

**Mestrado Integrado em Engenharia Química**

***Produção de Metanol a partir de Biomassa Vegetal:  
Um novo processo integrado***

**Tese de Mestrado**

desenvolvida no âmbito da disciplina de

**Projecto de Desenvolvimento em Ambiente Empresarial**

**Ana Isabel da Silva Barbosa Magalhães Queirós**



**Departamento de Engenharia Química**

Orientador na FEUP: **Professor Adélio Mendes**

Orientador na empresa: **Engenheiro Miguel Gil Mata**

**Julho de 2009**



*Para ser grande*

*Para ser grande, sê inteiro: nada  
Teu exagera ou exclui.  
Sê todo em cada coisa. Põe quanto és  
No mínimo que fazes.  
Assim em cada lago a lua toda  
Brilha, porque alta vive*

Ricardo Reis

*Toda a informação presente neste trabalho é de carácter confidencial.*

## Agradecimentos

Ao Professor Doutor Adélio Mendes pela orientação, presenteando-me sempre com ideias úteis, pela amizade, dedicação e pela constante e necessária motivação, sem as quais esta jornada teria sido muito mais difícil.

Ao Eng<sup>o</sup> Miguel Gil Mata porque conseguiu que me dessem a oportunidade de integrar a equipa SONAE neste meu primeiro contacto com a realidade empresarial e por partilhar os seus conhecimentos.

Ao Eng<sup>o</sup> João Palmeiro, porque de uma forma aparentemente distante, mostrou-se muito próximo e atento aos meus problemas, tentando promover ajuda e mostrar-me o caminho.

Ao Eng<sup>o</sup> Fernando Guimarães, pelo seu constante interesse e disponibilidade, pela simpatia que demonstrou e que tanto influenciou o meu desempenho, por me brindar com algum do seu vasto conhecimento, partilhar comigo ideias e pontos de vista e permitir que eu visse o lado positivo.

Aos “rapazes” da cogeração, Bruno, Pedro, Cláudio, Sr. Contente, Sr. Artur e Nélson, pelo companheirismo, amizade, motivação e ajuda preciosas. Por me deixarem partilhar o espaço e roubar-lhes tempo.

Ao grupo de almoço, Sr. Ernesto, Eng<sup>a</sup> Lucília, Dr<sup>a</sup> Isabel, Dr<sup>a</sup> Ana e Sr. Luís pela simpatia e por me fazerem “sentir em casa”;

Ao Bruno Coelho, por partilhar comigo o seu conhecimento, pela disponibilidade e apoio.

Aos meus Amigos, em especial à Joana, Pati, Gaspar, Raquel, Paula e Cátia por me mostrarem que “estão sempre lá para mim”, por saberem aquilo que preciso, por me mostrarem que nunca estamos sozinhos. Porque a Geografia emocional somos nós que a fazemos.

À minha Mãe, porque ninguém torce ou se esforça tanto por mim. Por me inspirar e me ter ensinado tanta coisa, por ter feito de mim quem sou, pela força... por ser a melhor mãe do mundo.

Ao meu Irmão, por sempre partilhar tudo comigo, por se preocupar e cuidar de mim, pela motivação e confiança, pela protecção. Vasquinho: “Life is a journey, not a destination”.

À minha Família, sempre presente, principalmente aos meus Tios, por gostarem de nós como filhos, porque sempre me apoiaram e desejaram-me o melhor.

Ao meu Pai e avô Manel, porque, cada um à sua maneira, sempre confiaram em mim. Por me terem dado tanto, por me terem ensinado valores como a união e a partilha. Por serem pessoas tão boas e por terem tornado a minha vida melhor e mais rica.

Ao meu namorado, Baltazar, que me proporcionou uns magníficos 6 anos (de certeza, multiplicar-se-ão por 10), que me mostra que quando tudo cai em cima de nós há alguém que nos vai salvar, porque “tudo o que influencia a tua vida, mexe com a minha”, por ser o meu melhor amigo.

## Resumo

O desenvolvimento de um processo viável de produção de metanol a partir de biomassa implica um conhecimento alargado das tecnologias disponíveis e em desenvolvimento. Para isso, é preciso compreender os processos elementares que constituem uma fábrica de metanol e as variáveis relevantes. As fontes de energias renováveis, se aplicadas conjuntamente, podem permitir que o sector energético caminhe rumo à sustentabilidade, fortalecendo o abastecimento de vectores energéticos, face às necessidades crescentes da sociedade, fornecendo combustíveis alternativos. Os biocombustíveis de segunda geração, como o metanol, ao contrário dos de primeira geração, não ameaçam a estabilidade económica e de fornecimento dos produtos alimentares. A grande maioria destes biocombustíveis têm menores emissões de gases de efeito de estufa do que os combustíveis fósseis.

A gaseificação de biomassa vegetal tem atraído o maior interesse entre as tecnologias de conversão termoquímica uma vez que proporciona uma maior eficiência processual e apresenta um produto gasoso com maior teor de hidrogénio, este necessário à síntese do metanol.

O processo estudado consiste na produção de gás de síntese baseada na gaseificação pressurizada de biomassa vegetal, com a produção subsequente de uma matéria-prima industrial de alto valor, o metanol. Este tanto pode ser usado directamente como combustível na indústria automóvel ou como reagente na produção de biodiesel.

O grande desafio, actualmente, é tornar estes processos de conversão de biomassa viáveis numa escala comercial, embora a maioria dos processos utilizados já tenham passado da escala laboratorial para fases piloto. A proposta feita no âmbito deste projecto é inovadora e vai para além do estado da arte, propondo a integração de uma unidade de biomassa com uma unidade solar.

A unidade proposta deverá produzir cerca de 20 mil toneladas de metanol, cerca de 52 GWh de energia eléctrica e cerca de 25 GWh de energia térmica e consumirá cerca de 100 mil toneladas de biomassa (húmida) e 1250 toneladas de hidrogénio por ano, tendo uma eficiência energética global de cerca de 70 %. Este valor é muito superior aos melhores valores de referência da literatura. O hidrogénio suplementar necessário à produção do metanol deverá provir duma unidade a energia solar.

A unidade proposta deverá custar cerca de 50 milhões de euros e ter um custo de produção de cerca de 5 milhões de euros por ano e proveitos anuais de cerca de 10 milhões de euros.

Palavras-chave: Energia renovável, Gaseificação, Biomassa, Metanol, Trigeriação.

## Abstract

The development of a viable production of methanol from biomass implies an extensive knowledge of the available and in development technologies. For this the perception of all the basic processes that constitute a methanol factory and its major variables is essential. The sources of renewable energy, if applied together, can allow the energy sector heads towards sustainability, fortifying the supplying of energy vectors and facing the growing needs of society, by supplying alternative fuels. The second-generation biofuels, like methanol, opposite to the first generation, do not threaten the economic stability or the normal distribution of alimentary goods. The great majority of these biofuels have a minor ratio of gas emissions from the greenhouse effect than the fossil fuels.

The gasification of vegetable biomass has attracted greater interest among the thermochemical conversion technologies, providing greater process efficiency, presenting a gaseous product with higher content of hydrogen, greatly needed to the synthesis of methanol. The studied process consists on the production of syngas from the pressurized gasification of vegetable biomass, with the subsequent production of an industrial raw material of high value, the methanol, which can be used directly as fuel for the car industry or as a reagent in the biodiesel production.

The current challenge lies in scaling this biomass conversion processes up to a commercial level, even though the majority of used processes have already passed from the laboratory scale to pilot phases. The proposal made in the scope of this project is innovative and goes beyond the state of the art, proposing the integration of a unit of biomass with a solar unit.

The proposed unit should produce around 20 thousand tons of methanol, 52 GWh of electric energy and 25 GWh of thermal energy and will consume around 100 thousand tons of biomass (wet) and 1250 tons of hydrogen yearly, having a global energy efficiency of around 70%. This value is far superior to the best reference values in previously published literature. The additional hydrogen needed to the production of methanol should come of a solar unit.

The production costs are around 5 million Euros yearly and the initial investment is around 50 million Euros. The revenues are around 10 million Euros yearly.

Keywords: Renewable energy, Gasification, Biomass, Methanol, Trigeration.



# Índice

<b>Índice.....</b>	<b>i</b>
<b>Notação e Glossário.....</b>	<b>iii</b>
<b>1 Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1 Enquadramento e Apresentação do Projecto .....	6
1.2 Contributos do trabalho .....	6
<b>2 Estado da Arte .....</b>	<b>7</b>
<b>3 Descrição Técnica e Discussão dos Resultados .....</b>	<b>18</b>
3.1 Cogeração a partir de combustíveis fósseis ou a partir de resíduos.....	18
3.2 Metanol, energia eléctrica e energia térmica .....	20
3.3 Descrição do processo proposto.....	20
3.3.1 Manuseamento e preparação da matéria-prima .....	21
3.3.2 Processo de gaseificação Carbona .....	21
3.3.3 Secagem da biomassa .....	22
3.3.4 Alimentação da biomassa .....	22
3.3.5 Gaseificação da biomassa .....	23
3.3.6 Arrefecimento do gás.....	23
3.3.7 Remoção de partículas .....	23
3.3.8 Fornecimento de dióxido de carbono.....	24
3.3.9 Reciclagem de carbono.....	24
3.3.10 Fornecimento de oxigénio e sistema de azoto .....	24
3.3.11 Remoção de Enxofre.....	24
3.3.12 Remoção de dióxido de carbono.....	25
3.3.13 Síntese de Metanol.....	26
3.3.14 Unidade de ciclo combinado.....	30
3.4 Metanol e hidrogénio como combustíveis e transportadores de energia .....	31
3.5 Análise energética.....	36
3.6 Análise económica.....	37

<b>4</b>	<b>Conclusão .....</b>	<b>40</b>
<b>5</b>	<b>Avaliação do Trabalho Realizado .....</b>	<b>41</b>
5.1	Objectivos Realizados.....	41
5.2	Limitações e Trabalho Futuro .....	41
5.3	Apreciação final .....	41
	<b>Referências.....</b>	<b>42</b>
	<b>Anexo 1: Ciclo de vapor .....</b>	<b>44</b>
	<b>Anexo 2: Tarifa média indicativa para produção de energia eléctrica a partir de fontes de energias renováveis .....</b>	<b>45</b>
	<b>Anexo 3: Balanços Materiais.....</b>	<b>45</b>
	<b>Anexo 4: Avaliação económica .....</b>	<b>47</b>
	<b>Anexo 5: Utilização de fontes de energias renováveis e fósseis.....</b>	<b>49</b>
	<b>Anexo 6: Protocolo de Quioto e perspectivas da OCDE .....</b>	<b>52</b>
	<b>Anexo 7: Dificuldades inerentes à gaseificação .....</b>	<b>53</b>
	<b>Anexo 8: Comparação de custos de investimento e de produção entre vários biocombustíveis. ....</b>	<b>54</b>
	<b>Anexo 9: Gaseificação e a investigação em processos de conversão nos últimos anos .....</b>	<b>55</b>

## Notação e Glossário

### *Lista de Siglas*

ABFBG	Atmospheric Bubble Fluidized Bed Gasifier
ACFBG	Atmospheric Circulating Fluidized Bed Gasifier
ANF	Autoridade Nacional Florestal
CE	Comissão Europeia
$CF_t$	Cash-flow no ano $t$
CHP	Combined Heat and Power
$C_{TCI}$	Custo de investimento inicial total
DGRF	Direcção Geral dos Recursos Florestais
DMFC	Direct Methanol Fuel Cells
EBITDA	Earnings Before Interest and Taxes Depreciation and Amortization
FICFB	Fast Internal Circulating Fluidized Bed
FTS	Fischer-Tropsch Synthesis
GEE	Gases com Efeito de Estufa
IFN	Inventário Florestal Nacional
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
MDF	Medium Density Fiberboard
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
PBFBG	Pressurized Bubble Fluidized Bed Gasifier
PCFBG	Pressurized Circulating Fluidized Bed Gasifier
$t$	Tempo de recuperação do investimento
$TIR$	Taxa interna de Rentabilidade
UE	União Europeia
VAL	Valor Actual Líquido

# 1 Introdução

A Terra tal como a conhecemos está a mudar. O crescente impacte da actividade humana no ambiente e sobretudo sobre o clima é hoje uma preocupação central da sociedade e dos governos. O clima, ao mudar, afecta vários aspectos da nossa vida: saúde, bem-estar e economia. Mas se as mudanças a curto prazo são inevitáveis, a Humanidade ainda tem oportunidade de se proteger e salvar o Planeta, preservando o meio ambiente.

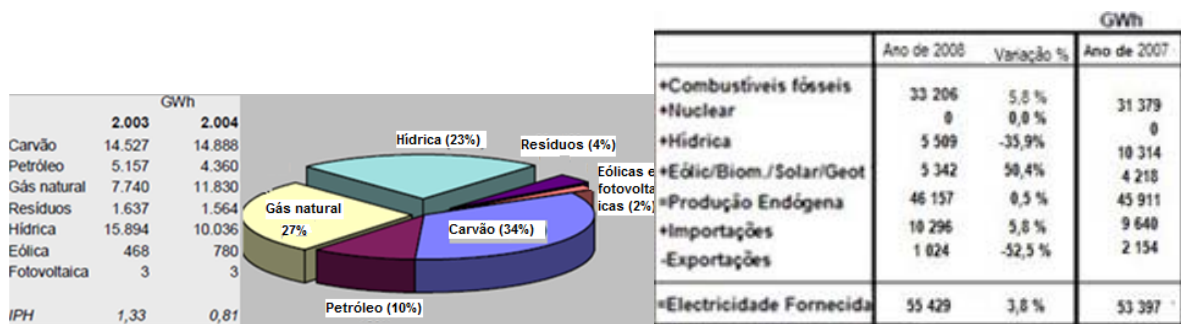
No mundo em crescente globalização a proposta e adopção de políticas, por Portugal, para o sector ambiental não podem ser encaradas numa perspectiva estritamente nacional tendo, obrigatoriamente, que atender às decisões e compromissos assumidos nas instituições internacionais (tanto regionais como mundiais). Destaca-se, nos acordos internacionais, a ratificação por Portugal e pela União Europeia (UE) do Protocolo de Quioto (1997), a qual implica compromissos quanto à redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) [1]. O Protocolo impôs tectos que implicam um limite máximo de emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), que presentemente Portugal tem dificuldade em cumprir.

A crescente preocupação da sociedade com questões ambientais deve influenciar as decisões dos dirigentes quanto às possibilidades de utilização das fontes energéticas. Dentro deste aspecto, os combustíveis fósseis são os mais visados, devido à emissão de uma quantidade de CO<sub>2</sub> que o planeta não tem condições de assimilar a longo prazo e também pela possibilidade de emissão de óxidos de enxofre e azoto [2]. Neste contexto, as fontes de energias não poluentes e renováveis são as que melhor atendem às necessidades sociais. As energias renováveis são todas as formas de energia cuja taxa de utilização é inferior à sua taxa de renovação. As suas fontes podem ter origem terrestre (energia geotérmica), gravitacional (energia das marés), solar (energia armazenada na biomassa, energia de radiação solar, energia hídrica, energia térmica oceânica e energia cinética do vento e das ondas) e fusão nuclear. Também são consideradas fontes de energia renovável os resíduos agrícolas, urbanos e industriais. Portugal é rico em recursos energéticos renováveis; dispõe de sol, água, vento, biomassa e geotermia [3].

