo ou carvão (IEA, 2008).

■ IMPACTES NO USO DE COMBUSTÍVEIS ALTERNATIVOS

O aumento do uso da biomassa como fonte energética poderá ter alguns impactes negativos. A colheita dos resíduos dos campos de cereais poderá reduzir a carga orgânica do solo alterando a fertilidade do mesmo, o mesmo poderá acontecer em solos florestais com as limpezas intensivas da sua biomassa residual. Aos poucos, o ecossistema tenderá a sofrer alterações, podendo mesmo pôr em risco a biodiversidade. Outros riscos socioeconómicos poderão emergir, particularmente os associados à segurança alimentar e preços dos alimentos.

ANEXO IV. PROYECTOS DE SEQUESTRO EM AQUIFEROS SALINOS

ProjectID	Name	Location	Type	Status	Scale	Project Start Year	Injection Start Year	Injection Finish Year	Total Storage (kt)
69	In Salah	Krechba, Algeria	Saline Aquifer	Injection Underway	Commercial		2004		17000
75	Nagaoka	Nagaoka City, Japan	Saline Aquifer	Completed	Micro Pilot Test Pr	2000	2003	2005	10.4
80	Ketzin	Ketzin, Brandenburg, Germany	Saline Aquifer	Injection Underway	Pilot	2007	2008	2010	60
86	Sleipner	Sleipner Field, North Sea	Saline Aquifer	Injection Underway	Commercial		1996		20000
87	Snhøvit	NE of Hammerfest, Barents Sea	Saline Aquifer	Injection Underway	Commercial		2008		23000
91	Alberta Basin (Acid Gas)	Alberta, Canada	Saline Aquifer	Injection Underway	Commercial	1989	1990		
99	Frio	Liberty County, Texas, USA	Saline Aquifer	Monitoring Underway	Pilot	2002	2004	2004	1.6
130	MGSC Decatur	Decatur, Illinois, USA	Saline Aquifer	Planned	Demonstration	2008	2009	2012	1000
134	MRCSP - Cincinnati Arch	Duke Energy East Bend facility, Kentucky, USA	Saline Aquifer	Planned	Pilot	2008	2009		3
129	MRCSP Appalachian Basin	Shadyside, Ohio, USA	Saline Aquifer	Werk Underway	Pilot		2008		3
128	MRCSP Michigan Basin	Gaylord, Michigan, USA	Saline Aquifer	Monitoring Underway	Pilot		2008	2008	10.241
131	WESTCARB Rosetta-Calpine Saline	Rio Vista, California, USA	Saline Aquifer	Planned	Micro Pilot Test Pr	2007	2009	2009	2
104	WESTCARB Salt River	Northeast Arizona, USA	Saline Aquifer	Planned	Micro Pilot Test Pr	2007	2009	2009	2
114	Gorgon	Barrow Island, WA, Australia	Saline Aquifer	Planned	Commercial		2009		129000

FIGURA AIV.1. PROYECTOS DE SEQUESTRO EM AQUIFEROS SALINOS (Michael, 2009)