O aproveitamento das fontes de energia renovável não deve ser desligado dos problemas da economia em geral. Particularmente, deve ser encarado dentro de um conjunto de políticas, medidas e acções que, no seu todo, constituem a política energética nacional, a qual assenta em três vertentes: segurança de abastecimento energético, sustentabilidade, concorrência e competitividade. A segurança de abastecimento energético tem como principais preocupações a diminuição da dependência energética externa, a adequação do nível mínimo de reservas estratégicas dos principais combustíveis, a promoção da utilização de recursos endógenos e o fomento da eficiência energética. A sustentabilidade prossegue objectivos relacionados com a adequação ambiental dos processos de produção e utilização da energia, incentivando a sua utilização racional e a redução das emissões

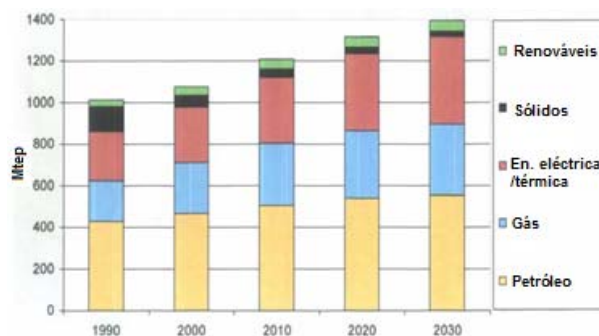
associadas à produção e utilização da energia. Finalmente, a concorrência e competitividade apelam à promoção da defesa dos consumidores e a competitividade das empresas, associadas à melhoria da qualidade de serviço [1].

Actuar apenas do lado da oferta, sem reduzir consumos energéticos ou racionalizar o uso da energia, não resolve os problemas de segurança, de dependência ou de sustentabilidade. As energias renováveis não podem resumir-se à produção de energia eléctrica. O país importa 85 % da energia primária que consome (gás natural, carvão e petróleo) o que representou, em 2005, uma factura de 6 mil milhões de euros e, em 2004, 4,8 mil milhões de euros. Além disso, o país gasta muito mal a energia; para produzir uma unidade de riqueza (PIB) Portugal utiliza o dobro de energia primária que a média dos países da União Europeia. Na figura 1 apresenta-se a energia eléctrica produzida a partir de energias fósseis e renováveis em Portugal.



**Figura 1:** Energia eléctrica produzida a partir de fósseis e renováveis em Portugal (adaptado de [4] e [5]).

A Comissão Europeia (CE) calcula que uma poupança da cerca de 20 % da energia primária total consumida na Europa até 2020 (cerca de 380 Mtep/ano) representaria uma economia anual de 150 mil milhões de euros aos preços actuais do petróleo. De acordo com a CE a produção de petróleo da UE diminuirá nos próximos 30 anos devido a exaustão dos poços existentes no Mar do Norte [6]. A figura 2 exhibe o consumo actual europeu de energia e uma previsão da mesma até 2030.

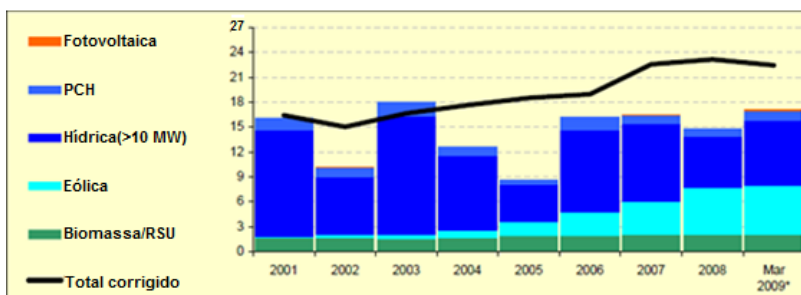


**Figura 2:** Consumo final de energia pela UE (2006) (adaptado de [6]).

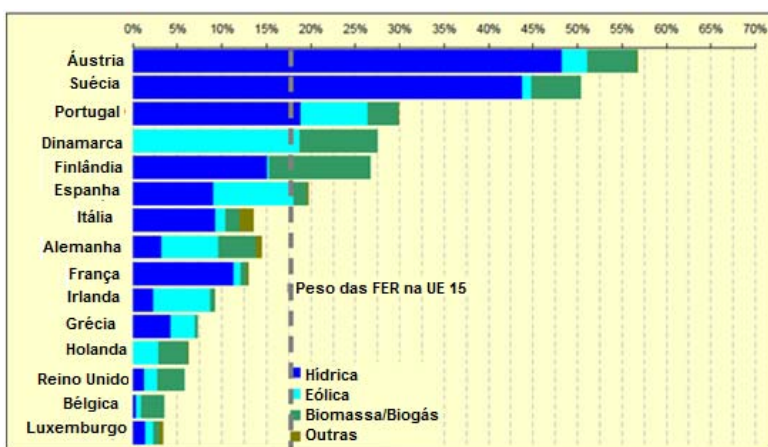
Existem ainda compromissos comunitários que estabelecem a obrigatoriedade de assegurar, até 2010, a produção de 39 % de energia eléctrica a partir de fontes renováveis. De acordo com a Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro (que aprova a Estratégia Nacional para a

Energia) deve “atenuar-se a dependência energética do exterior pela exploração mais intensiva e racional dos recursos energéticos próprios ou endógenos, tendo especialmente em conta a eficiência energética e tomando em consideração metas ambiciosas no que diz respeito às energias renováveis e à eficiência energética” [7]. Em Portugal, a potência total instalada em energias renováveis para a produção de energia eléctrica cresceu anualmente cerca de 9 % entre 2002 e 2008, representando actualmente no país 32,2 % do consumo total energético, sendo a biomassa responsável por 14 % deste valor. Na figura 3 está patente a contribuição de cada energia renovável para a produção de energia em Portugal e na EU na figura 4.

A Biomassa, a mais antiga forma de energia renovável, é utilizada há milhares de anos. Contudo, a sua taxa de utilização relativa decresceu com o aumento da utilização de combustíveis fósseis. Actualmente, cerca de 13 % do abastecimento mundial de energia primária é garantido pela biomassa mas existem grandes discrepâncias regionais: nos países desenvolvidos cerca de 3 % das carências energéticas são garantidas pela biomassa, enquanto no continente africano a taxa varia entre os 70-90 % [8].



**Figura 3:** Evolução da energia produzida a partir de fontes renováveis em Portugal (TWh) (adaptado de [9]).



**Figura 4:** Peso das energias renováveis na produção de energia eléctrica na UE (adaptado de [9]).

O Homem está a redescobrir as vantagens da biomassa. Os potenciais benefícios incluem a redução das emissões de carbono, se forem geridas (durante a produção, transporte e utilização) de forma sustentável, o aumento da segurança energética pela diversificação das fontes de energia e utilização de fontes locais, a criação de proveitos adicionais para os sectores agrícola e florestal e a redução de resíduos. Segundo o Inventário Florestal Nacional realizado pela Direcção Geral dos Recursos

Florestais (DGRF), entre 2005 e 2006, a floresta portuguesa ocupa 3,4 milhões de hectares, ou seja, 38,4 % do território nacional. Em clima mediterrânico estas práticas contribuem para o ordenamento e boa utilização dos territórios e são também um instrumento de redução dos incêndios florestais [1]. Segundo o relatório provisório da Autoridade Nacional Florestal (ANF), “já ardeu o quádruplo dos hectares” nos cinco meses e meio de 2009 do que no período homólogo de cada um dos últimos dez anos, registaram-se mais 1929 ocorrências e arderam mais 9036 hectares. Os incêndios florestais afectaram uma área total de 17262 hectares. Os especialistas consideram que a acumulação da vegetação nas florestas portuguesas nos últimos três anos é favorável a fogos de maior intensidade. Há uma acumulação "extraordinária da biomassa" (arbustos e ervas) que associada a altas temperaturas e ventos fortes, poderá provocar incêndios com uma intensidade muito elevada [10]. As florestas armazenam carbono em mais abundância que toda a atmosfera da Terra. Quando as florestas e os seus solos são queimados libertam quantidades imensas de carbono que constituem 20 % dos gases com efeitos de estufa libertados em todo o Planeta [11]. Na figura seguinte, está representado o ciclo de emissões da biomassa florestal.



**Figura 5:** Biomassa é energia solar. O ciclo neutro da biomassa (adaptado de [4]).

A forma mais barata, mais usada e mais simples de utilização da biomassa para gerar energia é a queima. As novas tecnologias, comercialmente disponíveis, para a conversão de biomassa a electricidade incluem a co-combustão e gaseificação. As instalações de co-combustão utilizam biomassa como fonte complementar de energia a um combustível convencional, geralmente carvão. A gaseificação converte biomassa sólida através de oxidação parcial a alta temperatura num gás combustível contendo, principalmente, monóxido de carbono e hidrogénio. O gás produzido pode, então, ser queimado numa turbina a gás ou motor de combustão interna para gerar electricidade.

O interesse em biocombustíveis tem aumentado nos últimos anos e as principais razões por detrás disto são a ambição internacional de reduzir as emissões de gases de estufa e a questão de usufruir de uma fonte segura de energia. Os combustíveis fósseis não irão desaparecer por completo, mas o seu custo irá aumentar até a um nível comparável à produção de biocombustíveis.

As emissões gasosas dos veículos, reguladas legalmente, estão constantemente a diminuir por unidade mas, com o aumento contínuo da procura de transporte individual, no global continuarão a ser um problema crescente. À medida que as emissões de NO<sub>x</sub>, hidrocarbonetos e partículas continuam a diminuir, a atenção nas emissões de CO<sub>2</sub> irá aumentar.

Os biocombustíveis são combustíveis produzidos a partir de matéria de biomassa através de diferentes processos químicos ou biológicos. Hoje a biomassa é a única fonte renovável disponível para a produção de biocombustíveis líquidos de alto valor como o metanol, o etanol ou o biodiesel. Estes combustíveis renováveis podem oferecer alternativas aos combustíveis fósseis de transporte tradicionalmente provenientes do petróleo.

Estes factos levaram a União Europeia a adoptar a Directiva dos Biocombustíveis em 2003. Esta directiva prevê metas não vinculativas para a substituição de uma fracção do combustível de transporte por biocombustíveis. A meta para 2005 era de 2 %, subindo para 5,75 % em 2010. A Quercus pediu a revisão desta meta nacional que, a ser cumprida, será à custa de importação de biocombustíveis com todas as implicações que isso pode representar. Após a apresentação em relatório da substituição em 2005, este indicava um valor de substituição de 1,4 % [12]. Novas medidas estão previstas incluindo a adição de 10 % do combustível de substituição ao combustível tradicional até 2020 e tornar este objectivo juridicamente vinculativo. A publicação *Caminhos para 2050* indica que, nesse ano, a taxa de biocombustíveis para transporte rodoviário pode chegar aos 15 %, bem acima dos 1 % actuais.

Qualquer material que seja fonte de carbono poderá ser convertido em gás de síntese e este em metanol. Assim, a biomassa pode tornar-se a fonte preferencial deste composto no futuro. O metanol é o hidrocarboneto oxigenado líquido mais simples, mais seguro e mais facilmente armazenado e transportado. Pode ser obtido pela combustão incompleta dos combustíveis fósseis, principalmente pela conversão oxidativa do metano (evitando o passo intermédio de produção do gás de síntese). É um combustível excelente, com um índice de octanas igual a 100, e que pode ser adicionado à gasolina como aditivo. É ainda utilizado para gerar electricidade em células de combustível.

Para além de combustível e meio de armazenamento de energia, o metanol é uma matéria-prima profusamente utilizada para produção de químicos tais como formaldeído, ácido acético, uma grande variedade de compostos, incluindo polímeros, tintas, materiais de construção, químicos sintéticos, produtos farmacêuticos e proteínas unicelulares. O metanol pode ser convenientemente convertido por um passo catalítico a etileno e/ou propileno (processo methanol-to-olefin, MTO) que servem como essência da produção de hidrocarbonetos sintéticos e compostos relacionados (compostos correntemente produzidos recorrendo a combustíveis fósseis), como se pode observar na figura 6 [13].

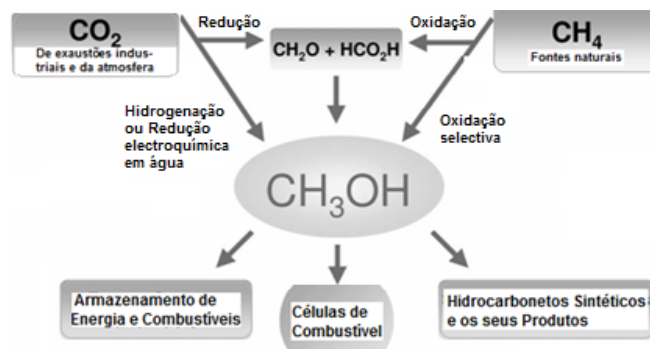
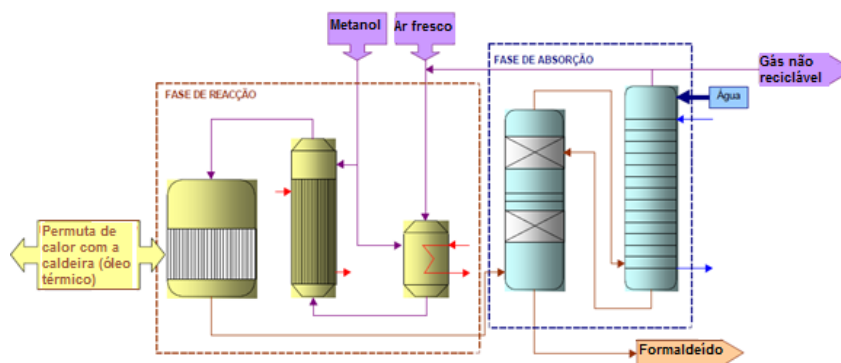


Figura 6: A “Economia do Metanol” (adaptado de [13]).

O objectivo principal deste trabalho é a análise da viabilidade técnica do processo de produção de metanol a partir de biomassa, apresentando alternativas e tecnologias recentes. Esta análise é feita tendo em atenção a realidade nacional e incluindo os interesses da empresa SONAE e sinergias com tecnologias recentes de aproveitamento de energia solar. Foi estabelecido como objectivo secundário uma análise da viabilidade ambiental e económica do projecto.

## 1.1 Enquadramento e Apresentação do Projecto

O Projecto de Desenvolvimento em Ambiente Empresarial decorreu na SONAE, no pólo da Maia. A EuroResinas, pertencente ao grupo SONAE Indústria, dedica-se à produção de formaldeído (por oxidação do metanol, utilizando o processo patente na figura 7) que, posteriormente, é utilizado pela própria fábrica na produção de resinas. Estas são usadas no fabrico de aglomerados de madeira, MDF (Medium Density Fiberboard) e laminados, além de serem também utilizadas pela indústria têxtil e corticeira. Cerca de 90 % dos produtos da EuroResinas destinam-se a clientes do grupo SONAE (fornecem toda a península Ibérica) sendo o restante fornecido a clientes externos. As principais resinas são as de Ureia - Formaldeído (UF), Melamina - Formaldeído (MF), Fenol - Formaldeído (PF) e Melamina Ureia – Formaldeído (MUF). A fábrica consome anualmente cerca de 60 mil toneladas de metanol.



**Figura 7:** Esquema simplificado do processo de produção de Formaldeído (tecnologia PERSTORP).

## 1.2 Contributos do trabalho

O grupo SONAE possui diversas centrais de cogeração distribuídas pelos diversos pólos. Durante o desenvolvimento do Projecto, contactou-se com a realidade de uma instalação de cogeração alimentada a gás natural. A SONAE Indústria tem diversas fábricas que produzem biomassa residual que pode ser usada na síntese de metanol que o grupo actualmente compra ao exterior. O processo apresentado no Projecto incorpora a produção de energia eléctrica e térmica. A inovação do projecto reside na produção simultânea de metanol e da possível integração sinérgica da unidade de biomassa com uma unidade solar de produção de hidrogénio; em Portugal não existem processos de gaseificação de biomassa em grande escala, muito menos com a produção de metanol.

## 2 Estado da Arte

Nesta secção expõe-se a evolução cronológica da gaseificação, apresentada na figura 1, assim como as rotas de conversão de biomassa. Serão, também, apresentadas as tecnologias mais recentes e as investigações em curso.

O metanol foi inicialmente produzido a partir de madeira; daí o nome por que ficou conhecido: “álcool da madeira”. Esse processo foi abandonado na primeira metade do século 20, devido à insuficiente eficiência dos gaseificadores. Contudo, a dependência dos países estrangeiros para o abastecimento energético, as crescentes preocupações com o ambiente, bem como o esgotamento dos recursos fósseis (como foi citado na secção anterior) levaram a reconsiderar uma utilização mais ampla da biomassa para corresponder às necessidades energéticas mundiais.

**Tabela 1:** Evolução histórica e principais motivos para o renascimento do interesse pela gaseificação.

<b>1861</b>	Siemens constrói o primeiro gaseificador industrial
<b>1871-1878</b>	Surge o petróleo como fonte combustível
<b>1940</b>	Aparecem as primeiras reservas de gás natural
<b>1940-1945</b>	Segunda Guerra Mundial (Gasogénio)
<b>1974-1984</b>	Crise do petróleo
<b>1990</b>	Queda do preço do petróleo
<b>1992</b>	Problemas ambientais (Aquecimento Global)

Os combustíveis produzidos a partir de biomassa podem ser obtidos através de diferentes processos:

**Combustão ou queima directa:** Transformação da energia química do combustível em calor por meio das reacções dos elementos constituintes dos combustíveis com oxigénio (o ar ou o oxigénio são fornecidos além da quantidade estequiométrica).

**Gaseificação:** Aquecimento da biomassa em presença de oxidante (ar ou O<sub>2</sub>) em quantidades menores do que a estequiométrica, obtendo-se um gás combustível composto de CO, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e outros. Deste gás, utilizando-se catalisadores, pode-se obter adicionalmente metanol, hidrogénio e amoníaco.

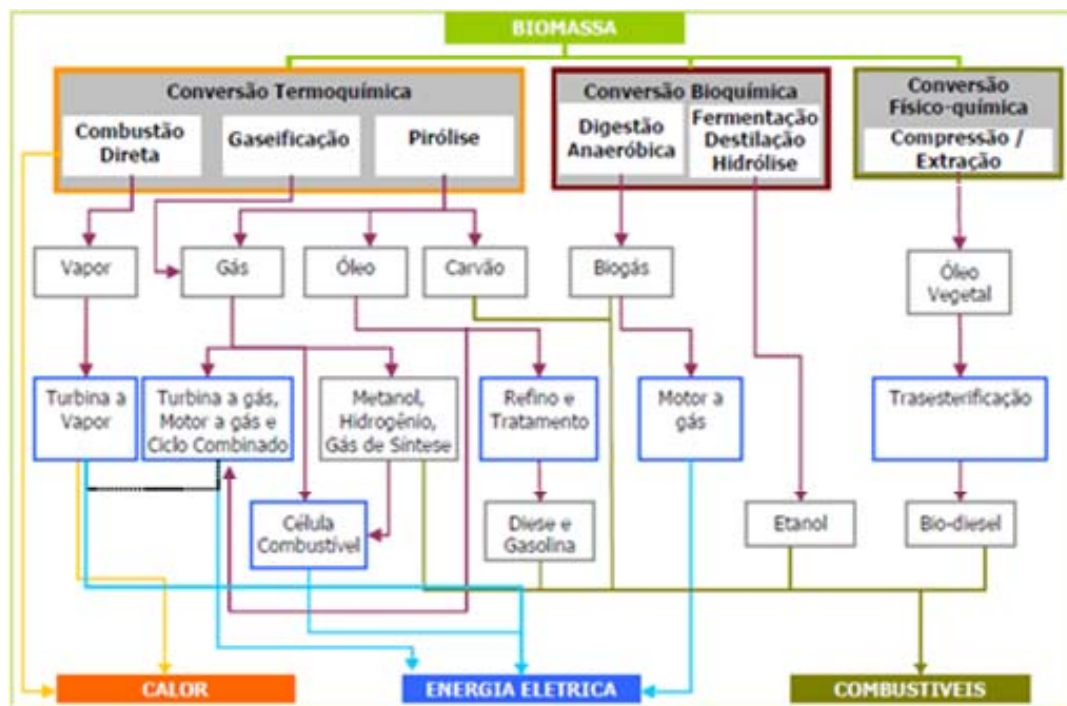
**Pirólise:** Aquecimento da biomassa em ausência de oxidante (oxigénio). Obtém-se um gás combustível, produtos líquidos (alcatrão e ácido pirolenhoso) e uma substância carbonosa que pode ser convertido em carvão activado. É o processo usado na fabricação do carvão vegetal.

**Liquefacção:** Processo de produção de combustíveis líquidos por meio da reação da biomassa triturada em meio líquido com monóxido de carbono na presença de um catalisador alcalino; obtém-se um líquido viscoso ( $P = 150-250$  bar,  $T = 300-350$  °C,  $t = 10-30$  min).

**Fermentação:** Conversão anaeróbia de compostos orgânicos pela ação de microrganismos, em grande parte dos casos, da levedura *Saccharomyces cerevisiae*. No caso da fermentação alcoólica o substrato orgânico é a sacarose e os produtos são essencialmente o etanol e o gás carbônico.

**Digestão Anaeróbia:** Conversão anaeróbia de compostos orgânicos, pela ação de microrganismos, para a produção de biogás (metano e CO<sub>2</sub>) serve-se de microrganismos acidogênicos e etanogênicos.

A biomassa como fonte de energia apresenta diversas rotas de conversão, como pode ser visto na Figura 8. Apresenta uma extensa variedade de fontes que vão desde os resíduos agrícolas e florestais, a industriais e urbanos até às culturas dedicadas.



**Figura 8:** Rotas tecnológicas de conversão energética de biomassa (adaptado de [14]).

Com a primeira crise do petróleo ressurgiu, então, uma tecnologia antiga que é a gaseificação da biomassa. Houve muitas iniciativas a nível de pesquisas para a gaseificação como opção energética. Com a transformação do carvão em gás ficou mais fácil o seu transporte. O gás é um transportador energético mais limpo e foi usado como iluminação. Os motores que usam gás têm uma vida maior que aqueles que usam combustível líquido.

O gaseificador é um equipamento complexo que pode oferecer diversas configurações e parâmetros. A variável mais importante num processo de gaseificação é o tipo de reactor. Foram desenvolvidos 4 tipos de reactores de gaseificação de biomassa: reactores de leito fixo, reactores de leito fluidizado de

borbulhamento, reactores de leito fluidizado circulante e reactores de fluxo arrastado. Esquemas simples dos variados gaseificadores são exibidos na figura 9.

A gaseificação em leito fixo – a matéria a ser gaseificada só se move por acção da gravidade - é uma técnica adequada para a conversão de quantidades relativamente pequenas de biomassa. Os gaseificadores de leito fixo de fluxo ascendente poderiam, em princípio, ser desenvolvidos para maiores capacidades, mas essa não têm sido a tendência. É importante notar que a facilidade com que uma tecnologia pode ser desenvolvida na sua escala (*scaling-up*) é uma das questões de maior importância em todos os processos de conversão energética da biomassa. Na geração de energia eléctrica, os gaseificadores de leito fixo têm sido empregados na alimentação de motores de combustão interna, em sistemas de capacidade entre 100 kW e 10 MW [15].

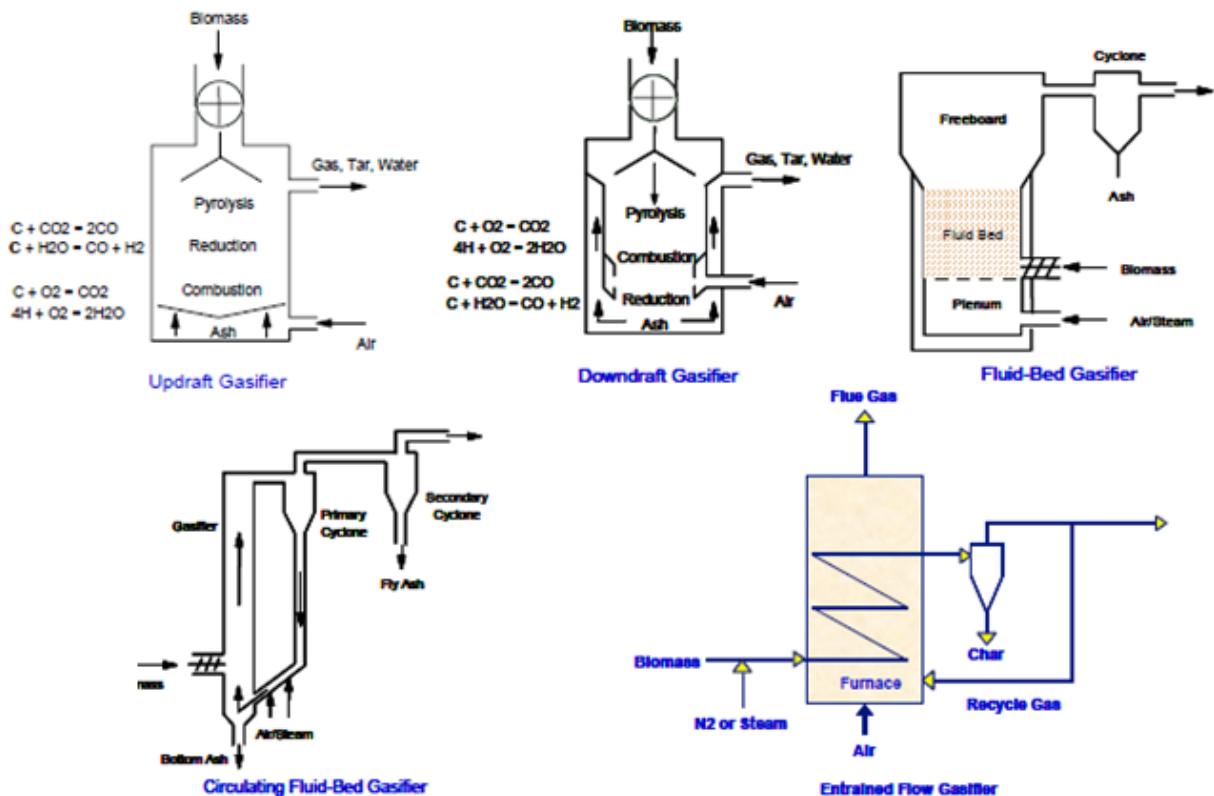


Figura 9: Tipos de Gaseificador (adaptado de [15]).

Os gaseificadores de leito fixo podem ser classificados como *updraft* e *downdraft*. Os gaseificadores *updraft* representam os gaseificadores mais antigos e simples. Este é um reactor em contracorrente, onde o combustível é introduzido no topo através de uma tremonha selada ou por uma válvula rotativa e flui no sentido descendente, através do reactor, para uma grelha onde a cinza é removida. O meio de gasificação, ar ou oxigénio, possivelmente vapor, é introduzido na parte inferior à grelha e flui no sentido ascendente, através do reactor. No fundo do reactor (zona de combustão) o carvão vegetal arde, formando dióxido de carbono e vapor de água que fluem, ascendentemente, pelo leito em contracorrente com os sólidos que descem.

A temperatura de combustão é superior a 1200 °C. Na zona de redução o CO<sub>2</sub> e a H<sub>2</sub>O são, parcialmente, reduzidos a CO e hidrogénio através de uma reacção a uma temperatura entre 800-1200 °C. Na zona de pirólise estes gases contactam com biomassa seca a uma temperatura entre os 400 e os 800 °C.

Os gaseificadores de fluxo ascendente ou contra-corrente produzem gases com poucas partículas mas com altos teores de alcatrão. Não é indicado para veículos motorizados. Correntes de ar e vapor são injectadas para manter as cinzas abaixo da temperatura de fusão e para facilitar a conversão do carvão. O gás produzido neste processo tem baixa velocidade e baixa temperatura. A baixa temperatura de operação cria uma quantidade considerável de óleo condensado e alcatrão no gás produzido. Entretanto, o efeito filtrante do leito e a baixa velocidade de vapor produzem um gás com baixa concentração de partículas sólidas que requer uma grande quantidade de combustível denso e uniforme.

Na gaseificação *downdraft* o ar e o produto fluem na mesma direcção que o sólido do leito. Estes gaseificadores estão principalmente projectados para minimizar a produção de hidrocarbonetos e óleos. A humidade da mistura deverá ser abaixo dos 20 % de modo a manter as altas temperaturas requeridas para a desfragmentação. Uma variação neste tipo de reactores é o gaseificador de fluxo cruzado onde o ar é introduzido tangencialmente no fundo do gaseificador. O princípio de operação deste gaseificador é o mesmo do gaseificador de *downdraft*. Os gaseificadores de fluxo descendente, ou co-corrente, produzem gases com baixos teores de alcatrão e de material particulado. O baixo rendimento, grande teor de humidade e dificuldade de manuseio de altas quantidades de cinzas são problemas comuns nos pequenos gaseificadores descendentes. São mais indicados para motores de combustão interna do que os *updraft*.

Os gaseificadores de leito fluidizado têm sido utilizados na conversão termoquímica da turfa, já há muitos anos, mas ainda não existe muita experiência na conversão da biomassa, pelo menos, a grande escala. Nos equipamentos desse tipo, emprega-se um material, como meio fluidizante, que arrasta consigo a biomassa, aumentando o contacto desta com o elemento oxidante e, conseqüentemente, aumentando as taxas de reacção. O gaseificador em leito fluidizado é, então, caracterizado por um excelente contacto entre sólido e gás, promovendo uma circulação vigorosa das partículas, favorecendo as reacções que envolvem o processo possibilitando, ainda, uma uniformidade da temperatura do leito [15].

Neste tipo de equipamento utiliza-se um elemento (como a areia) para servir de leito o qual será aquecido e mantido em suspensão (fluidizado) por um fluido que pode ser o ar. A biomassa é introduzida no leito e entra em combustão quando contacta, a alta temperatura, com as partículas que o constituem.

O desempenho desse tipo de equipamento depende das características da biomassa que é utilizada, do agente oxidante, bem como dos parâmetros de operação do reactor como: temperatura do leito,

velocidade superficial, pressão do reactor e carga de biomassa.

Os gaseificadores de leito fluidizado podem ser do tipo borbulhante ou circulante. Nos gaseificadores borbulhantes as partículas arrastadas pelo processo não são enviadas de volta para o leito e trabalha com velocidades menores que a de transporte pneumático. A alimentação da biomassa é feita directamente na zona do leito. Poderá ser adicionado um ciclone à unidade, para que as partículas possam voltar para o leito. Nos gaseificadores de leito fluidizado circulante as partículas arrastadas pelos gases são enviadas de volta para o leito, através de um ciclone, mantendo-se em circulação. Opera próximo ao regime de transporte pneumático e possui uma maior conversão de carbono pelo maior tempo de residência das partículas.

Os gaseificadores de leito fluidizado são mais adequados à conversão de uma maior quantidade de biomassa; sistemas com capacidade entre 10 e 20 toneladas de biomassa por hora já são operacionais. São, também, mais flexíveis quanto às características da alimentação podendo ser empregados na conversão de biomassa com mínimas necessidades de processamento anterior à alimentação. Em função dessas vantagens (além do controlo mais fácil) é o princípio que tem sido empregue em quase todos os projectos de desenvolvimento de sistemas de gaseificação integrada em ciclos combinados ou IGCC (do inglês, Integrated Gasification Combined Cycle).

Há dois modos de fornecer calor: directa e indirectamente. No fornecimento de calor directo, o calor requerido para a gaseificação vem da combustão do carvão no reactor. No modo indirecto, o carvão removido do gaseificador é queimado num recipiente separado. A vantagem desta situação é que os subprodutos da queima do carvão não se misturam com os produtos da gaseificação.

A relação  $H_2/CO$ , patente na tabela 2, pode ser ajustada durante o condicionamento do gás utilizando-se a reacção de *shift* ( $CO + H_2O \rightleftharpoons H_2 + CO_2$ ).

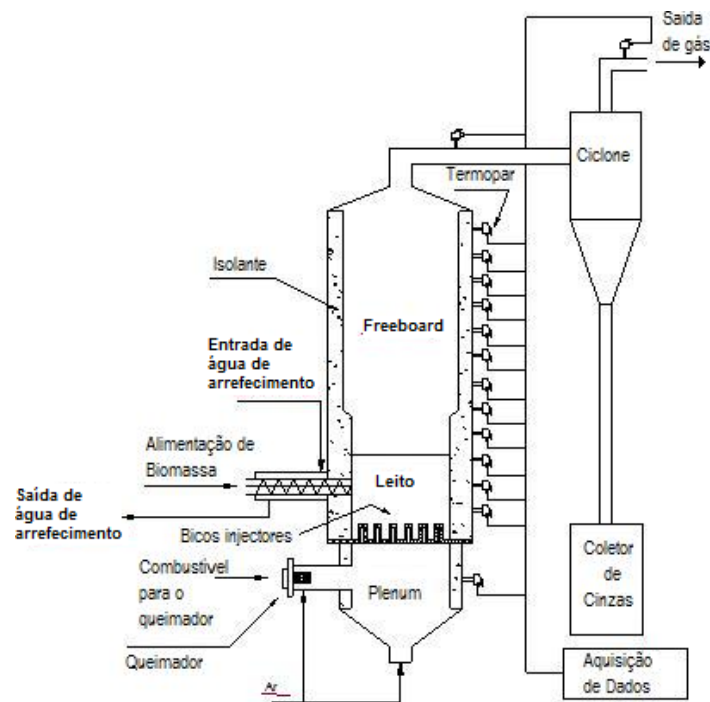
Um outro factor importante é a qualidade do gás no que diz respeito aos teores de  $H_2S$  e outros compostos sulfurosos, partículas, alcatrão e compostos alcalinos (como apresentado na tabela 3). A qualidade requerida do gás depende de qual é o processo que utiliza o gás de síntese como matéria-prima [16].

**Tabela 2:** Parâmetros de processo e relação de  $H_2/CO$  para o processo de síntese de metanol.

Processo	Produto	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Catalisador	$H_2/CO$
Metanol	$CH_3OH$	50 – 100	250 – 280	Cu/ZnO	2/1

**Tabela 3:** Parâmetros de qualidade do gás de síntese (síntese de metanol).

Componente	Concentração permissível mg/Nm <sup>3</sup>
$H_2S$ e outros compostos sulfurosos	< 0,1
Partículas	<0,1
Alcatrão	<1,0
Compostos alcalinos	<0,25



**Figura 10:** Desenho esquemático de um gaseificador de leito fluidizado (adaptado de [15]).

Os parâmetros indicados nas Tabelas 2 e 3 definem o tipo de gaseificador a ser utilizado e o sistema de limpeza e condicionamento do gás requerido.

Em gaseificadores de fluxo arrastado a alimentação é introduzida seca ou como suspensão (*slurry*), continuamente, a um reactor de fluxo pneumático juntamente com uma quantidade consideravelmente elevada de oxigénio ou vapor. No aquecimento oxidativo as altas temperaturas, causadas pelo oxigénio adicionado, destroem quase completamente os óleos e os compostos orgânicos pesados. A alta temperatura (1300-1400°C) também significa que a cinza seja removida como uma escória líquida.

Existem algumas razões para a falta de aplicação destes reactores à biomassa, mas o elevado custo da preparação da alimentação de forma a reduzir o conteúdo de humidade para baixos níveis juntamente com o baixo conteúdo calorífico do gás formado são as principais preocupações.

Os gaseificadores de leito fluidizado circulante atmosféricos (atmospheric circulating fluidized bed gasifier, ACFBG) revelaram-se muito fiáveis com uma variedade de matérias-primas e são relativamente fáceis de passar de uma escala pequena de poucos MW<sub>th</sub> para 100 MW<sub>th</sub>. Mesmo para capacidades superiores a 100 MW<sub>th</sub>, acredita-se que a indústria seria capaz de proporcionar gaseificadores com um funcionamento fiável. Parece ser o sistema preferido para aplicações em grande escala e é utilizado pela maioria das empresas industriais, tais como TPS, Foster Wheeler, Battelle, Lurgi e AUSTRIAN ENERGIA. Portanto, a tecnologia ACFBG tem alta receptibilidade no mercado e está tecnicamente bem comprovada.

Os gaseificadores de leito fluidizado de borbulhamento atmosféricos (atmospheric bubble fluidized bed gasifier, ABFBG) provaram ser confiáveis para uma grande variedade de matérias-primas em escala piloto e aplicações comerciais para pequenas e médias dimensões, até cerca de 25 MW<sub>th</sub>. Estão limitados na sua gama de capacidade de tamanhos, uma vez que a sua escala não aumentou significativamente e o diâmetro dos gaseificadores é significativamente maior que o de ACFBG para a mesma capacidade de alimentação. Por outro lado, os ABFBG são mais económicos para pequenas e médias gamas de capacidades. Assim, a sua admissibilidade no mercado é relativamente elevada. As empresas que promovem o ABFBG são a Carbona e a DINAMEC.

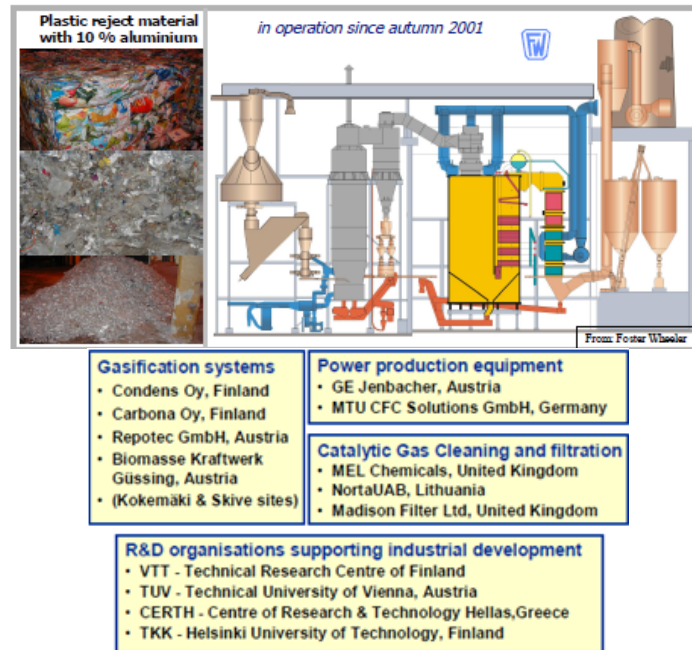
Os sistemas de leito fluidizado pressurizados, quer os circulantes (pressurized circulating fluidized bed gasifier, PCFBG) quer os de borbulhamento (pressurized bubble fluidized bed gasifier, PBFBG) têm sido propostos, principalmente, pela Carbona e Foster Wheeler, com a aplicação bem sucedida da central de ciclo combinado de Sydskraft Värnamo, na Suécia.

Exemplos de gaseificadores actuais testados com potencial de utilização para a produção de gás de síntese:

- Renugas (IGT): Leito Fluidizado Borbulhante, meio de fluidização utilizado: vapor + O<sub>2</sub>.
- Carbo V (pirólise + gaseificação) - Leito Fluidizado Borbulhante, meio usado: O<sub>2</sub>.
- HTW (High Temperature Winkler) - meio utilizado: O<sub>2</sub> + vapor.
- DMT: aquecimento indirecto (vapor como portador de calor).
- Batelle/Ferco: Leito fluidizado duplo de aquecimento indirecto.
- Leito fluidizado FICFB (Fast Internally Fluidized Bed): Instalação de Güssing na Áustria.
- Processo AER: gaseificação com vapor.
- Gaseificadores de leito arrastado da Shell, Siemens, Lurgi e Texaco.

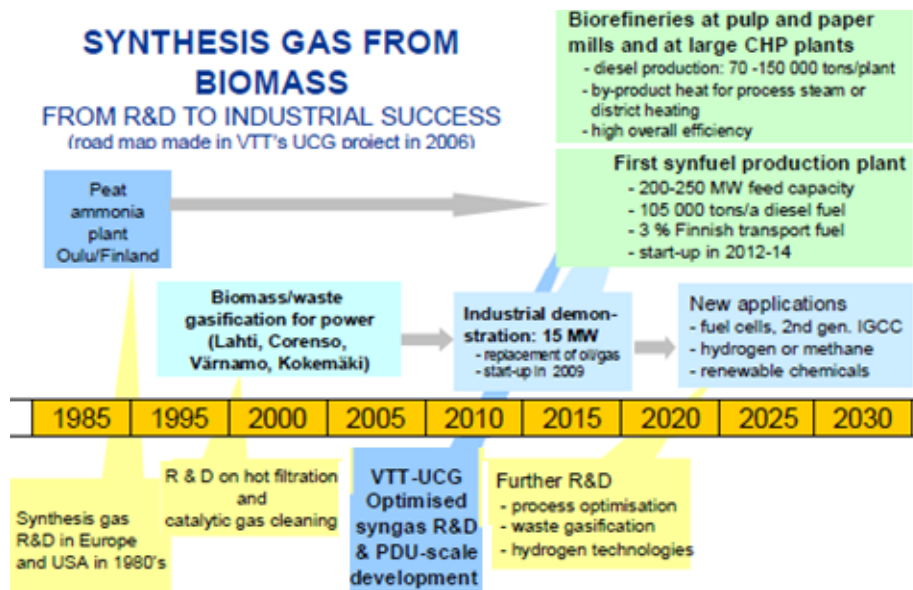
Por exemplo, a gaseificação com vapor utilizando um gaseificador de leito fluidizado de rápida circulação interna (Fast Internal Circulating Fluidized Bed, FICFB) e a limpeza do gás têm sido demonstradas com sucesso numa escala técnica completa (8 MW de capacidade térmica) com produção combinada de energia térmica e eléctrica (combined heat and power, CHP) em Güssing, Áustria. O diagrama processual da unidade pode ser visto na figura 11. A unidade funcionou mais de 30 mil horas. A gaseificação com vapor conduz a um produto gasoso com um significativo teor de hidrogénio e metano, bem como um baixo teor de azoto. A limpeza do gás da gaseificação da biomassa para aplicação em motores e turbinas a gás pode ser considerado como estado da arte. Além disso os componentes do processo de metanação, como os ácidos H<sub>2</sub>S e HCl e enxofre orgânico que poderiam danificar o catalisador têm de ser removidos (por exemplo, com um *scrubber* com éter metílico da semente de colza (RME)). A conversão do gás apresenta uma eficiência global de 60 a 65% dependendo da mistura de biomassa.





**Figura 12:** Instituições intervenientes e principais tecnologias utilizadas (adaptado de [17]).

Na figura 13 é possível ver um historial dos projectos de investigação e desenvolvimento dos centros de investigação VTT e UCG.



**Figura 13:** Cronologia da investigação e desenvolvimento (adaptado de [17]).

Em Värnamo, Suécia, existe uma instalação de demonstração de gaseificação de biomassa em ciclo combinado (processo combinando turbina a gás e turbina a vapor). A gaseificação em leito fluidizado tem como variáveis operatórias 20 bar de pressão e uma temperatura entre 800 e 950 °C. A filtração do gás ocorre a 400 - 600 °C. O processo foi desenvolvido e demonstrado nos anos 90. Apresenta uma eficiência eléctrica acima de 42 - 48%. Requer uma escala maior que 50 MW<sub>e</sub>.

O VTT tem uma nova I & D em filtração de gás quente, no projecto EU-BiGPower em 2007-08.

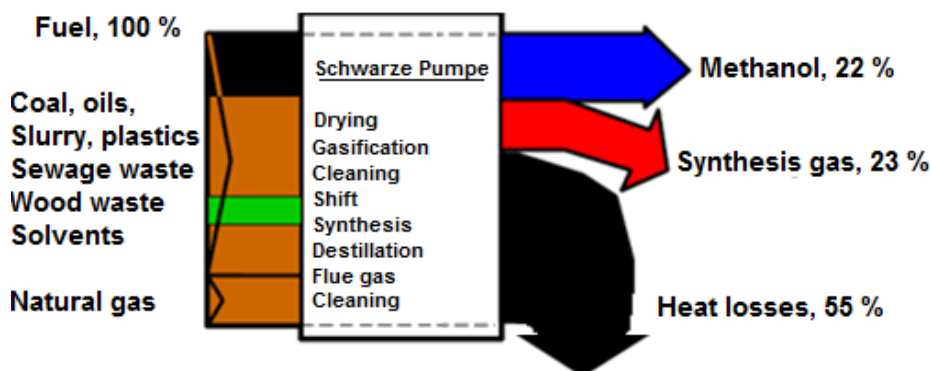
**Tabela 4:** Composição de gás e emissões típicas na instalação de Värnamo (adaptado de [26])

Composição do gás	% Vol, gás seco	Emissões	
H <sub>2</sub>	10 – 12	NOx	50 - 150 ppm(v)
CO	15.5 – 17.5	SOx	5 - 10 ppm(v)
CH <sub>4</sub>	5 – 7	CO	50 - 200 ppm(v)
CO <sub>2</sub>	14 – 17	HCN	0 - 4 ppm(v)
N <sub>2</sub>	45 – 50	Tars	<5 g/Nm <sup>3</sup>
		Na + K	<0.1 ppm(v)
Poder calorífico		NH <sub>3</sub>	380 ppm(v)
PCI	5.3 - 6.3 MJ/Nm <sup>3</sup>	Particules	<2 ppm(v)

Foi apresentada na NETBIOCOF Int. CONFERENCE on Biomass Co-firing in Europe, Julho de 2007, Budapeste, Hungria, por Pilar García e José M<sup>a</sup> Murillo, uma instalação de gaseificação de biomassa em leito fluidizado com a produção de electricidade a partir de resíduos de biomassa (agrícolas, industriais e / ou de resíduos urbanos ou suas misturas). Foi estudado o comportamento desses combustíveis durante o processo de gaseificação, do ponto de vista da transformação e da formação de compostos indesejáveis (alcatrão, partículas, compostos azotados), empregando a tecnologia de leito fluidizado circulante.

Os principais componentes da instalação são o reactor, o ciclone, o tubo de reciclagem e a válvula de sólidos. O reactor tem 8,5 m de altura e 300 mm de diâmetro interno. O mecanismo é projectado para trabalhar a uma temperatura máxima de 950 °C, a uma pressão interna máxima de 0,2 bar, o gás apresenta uma velocidade de fluidização de 3-6 m/s e um caudal máximo do agente (ar) de gaseificação de 300 Nm<sup>3</sup>/h. Na fase de concepção foram utilizados 125 kg/h de resíduos com um conteúdo energético de 18,5 MJ kg<sup>-1</sup>. A instalação tem todos os meios necessários para o completo conhecimento dos sistemas de operação e supervisão, controlo e aquisição de dados da gaseificação. Também serão estudadas no futuro possíveis combinações do processo de gaseificação com ciclos avançados Otto, Diesel, Brayton e outros, incluindo células de combustível [18].

Em Schwarze Pumpe, Alemanha, a empresa SVZ possui um complexo energético para a produção de metanol e energia eléctrica (e briquetes) por gaseificação de resíduos. Desde a renovação em 1995 investiu 250 milhões de euros. Produz entre 100 mil e 120 mil toneladas de metanol e 320 a 400 GWh de energia eléctrica por ano. Apresenta uma eficiência energética de 45,3% [19].



**Figura 14:** Diagrama de Sankey da instalação de Schwarze Pumpe (adaptado de [19]).

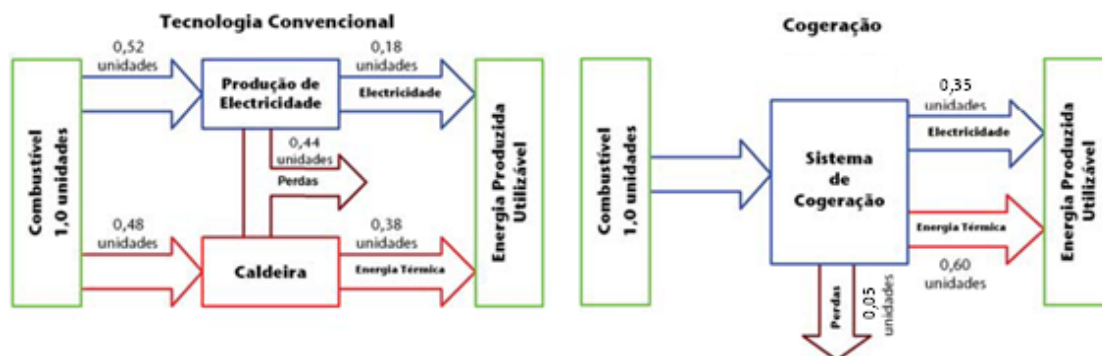
**Processos alternativos para a síntese de metanol com base em pesquisa de publicações recentes:**

- ✓ Gaseificação da biomassa  $\rightarrow$   $\text{CO} + \text{H}_2 \rightarrow$  síntese Fischer-Tropsch (FTS)  $\rightarrow$  Metanol, usando catalisadores de NiO, Cu/ZnO, Cu/SiO<sub>2</sub>, Pd/SiO<sub>2</sub>, Pd/ZnO. A FTS produz hidrocarbonetos de diferentes tamanhos, a partir do gás de síntese, provenientes da gaseificação de biomassa. Os hidrocarbonetos de grande cadeia podem sofrer *hidrocracking*. A utilização deste processo para a produção de combustíveis líquidos (como o metanol) a partir de biomassa converte uma alimentação renovável num combustível limpo [20].
- ✓ Híbrido: fóssil e renovável. Produção de hidrogénio a partir de água com um ciclo termoquímico S-I. Como fonte de calor apresenta uma fornalha a metano combinada com concentradores solares. Os óxidos de carbono resultantes da combustão do metano são reduzidos a metanol (síntese). 70% da energia térmica é fornecida pelos concentradores [21].
- ✓ Hynol – 1) Hidrogaseificação de materiais carbonados. O gaseificador é energeticamente neutro pela reciclagem da corrente rica em hidrogénio pelo que não é necessário oxigénio ou outra fonte externa de calor para manter a temperatura do hidrogaseificador. 2) Reforma de vapor do gás processual com alimentação de metano. O gás rico em metano produzido pela hidrogaseificação é submetido a uma reformação de vapor com o metano alimentado para produzir H<sub>2</sub> e CO para a produção do metanol. 3) Síntese do metanol. É usado calcário para diminuir o teor de H<sub>2</sub>S. As vantagens deste processo são: flexibilidade (tipos de biomassa), condições de operação moderadas, rendimento alto de metanol, alta eficiência térmica, custos baixos, emissões de CO<sub>2</sub> reduzidas [22].
- ✓ Metanol renovável e dióxido de carbono líquido a partir do gás de aterro: digestão dos microrganismos passa o lixo orgânico a gás de aterro. Lavagem de CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub> Wash technology) converte o gás de aterro a metanol [23].
- ✓ Produção de metanol a partir de polpa de semente de açúcar. Processo bacteriano geneticamente melhorado para converter restos de polpa a metanol num reactor biológico. Com as modificações genéticas adequadas, resultará numa maximização das eficiências da conversão [24].
- ✓ Gaseificação alotérmica (gaseificação adequada a biomassa com baixa capacidade de combustão operando a altas temperaturas, 650 – 1000° C, e pressão abaixo da ambiente) da biomassa com entrada de oxigénio e adicionando uma entrada de hidrogénio (obtida a partir da electrólise da água) [25].
- ✓ Produção de metanol e energia a partir de co-gaseificação da biomassa e do carvão, com uma entrada de oxigénio-vapor pressurizada [26].

### 3 Descrição Técnica e Discussão dos Resultados

#### 3.1 Cogeração a partir de combustíveis fósseis ou a partir de resíduos

Os processos de produção de energia eléctrica criam uma grande quantidade de energia térmica residual. Em média, cerca de 2/3 da energia, contida no combustível, é libertada sob a forma de energia térmica. Se o processo de geração se realizar no local de consumo, ou próximo deste, a energia térmica que normalmente é desperdiçada, pode ser aproveitada para produção de vapor, aquecimento de água ou de ar, ou para satisfação de outras necessidades de índole térmica. A cogeração é uma tecnologia que aumenta significativamente a eficiência de conversão dos recursos energéticos, ao mesmo tempo que reduz as emissões globais e os custos de operação em mais de 40 % (figura 15).



**Figura 15:** Produção de energia térmica e eléctrica por tecnologia convencional e por cogeração.

É particularmente apropriada em instalações com elevados níveis de consumo de energia térmica ao longo do ano. Geralmente é utilizada por consumidores industriais como as indústrias de cerâmica e do papel, existindo algumas instalações no sector terciário (hospitais, hotéis, centros comerciais).

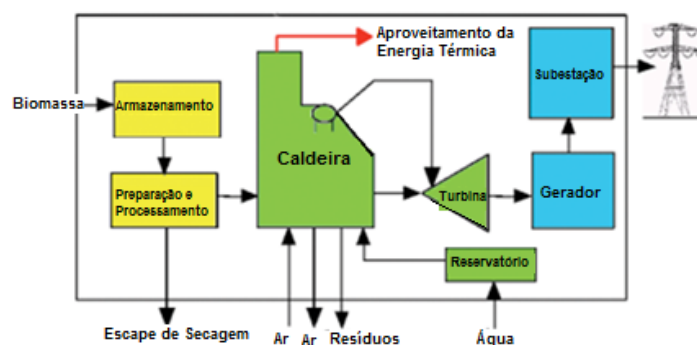
De entre os combustíveis fósseis o gás natural é a energia primária mais frequentemente utilizada nas centrais de cogeração. Estas podem, todavia, recorrer igualmente a fontes de energias renováveis (biomassa) e aos resíduos industriais. O processo de cogeração a gás é mais ecológico do que quando utiliza outros combustíveis fósseis na medida em que o gás natural liberta, por ocasião da sua combustão, uma menor quantidade de CO<sub>2</sub>, de óxidos de azoto (NO<sub>x</sub>) do que o petróleo ou o carvão. De forma complementar à cogeração existe ainda a possibilidade de utilizar a energia térmica recuperada (vapor a baixa pressão, água quente até 95°C) para a produção de frio industrial ou para climatização por recurso a sistemas de absorção, aproveitando os excedentes energéticos sob a forma de vapor, água quente ou utilizando directamente os gases de escape. A utilização dos *chillers* de absorção pode constituir uma maneira de equilibrar o aumento das necessidades de frio com a diminuição das necessidades de calor no período estival. É este processo que está a ser implementado na SONAE, no pólo da Maia. Contudo, em indústrias que tenham grandes necessidades de frio, esta será também uma hipótese a considerar, sobretudo no caso das actuais unidades que recorrem ao arrefecimento por água (bancos de gelo) utilizando sistemas tradicionais de refrigeração.

A biomassa pode ser convertida em energia eléctrica através de vários processos. A maioria das centrais de biomassa funciona com um ciclo de vapor. A biomassa é queimada numa caldeira de forma a produzir vapor que vai accionar uma turbina. A biomassa também pode ser queimada em conjunto com carvão (combustão conjunta). O produto gasoso do processo de gaseificação (gás de síntese) pode ser queimado através do acondicionamento de uma turbina a gás, existindo também a possibilidade de utilização de ciclo combinado, para obter maior rendimento [3].

O custo da energia da biomassa varia muito, dependendo do combustível, da sua qualidade, e da tecnologia utilizada. Os custos de produção de electricidade, porém, são geralmente maiores do que os gerados por instalações alimentadas a combustíveis fósseis devido à menor eficiência, maior capital inicial e preço de combustíveis. A maioria das estimativas para o custo de combustível mostra valores altos podendo diminuir nos casos em que este combustível é um subproduto de um outro processo.

No processo de Mangualde é produzido MDF (Medium Density Fiberboard) ou placa de fibra de madeira de média densidade. No processo de cogeração a alimentação é constituída por casca de árvore e pó de lixagem. Toda esta biomassa é o excedente da madeira comprada para a produção de MDF que, por razões processuais, não é utilizada, tendo um poder calorífico compreendido entre os 8 MJ/kg (correspondente à casca, com um teor de humidade de cerca de 50 %) e os 18 MJ/kg (correspondente ao pó de lixagem). A biomassa (30 MW) é alimentada a uma caldeira de vapor onde ocorre a sua combustão. À saída da caldeira a temperatura é de cerca de 950 °C. Numa outra caldeira, com a combustão de biomassa, o termofluido das serpentinas da caldeira (4 MW) é aquecido e, posteriormente, será usado na prensa. Os gases quentes resultantes da combustão da biomassa (10 MW) serão utilizados no processo, nomeadamente na secagem. O vapor de alta pressão produzido na caldeira (60 bar) é então encaminhado para uma turbina (com uma eficiência de aproximadamente 20 %), a trabalhar em contra-pressão, que produzirá 3 a 4 MW<sub>e</sub> saindo vapor a 12 bar (8 MW).

As mudanças tecnológicas fazem com que indústrias, antes intensivas em mão-de-obra, se tornem intensivas em capital apostando em melhorar a qualidade e, por isso, deslocam-se para zonas/regiões menos desenvolvidas e industrializadas como a região de Mangualde. Além disso, como já foi referido, há um excedente de biomassa nesta unidade, proveniente da produção de MDF, que poderia ser usado no processo de gaseificação que será proposto seguidamente. Portanto, o sítio que reúne mais condições propícias à implantação desta unidade é Mangualde.



**Figura 16:**Produção de energia através da queima directa da biomassa (adaptado de [3]).

### 3.2 Metanol, energia eléctrica e energia térmica

O município de Trollhättan desenvolveu um projecto em parceria com a empresa de consultadoria Nykomb Synergetics, a Ecotraffic ERD3 AB e a Air Products, (com a participação da Trollhättan Energy, da Volvo Aero, Saab Automobile, da Universidade de Trollhättan-Uddevalla e Vattenfall AB) denominado de *BioMeeT*, com o intuito de proporcionar o fornecimento de electricidade e calor à cidade. O relatório intitulado de “Planning of Biomass based Methanol energy combine - Trollhättan region (Motor fuels, fuel gas, power, and heat by biomass gasification)” foi emitido em 2000 [27] (sendo apresentado outro relatório em 2003 [28] com as melhorias passíveis de serem introduzidas no processo).

As principais conclusões deste estudo foram:

- A demonstração da produção de gás de síntese baseada na gaseificação pressurizada de biomassa incluindo alimentação, descarga de cinzas, limpeza do gás quente e a reformação.
- A demonstração da produção subsequente de uma matéria-prima industrial de alto valor, o metanol (que poderá ser usado também como combustível automóvel) a partir do gás de síntese.
- O desenvolvimento de critérios e bases de projecto para unidades comerciais maiores.

A unidade de gaseificação é a parte do processo de síntese de metanol menos desenvolvida quando se fala da gaseificação a partir de resíduos vegetais com oxigénio pressurizado; o produto gasoso gerado tem grande impacto na unidade em geral e na eficiência da conversão.

A tecnologia de gaseificação de biomassa para um gás intermediário pode ser utilizada para a subsequente síntese de metanol ou utilizada para a geração de energia eléctrica mais eficientemente num sistema de ciclo combinado (turbinas de gás e de vapor). O mesmo gás pode igualmente ser distribuído como combustível de queima substituindo combustíveis fósseis. De qualquer forma, a recuperação de calor de baixo poder calorífico é efectuada para o aquecimento e/ou secagem para aumentar a eficiência total. A produção integrada parece adequada para satisfazer o mercado de diversos transportadores de energia e corresponder a variações sazonais.

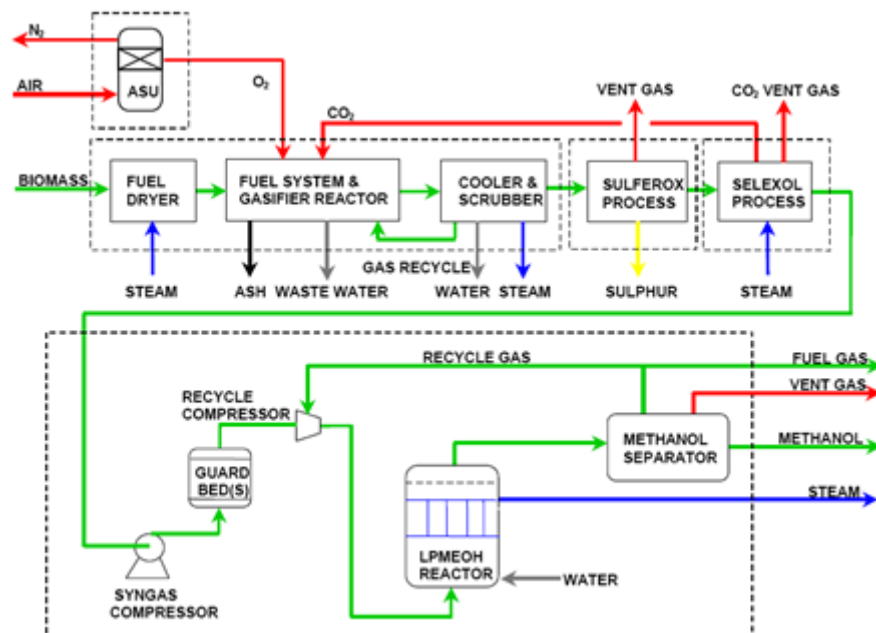
Estudos anteriores concluíram que a optimização do gás de síntese, no que diz respeito ao conteúdo de hidrogénio e à minimização dos teores de alcatrão e metano, no interior da unidade processual de gaseificação é imprescindível de modo a obter alta eficiência energética e rendimento do processo.

O objectivo neste processo é a produção de combustível (metanol) numa unidade de conversão com produção energética (energia eléctrica e térmica). Nos diversos passos do processo serão apresentadas informações como base na optimização da produção de energia eléctrica na unidade combinada.

### 3.3 Descrição do processo proposto

Depois de uma análise exaustiva do processo descrito nos relatórios citados na secção anterior para a obtenção de metanol a partir da biomassa, verificou-se que o mesmo se adequa à realidade portuguesa.

Esta constatação é baseada no facto de haver disponibilidade deste recurso em Portugal podendo, assim, responder às necessidades energéticas de metanol, energia eléctrica e térmica. O processo proposto está representado na figura 17.



**Figura 17:** Diagrama processual completo da unidade de gaseificação para a síntese de metanol.

### 3.3.1 Manuseamento e preparação da matéria-prima

A matéria-prima é armazenada no exterior em montes, em forma de charuto, onde um caterpillar no local controlará a zona de armazenamento de forma a haver sempre um fornecimento adequado e evitar a possibilidade de incêndio.

É removido metal da matéria-prima utilizando um separador magnético e é triturado até ao tamanho especificado de 35 mm. O combustível processado é transportado pelas telas transportadoras até à unidade de gaseificação (e sua unidade de secagem) e os silos de armazenamento do combustível seco.

### 3.3.2 Processo de gaseificação Carbona

Na unidade de gaseificação será incorporado o processo Carbona (figura 18). Este está projectado para produzir um gás derivado de biomassa para a produção de metanol com co-produção de electricidade e calor.

A unidade de gaseificação irá incluir os seguintes sub-processos:

- Transporte e armazenagem de combustível seco
- Processo de gaseificação
- Arrefecimento, filtragem e limpeza do gás bruto

Estes sub-processos são explicados extensivamente nos seguintes subcapítulos e podem ser visualizadas na figura abaixo que representa de forma esquemática a unidade de gaseificação.



pressurizada, através de válvulas. A tremonha de descarga pressurizada é sempre operada à pressão do gaseificador. O combustível é alimentado da tremonha de descarga pressurizada para o gaseificador.

### 3.3.5 Gaseificação da biomassa

O gaseificador é um leito fluidizado pressurizado borbulhante que utiliza oxigénio, vapor e o gás produzido reciclado como meio de gaseificação. O gaseificador é um tanque de pressão forrado a refractário. O meio de gaseificação é alimentado ao leito fluidizado através de uma grelha. Devido ao baixo conteúdo de cinza na madeira, o material do leito fluidizado é dolomite. A dolomite é alimentada ao gaseificador através de um sistema separado de alimentação constituído por uma tremonha hermética. O combustível é alimentado à zona inferior do leito onde se dá uma rápida secagem, desvolatilização e ocorre a gaseificação.

O gaseificador é operado a 20 bar de pressão absoluta e a uma temperatura de 950 °C. O produto gasoso contém principalmente monóxido de carbono, hidrogénio e metano como componentes combustíveis e dióxido de carbono e vapor de água como inertes. Os contaminantes do produto são NH<sub>3</sub>, HCN, H<sub>2</sub>S, COS, compostos de alcatrão e partículas. O produto gasoso passa através do ciclone do gaseificador onde a maioria das partículas suspensas são separadas e devolvidas ao leito. O material do leito é removido através do fundo do reactor de gaseificação. O sistema de remoção de cinza inclui um parafuso de arrefecimento e uma tremonha hermética onde a cinza é despressurizada. A cinza é transportada por via pneumática até ao silo de cinza do gaseificador.

### 3.3.6 Arrefecimento do gás

O produto gasoso quente que sai do ciclone é arrefecido num sistema de gás multi-estágio. A primeira secção do arrefecedor é um evaporador seguido por um sobreaquecedor e uma secção economizadora 2. Nesta secção o fluxo total de gás arrefece até 250 °C. A água de alimentação para o arrefecedor/caldeira é alimentada por um tanque através do economizador 1 para o economizador 2. O economizador 1 arrefece só a parte do gás que é utilizada para a produção de metanol. O arrefecedor do gás gera vapor de alta pressão que é parcialmente utilizado na unidade de gaseificação (no secador e gaseificador) e o restante na unidade de ciclo combinado.

### 3.3.7 Remoção de partículas

O produto gasoso é filtrado a 250°C após a primeira secção do arrefecedor. A unidade de filtração inclui um filtro de mangas e um sistema de limpeza automática por azoto. A cinza filtrada é removida no fundo do tanque com um parafuso de arrefecimento e um sistema de tremonha hermética. A cinza é transportada por via pneumática para o silo de cinza de filtragem. Após a filtração, o produto gasoso é dividido entre reciclado e fluxo de gás primário. O gás reciclado é direccionado para o gaseificador, comprimindo, num compressor de gás, para uma pressão maior do que a do gaseificador. Após a filtragem, o produto gasoso também pode ser direccionado para o *flare*. O *flare* é utilizado no arranque, encerramento e durante operações de emergência do gaseificador. O fluxo de gás é arrefecido no arrefecedor/economizador 1 abaixo dos 200°C e direccionado para o arrefecedor final e

sistema de limpeza. Os sistemas de arrefecimento e de limpeza incluem um permutador de calor (arrefecido a água, onde a maioria do vapor de água irá condensar) e um lavador de gases (*scrubber*) pressurizado. No lavador de gases é utilizada água para limpar e arrefecer o produto gasoso até 40 °C. A água de limpeza tem qualidade suficiente para ser utilizada como água de arrefecimento e as águas residuais são tratadas.

### **3.3.8 Fornecimento de dióxido de carbono**

A unidade de gaseificação irá usar dióxido de carbono para tornar inerte o silo de armazenagem de combustível seco e para a pressurização dos sistemas de alimentação de combustível e de remoção de cinzas. Este dióxido de carbono é fornecido pela unidade de remoção de dióxido de carbono a jusante mas a pressurização e armazenamento ocorre na própria unidade de gaseificação.

### **3.3.9 Reciclagem de carbono**

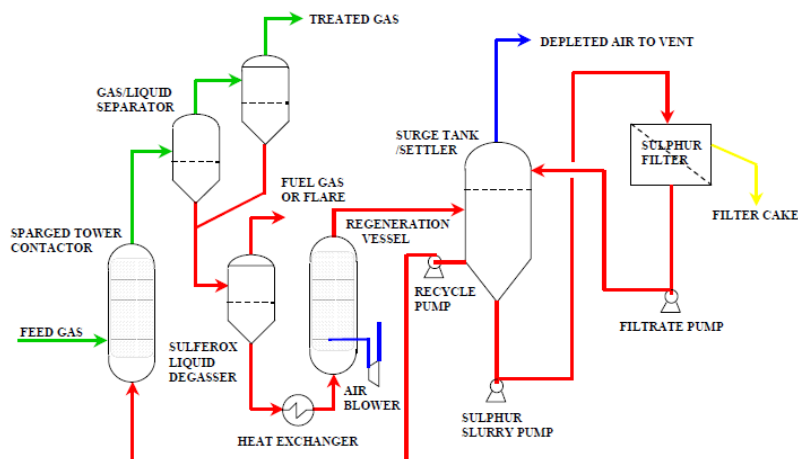
A cinza proveniente da madeira deverá ser reciclada à floresta para compensar a remoção de nutrientes, especialmente quando resíduos do abate também são removidos. Ao tomar esta iniciativa é mantido o estado mineral do solo e evita-se a acidificação. O limite recomendado é de 3 toneladas de cinza por hectare de floresta. A cinza também deve conter nutrientes suficientes (como potássio, fósforo e cálcio) e baixo conteúdo de metais pesados (como cádmio, chumbo e mercúrio). A cinza não deverá ser diluída com outros materiais (como cinzas de outros combustíveis ou areia).

### **3.3.10 Fornecimento de oxigénio e sistema de azoto**

O oxigénio comprimido fornecido será utilizado como agente oxidante na unidade de gaseificação Carbona. A unidade de gaseificação requer ainda azoto, com alto grau de pureza, que será utilizado como inerte para limpeza do sistema de filtração da unidade de secagem e para a secção de armazenamento de madeira, transporte pneumático de combustível alimentado e produto de fundo do gaseificador; purga e inertização, particularmente no caso de operações anormais. Para os consumidores permanentes (limpeza de filtros, transporte pneumático) é necessária uma pressão de cerca de 6 bar.

### **3.3.11 Remoção de Enxofre**

Devido ao envenenamento do catalisador na síntese de metanol causado pelo enxofre, exige que este seja removido. O processo *SulFerox* serve para este propósito (figura 19).



**Figura 19:** Diagrama de fluxo da unidade de Remoção de Enxofre com o processo SulFerox que remove a maior parte do H<sub>2</sub>S do gás de síntese e produz um bolo a base de enxofre.

O SulFerox é um processo baseado em redução-oxidação que converte o H<sub>2</sub>S, um gás ácido a enxofre elementar através de uma reacção com iões de ferro, Fe<sup>3+</sup>. A oxidação de H<sub>2</sub>S para enxofre é feita numa torre de absorção (com pulverização), e devido ao facto dos reagentes terem uma grande afinidade com o ferro, tanto o tanque como a tubagem têm de ser feitos de aço inoxidável resistente à corrosão.

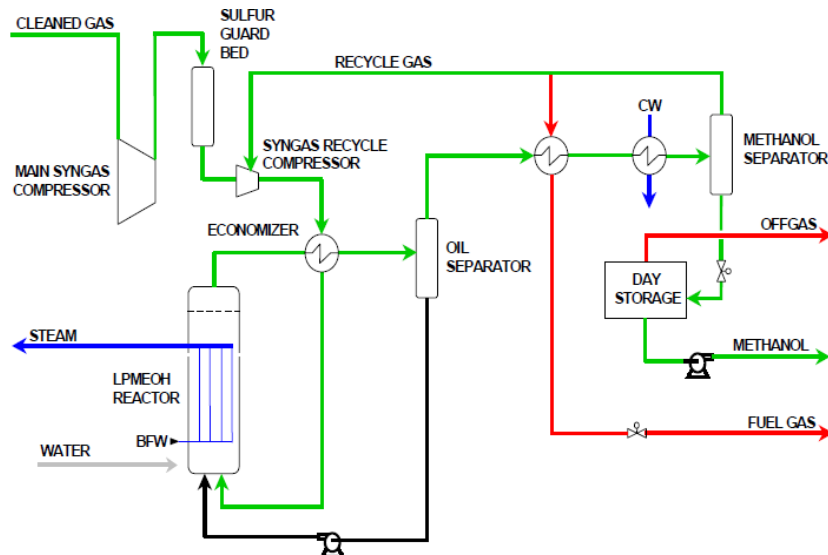
Como o SulFerox é um processo contínuo, o ferro consumido do absorvedor deverá ser regenerado, fazendo reagir o Fe<sup>2+</sup> com oxigénio para formar Fe<sup>3+</sup>. Como há formação de água neste processo, a unidade deve ser controlada para garantir que não haja acumulação e a diluição da solução. O processo reaccional global é:  $\text{H}_2\text{S} + \frac{1}{2} \text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{S}^0$ . Desta forma, o processo SulFerox produz partículas de enxofre sólido que são facilmente filtradas da solução ao enviar uma pequena corrente do processo para um sistema de filtração com pressão ou com vácuo. O filtrado resultante é devolvido ao processo para maximizar a recuperação da solução processual. Após o gás ácido contactar com a solução SulFerox, na torre de absorção, a mistura líquido/vapor é separada. No separador a solução e o gás tratado são separados dando origem a uma corrente de gás tratado e uma de solução SulFerox consumida. Após desgaseificação opcional a solução consumida é enviada para o regenerador onde o Fe<sup>2+</sup> é oxidado na presença de ar para formar Fe<sup>3+</sup>. No tanque de purga/sedimentação (também conhecido como espessador), o enxofre produzido é sedimentado e concentrado antes de a lama ser filtrada. O enxofre é produzido como um bolo com um conteúdo molar de água de cerca de 38 %.

### 3.3.12 Remoção de dióxido de carbono

De forma a atingir o equilíbrio reaccional óptimo no reactor de síntese de metanol e para reduzir a dimensão do equipamento é removido o dióxido de carbono do gás de síntese. Como é utilizado como inerte na unidade de gaseificação, o CO<sub>2</sub> removido é, então, reciclado.

O processo SELEXOL será o utilizado (figura 20). É um procedimento de absorção física utilizando éter dimetílico de polietilenoglicol (PEGDME) como absorvedor líquido. O solvente SELEXOL absorve simultaneamente H<sub>2</sub>S, COS, e CO<sub>2</sub> e uma pequena quantidade de outros componentes do gás



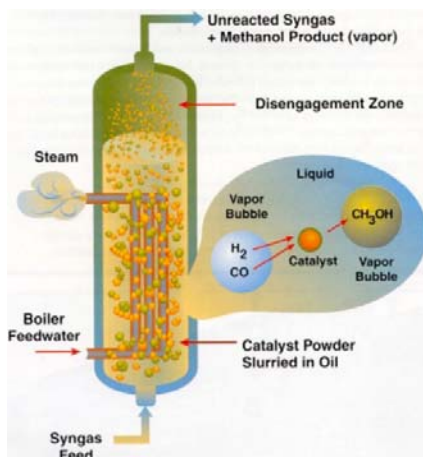


**Figura 21:** Diagrama de fluxo da unidade de metanol e o processo LPMEOH que produz metanol e combustível gasoso limpo para a geração de electricidade e calor.

O reactor LPMEOH utiliza um catalisador em pó, imerso num meio líquido, para a síntese do metanol. Para atingir uma conversão de CO alta, perto dos 95%, é utilizado um rácio de 4:1 entre o gás reciclado e gás de síntese novo alimentado ao reactor. O gás de síntese é introduzido no fundo do reactor e a energia da introdução do gás mistura a lama catalítica. Esta mistura basicamente faz com que as reacções exotérmicas operem em condições isotérmicas. A libertação de calor da reacção exotérmica é removida pela geração de vapor num permutador de calor interno. Como o permutador de calor ocupa 5-8 % ou menos, da área de secção recta da coluna, o projecto do reactor mantém-se muito simples. O meio líquido permite um excelente controlo de temperatura na superfície catalítica minimizando o risco de danificação do catalisador por sinterização (figura 22).

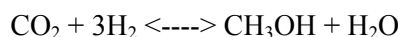
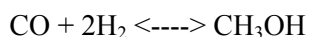
O metanol sintetizado é levado juntamente com o gás não reagido para o economizador e depois para um separador de óleo para reciclar os hidrocarbonetos maiores que são formados. O metanol é separado por arrefecimento e condensação e é levado para uma unidade de armazenamento, sem haver necessidade de destilação ou refinação do produto. O metanol limpo produzido contém normalmente menos de 2% por volume de água.

No separador, o restante gás é dividido em duas correntes onde uma é reciclada ao compressor de gás para nova síntese e o excedente é levado para a unidade de ciclo combinado a uma pressão superior à pressão de entrada da turbina de gás. O combustível gasoso contém essencialmente metano, inerte na síntese de metanol e por isso fica concentrado. Devido ao baixo conteúdo de gases inertes como o azoto, o combustível gasoso é adequado para uma variedade de turbinas de gás e tem um poder calorífico médio.

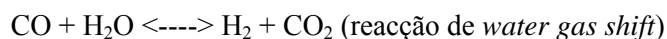


**Figura 22:** Esquema do reator em coluna de borbulhento. Dentro do reator, os reagentes da fase gasosa estão dissolvidos no líquido e difundem para a superfície catalítica.

O metanol é produzido pela hidrogenação dos óxidos de carbono sob a acção de um catalisador adequado (óxido de zinco e óxido de cobre), de acordo com as seguintes reacções:



As condições típicas de reacção são: temperatura de 225-270 °C e pressão de 50-100 bara. Como o volume dos produtos é inferior ao volume de reagentes, pressões maiores favorecem a conversão. Ambas as reacções são altamente exotérmicas. Um dos maiores problemas de projecto da síntese de metanol é a remoção do calor de reacção, mantendo um controlo de temperatura preciso para otimizar o tempo de vida do catalisador e taxa de reacção. O tempo de vida do catalisador é seriamente reduzido por temperaturas excessivas. Em geral, para gás de síntese com um alto conteúdo de monóxido de carbono, a conversão é limitada pela disponibilidade de hidrogénio. Se a conversão desejada é maior do que o conteúdo de hidrogénio do gás de síntese permite, uma opção é utilizar a inerente actividade de conversão do catalisador de metanol. Isto é feito através da adição de vapor à alimentação do reator. O vapor reage com o monóxido de carbono para formar hidrogénio adicional:



O hidrogénio reage com o monóxido de carbono para formar metanol suplementar. A extensão dessa reacção é limitada pelo equilíbrio e, se a conversão do gás de síntese exigida exceder os 50 %, tem que ser adicionada em seguida uma unidade de remoção de dióxido de carbono que pode ser usada em conjunto com a adição de vapor [29]. Para alcançar conversões de síntese de metanol ainda maiores, 98 %, podemos associar uma corrente de hidrogénio puro (99,98 %) para reagir com o CO e o CO<sub>2</sub> em excesso. Será adicionada antes da síntese de metanol, para assim se usufruir de uma quantidade de hidrogénio que respeite a relação seguinte:

$$(\text{H}_2 - \text{CO}_2) / (\text{CO} - \text{CO}_2) = 2.$$

Para que esta relação seja cumprida, a quantidade de hidrogénio necessária é 7,26 toneladas por dia. A produção de metanol passa, então, de 36,59 toneladas por dia (sem a adição do hidrogénio) para 94,57 toneladas por dia (com a adição de hidrogénio).

Hoje, o grande problema da energia solar (especialmente para a produção de energia eléctrica) é o seu custo que ainda é elevado quando comparado aos combustíveis fósseis ou a outras energias renováveis como a eólica ou a hídrica. Apesar de gratuita e fonte de energia inesgotável, o custo inicial dos equipamentos para receber e armazenar a energia solar é elevado. Da mesma forma, devido à natureza difusa da luz solar, a área necessária para produzir grandes quantidades de energia é necessariamente grande. A ausência de luz solar durante a noite e insolação reduzida em condições de nebulosidade requer geradores suplementares ou baterias caras de armazenamento de energia. No entanto, com o prosseguimento dos trabalhos de investigação e avanços tecnológicos a energia solar vai, a longo prazo, certamente tornar-se uma parte importante do nosso leque de opções energéticas.

A electrólise, o processo de clivagem da água em hidrogénio e oxigénio com a utilização de electricidade, é um método de produção de hidrogénio, intensivo em energia, mas bem fundamentado. É, actualmente, cerca de três a quatro vezes mais caro do que a produção de hidrogénio a partir de gás natural por reformação o que explica a sua actual pequena quota da produção global de hidrogénio. O processo comercial tem uma eficiência de cerca de 70 - 80%, mas uma maior eficiência da electrólise pode ser obtida com a temperatura da água (ou vapor) mais elevada. Actualmente, quase 96% das necessidades mundiais de hidrogénio são produzidos a partir de combustíveis fósseis.

O hidrogénio também poderia ser fornecido por termólise numa instalação solar. Esta instalação seria constituída por uma torre e heliostatos (figura 23) onde seria feita a termólise da água, dando assim origem ao hidrogénio pretendido. No entanto, esta tecnologia ainda não está devidamente desenvolvida o que faz com que o seu desempenho e o custo final do hidrogénio não sejam conhecidos.

A primeira barreira é a realização dos primeiros projectos de demonstração. Todavia, é 2,5 vezes mais cara que a tecnologia fóssil. Prevê-se, no entanto, uma redução de 60% nos custos até 2015. As primeiras instalações estarão em Espanha em 2010. As características técnicas dos receptores volumétricos e iluminados directamente apresentam valores superiores a 1000 °C e 2 MW/m<sup>2</sup> [30].

Tendo em conta todas estas dificuldades inerentes à obtenção do hidrogénio, este poderia ser adquirido de uma fornecedora do mercado ou, simplesmente, pela promoção de uma interacção com uma companhia petroquímica, de forma a ser facultado o reagente solicitado.

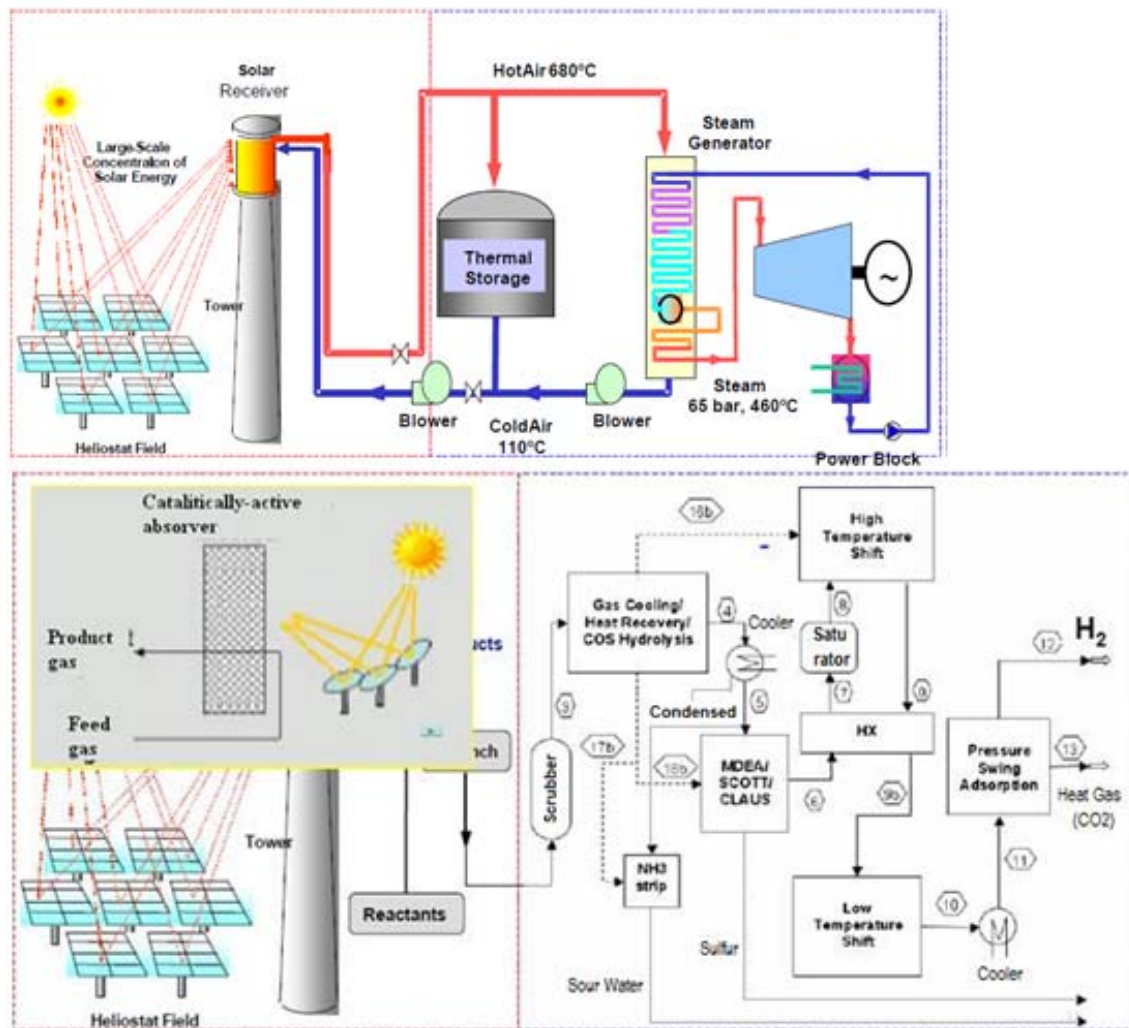


Figura 23: Diagrama de produção de hidrogénio pela tecnologia de heliostatos (adaptado de [29]).

### 3.3.14 Unidade de ciclo combinado

A unidade de ciclo combinado será baseada numa turbina a gás, com recuperação dupla do calor dos gases de escape (caldeira e sobreaquecedor), com reaquecimento do condensado da turbina a vapor. A turbina a vapor irá operar a dois níveis de pressão e ter a possibilidade de operar em modo de condensação ou contra-pressão, dependendo da exigência de electricidade e calor.

Visto que a quantidade de ar é estequiometricamente superior à quantidade de gás que a turbina escolhida tem capacidade de consumir, existe um queimador de ar fresco que irá queimar, total ou parcialmente, o oxigénio restante. O escape da turbina de gás é misturado com o gás restante do queimador e o escape combinado é levado para a recuperação de calor para a geração de vapor. Os gases de chaminé do gerador de calor irão conter quantidades muito pequenas de óxidos de azoto e de partículas e nenhum enxofre. Pode, por isso, ser emitido por uma chaminé sem tratamento adicional.

Uma estação energética de ciclo combinado pode, ao longo do ano todo, apresentar flexibilidade na mistura de produtos de forma a sustentar a variação de procura ao longo do ano. A configuração da

estação combinada pode ter uma produção constante de metanol e diferentes distribuições de electricidade, calor e combustível gasoso.

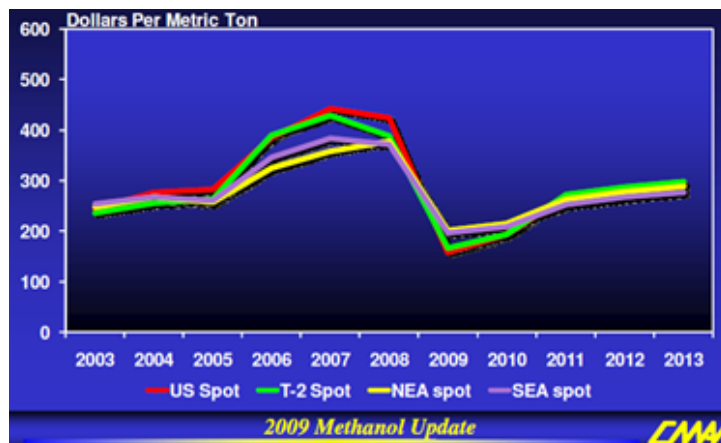
No processo escolhido apenas 4000 horas de energia térmica é vendida ao longo do ano, enquanto em termos de energia eléctrica são 8000 horas. Possivelmente, esta energia térmica não é utilizada no Verão quando não há necessidade do fornecimento de calor. No entanto, será preciso, eventualmente, o fornecimento de frio em sistemas de ar condicionado. Se fosse considerada a inclusão de *chillers* de absorção (como já foi explicado) ao processo, a energia térmica, que é gerada todo o ano, poderia ser aproveitada. O ciclo de vapor é apresentado em Anexo.

### **3.4 Metanol e hidrogénio como combustíveis e transportadores de energia**

O hidrogénio como combustível, sem dúvida, tem muitas vantagens. A sua conversão oxidativa para a produção de electricidade ou de calor é limpa, produzindo apenas água e não gera de poluentes. Mas a questão crucial é a forma de gerar, economicamente, as grandes quantidades de hidrogénio necessárias. O hidrogénio não é encontrado na sua forma livre na Terra e, portanto, não pode ser, simplesmente, recolhido como combustível. O hidrogénio não é, portanto, uma fonte primária de energia, mas apenas um transporte de energia. Por outro lado, devido às suas desfavoráveis propriedades físicas e alta reactividade, o armazenamento, transporte e utilização de hidrogénio apresenta grandes desafios; precisa de condições especiais, tais como tecnologia de alta pressão, tanques criogénicos, materiais especiais para minimizar a difusão e a fuga, assim como precauções de segurança exaustivas.

O processo de liquefacção do hidrogénio não é só complexo e dispendioso, mas também muito exigente energeticamente: cerca de 30-40% do seu conteúdo energético é necessário para a liquefacção. Para armazenar quantidades suficientes de energia num determinado espaço, a compressão de hidrogénio é, actualmente, a solução preferida e utilizada na maior parte dos protótipo providos com células de combustível de hidrogénio. Embora seja menos exigente energeticamente do que a liquefacção, a compressão de hidrogénio, dependendo da pressão, ainda utiliza o equivalente a 10/15% da energia contida no combustível [13].

O metanol deve ter uma boa oportunidade para ser um combustível de fácil utilização e um transportador de hidrogénio para células de combustível. O metanol fóssil é, hoje em dia, uma *commodity* internacional e pode ser manuseada no mesmo sistema logístico e de distribuição dos combustíveis líquidos provenientes do petróleo. Como acontece com qualquer outra *commodity*, o metanol está sujeito a oscilações, em função da oferta e da procura. Os preços elevados verificados em 1994-1995 ou 2007-2008, por exemplo, foram causados por um aumento na procura de derivados de metanol, como o MTBE, formaldeído e ácido acético, juntamente com problemas de produção em fábricas de metanol. Pode ver-se na figura seguinte, o historial e a projecção de preços do metanol.



**Figura 24:** Histórico e projecção de preços do metanol.

Hoje, o metanol é, essencialmente, uma matéria-prima para a indústria química. É fabricado em grandes quantidades, sendo que a produção de 2008 foi cerca de 45 milhões de toneladas.

O metanol apresenta as seguintes vantagens:

- 1) Pode ser produzido por reciclagem hidrogenativa do CO<sub>2</sub>. O dióxido de carbono poderá ter origem nas emissões industriais ou, eventualmente, no ar como inesgotável fonte de carbono.
- 2) Pode ser utilizado como um conveniente combustível de transporte para motores de combustão interna, bem como para células de combustível, incluindo as DMFC (Direct Methanol Fuel Cells).
- 3) A sua utilização como matéria-prima para a produção de etileno e/ou propileno, para fornecer a base para a produção de hidrocarbonetos sintéticos e seus produtos, incluindo polímeros e proteínas unicelulares (para alimentação animal e / ou consumo humano) [13].

A biomassa de madeira tem a mais alta confiabilidade na alimentação de um gaseificador e a maioria dos problemas relacionados com a sinterização do leito em gaseificadores de leito fluidizado ou formação de escória sobre as superfícies de troca de calor são relativamente bem entendidos e a indústria tem suficiente confiança para utilizar eficazmente a maioria dos tipos de biomassa lenhosa.

O preço apontado para a energia eléctrica, usando a biomassa como combustível, de €107/MWh, baseia-se nos dados da Direcção Geral da Energia e Geologia, apresentados em anexo [9].

Como um balanço crítico sobre a utilização de biomassa, pode dizer-se que as principais dificuldades que esta manifesta são a baixa densidade e produção dispersa, o estado físico sólido (sinergia natural com a gaseificação) e a humidade. Em termos de desenvolvimento tecnológico, as tecnologias de colheita e a logística estão pouco desenvolvidas, há a necessidade de aprimorar tecnologias de conversão térmica e aumentar eficiência de processos de produção de energia e combustíveis líquidos.

No entanto, a maior limitação da biomassa é a sua disponibilidade e quão ampla pode ser a sua utilização como fonte de energia. As condições necessárias ao seu escoamento já foram lançadas, através da publicação do concurso (tabela 5), para atribuição de pontos de ligação para centrais de

biomassa, até 100 megawatts (equivalente ao consumo de um milhão de toneladas de biomassa), de forma a constituir uma rede de centrais a biomassa nas zonas de maior recurso e risco de incêndio [6].

**Tabela 5:** Investimentos em curso na geração de electricidade (adaptado de [6]).

Projectos	Potência (MW)	Início de actividade	Investimento (Euros)
Centrais a gás natural (ciclo combinado)	3.117	2009-2012	1.500 milhões
Parques eólicos	3.400	2006-2012	3.000 milhões
Outras renováveis (biomassa, solar fotovoltaico)	173	2007-2010	510 milhões

A biomassa é considerada a fonte de energia renovável com maior potencial para contribuir para as necessidades energéticas da sociedade moderna, para as economias dos países desenvolvidos e em desenvolvimento a nível mundial. Não se consideram os exageros da desflorestação, geradora de desertificação e desequilíbrios ambientais, destruidores da biodiversidade. Fala-se, sim, do aproveitamento ordenado e sustentável de resíduos florestais ou agro-pecuários, resultantes dos sistemas produtivos adaptados a cada espécie ou ecossistema. Esta fonte de energia é renovável, provê uma forma conveniente de armazenar energia (por exemplo, na forma de madeira), que não é o caso da energia eólica ou solar, e pode ser encontrada em diferentes formas em todo o mundo.

De forma similar a outras alternativas de energia, a biomassa não é a solução ideal. Por si só, não pode satisfazer todos os desafios energéticos, em particular na segurança energética e nas alterações climáticas. No entanto, pertence a um grupo de fontes de energia alternativas, as quais, se aplicadas em conjunto, garantem que o sector da energia caminha rumo à sustentabilidade [8].

Se a importância das energias renováveis é indiscutível, as políticas e as medidas afectas à sua promoção e integração na estrutura produtiva energética têm de ser objecto de uma reflexão mais profunda. Esta reflexão deve ter em conta, não só a disponibilidade do recurso físico ou a maturidade das diferentes tecnologias mas, sobretudo, a capacidade de formação de valor em toda a cadeia produtiva, da concepção à comercialização, passando pelo desenvolvimento da indústria. A interacção com outras políticas, nomeadamente ambientais, agrícolas e industriais, associada a instrumentos de incentivo, é decisiva para a criação de modelos de desenvolvimento integrado que possam beneficiar a sociedade em geral com o retorno desses mesmos investimentos, através da função fiscal e da criação de emprego, associados ao desenvolvimento e crescimento sustentável de empresas e negócios [1].

Os aproveitamentos das energias renováveis devem basear-se num modelo disperso no território e dirigido para a maior diversidade de formas de energia: eólica, solar, hídrica, biomassa, ondas, geotérmica, etc., quer na vertente de produção de electricidade, quer noutras formas de energia ou aproveitamentos passivos. Portugal tem uma produção de energia eléctrica por fontes renováveis essencialmente baseada na hídrica. Esta grande limitação na diversidade destes aproveitamentos cria constrangimentos que dificultam a penetração das energias renováveis e o aproveitamento das potencialidades existentes no país.

O principal obstáculo ao amplo uso de energias renováveis como a eólica, solar ou geotérmica, quando comparado com os combustíveis fósseis convencionais, é o facto de estes serem intensivos

relativamente ao capital, requerem grandes investimentos para aceder a estas fontes de energia, tornando-os pouco interessantes a curto prazo. No entanto, a longo prazo, quando o investimento inicial já tenha sido feito, a economia das energias renováveis melhora, pois os custos de operação e manutenção são relativamente baixos em comparação com as fontes de energia convencionais usando combustíveis fósseis, especialmente se estes últimos estão, inevitavelmente, sujeitos a aumentos de preços significativos. Além do citado, os restantes motivos da preferência pelos hidrocarbonetos de origem fóssil são claros. Ao contrário das energias renováveis que estão diluídas no espaço, não são estáveis no tempo pelo que o seu fluxo escapa em parte ao nosso controlo, são de difícil armazenamento e transporte, pelo menos na sua forma primária, os combustíveis fósseis são formas concentradas de energia que nos possibilitam obter instantaneamente enormes quantidades de trabalho, por unidade de massa e de volume, sendo, também, facilmente transportáveis e armazenáveis a temperaturas normais sem se deteriorarem [6].

No caso do processo em causa, a evolução tecnológica será essencialmente na unidade de gaseificação. Os gaseificadores de leito fluidizado, como o usado no processo indicado, além dos maiores custos operacionais, os problemas de adequação da qualidade dos gases tendem a ser maiores. Em função da própria natureza do processo a quantidade de material particulado arrastada tende a ser maior; outro factor a ter em conta é que uma maior temperatura de saída dos gases permite que os alcalis saiam ainda na fase gasosa impondo dificuldades adicionais à limpeza.

Os sistemas de leito fluidizado pressurizados, quer os circulantes como os de borbulhamento, usado no processo apresentado, têm como desvantagens a maior complexidade de funcionamento da instalação e custos adicionais relacionados com a construção de todos os tanques pressurizados. Por outro lado, os sistemas de leito fluidizado pressurizado têm a vantagem de integrar um ciclo combinado podendo dispensar, por exemplo, a compressão prévia do gás combustível para a utilização na câmara de combustão da turbina a gás. Os sistemas pressurizados têm sido propostos principalmente pela Carbona e Foster Wheeler, com a aplicação bem sucedida da central de ciclo combinado de Sydkraft Värnamo, como já foi referido.

Para gaseificadores directamente aquecidos, o calor para conduzir o processo é gerado dentro do gaseificador. Quando se usa ar, o gás produzido é diluído com azoto e tipicamente tem uma capacidade calorífica, em base-seca, de 5-6 MJ/Nm<sup>3</sup>. A capacidade calorífica, em base-seca, do gás produzido pode ser aumentada para 13-14 MJ/Nm<sup>3</sup> se usarmos oxigénio em vez de ar, opção escolhida no processo proposto. No entanto, a produção de oxigénio é cara e a sua utilização tem sido proposta apenas para aplicações onde o azoto não é permitido em operações de conversão sintética a jusante. Os gaseificadores aquecidos indirectamente aquecem e gaseificam a biomassa através de transferência de calor a partir de um sólido quente ou a partir duma superfície de transferência de calor. Uma vez que o ar não é introduzido no gaseificador, pouco azoto está presente e é produzido um gás de capacidade calorífica média; são típicos valores em base-seca entre 18-20 MJ/Nm<sup>3</sup>.

A segunda variável a afectar o desempenho dos sistemas de gaseificação é a pressão de operação. A maior parte das aplicações da potência de gaseificação envolvem um ciclo de geração baseado numa turbina a gás. As turbinas operam normalmente em rácios de compressão entre 10 e 20, dando à turbina uma pressão de entrada de 10-25 bar. Um gaseificador pressurizado vai produzir gás a uma pressão adequada à utilização directa pela turbina e fornece a maior eficiência global do processo, mas ainda são necessários melhoramentos no processo. Alternativamente, os gaseificadores podem operar a baixa pressão e o gás produzido, já limpo, comprimido até à pressão requerida pela turbina a gás ou pela aplicação na síntese de combustíveis [15].

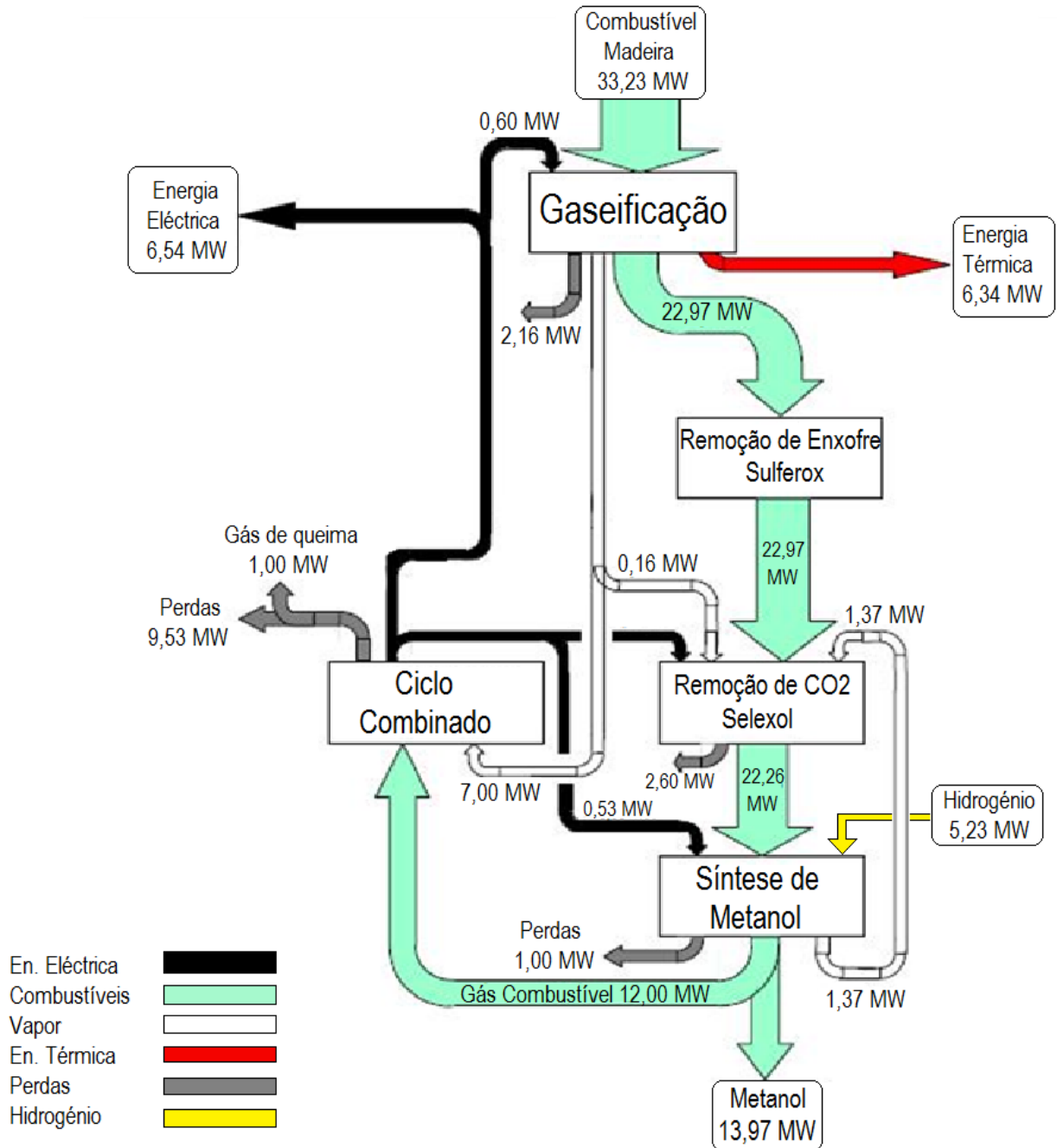
Existem algumas desvantagens na gaseificação, independentemente do gaseificador usado. É uma tecnologia mais complicada que a queima directa. Tem que se ter muito cuidado com a fuga dos gases que são tóxicos (para isso, o gaseificador possui um alimentador próprio). Uma instalação de gaseificação exige um apertado sistema de controlo de pressão e temperatura.

Com o desenvolvimento da tecnologia, ao serem resolvidos os problemas do "gaseificador", terá também que se ultrapassar a área crítica da oferta de uma "limpeza de gás" livre de partículas e alcatrão. A esta dificuldade pode associar-se a recuperação de enxofre e tratamento de cinzas e escória. Se estes obstáculos forem superados, em seguida, o mercado será lentamente, mas progressivamente, penetrado em condições de suficientes matérias-primas poderem ser garantidas. No entanto, apesar das tecnologias de gaseificação terem sido recentemente demonstradas com sucesso em escala piloto, e estando vários projectos de demonstração em fase de implementação, ainda são relativamente caras em comparação com a energia com origem nos combustíveis fósseis. Portanto, têm que enfrentar barreiras económicas e barreiras não técnicas ao tentar a introdução nos mercados da energia. Assim, a inovação em praticamente todos os projectos de demonstração em implementação reside, não só sobre os aspectos técnicos dos vários processos, mas também na integração dos sistemas das tecnologias de gaseificação em processos já existentes ou recém-desenvolvidos onde pode ser demonstrado que o sistema global oferece melhores perspectivas para o desenvolvimento económico [31].

Em 2015, as tecnologias de gaseificação terão ganho aceitação global, não apenas nas indústrias químicas e de refinação, mas também nas indústrias de papel e celulose e siderúrgicas. O mercado de gaseificação irá mostrar não só um crescimento contínuo no sector de energia e de produtos químicos, mas vai encontrar oportunidades significativas de crescimento na produção de combustíveis de transporte. Em última análise, a gaseificação vai servir como uma "tecnologia-chave" nos esforços para controlar as emissões de gases de estufa. Será, pois, uma tecnologia de eleição no futuro já que a versão avançada desta tecnologia terá alta eficiência juntamente com o custo e o desempenho vantajosos, em comparação com outras opções. Além disso, estes processos de gaseificação permitirão a utilização de matérias-primas de baixo custo, terão baixos custos de produção, superior desempenho ambiental e a capacidade de adaptação para satisfazer as futuras necessidades do mercado de produtos e utilização de matérias-primas [31].

### 3.5 Análise energética

Na figura seguinte estão representadas as correntes energéticas entre as principais unidades do processo.



**Figura 25:** Diagrama Sankey, representando a instalação completa com as principais correntes de energia, dos respectivos sectores, com a maximização da produção de energia eléctrica. O tamanho das setas não está relacionado com a quantidade de energia.

### 3.6 Análise económica

Na tabela 6, está disponível toda a informação da unidade de gaseificação. Em anexo podem ver-se as informações materiais das correntes principais do processo.

**Tabela 6:** Informação sobre a unidade de gaseificação.

<b>Gaseificador</b>		
Caudal mássico (como recebido)	<b>t/h</b>	12,5
Humidade do combustível (como recebido)	<b>%</b>	50
Entrada de calor de combustível (LHV, como recebido)	<b>MJ/h</b>	107172
<b>Secador integrado, secador de vapor</b>		
Caudal mássico de combustível (seco)	<b>t/h</b>	8,0
Humidade combustível (seco)	<b>%</b>	30
<b>Gaseificador pressurizado de leito fluidizado</b>		
Pressão do gaseificador	<b>bar (abs)</b>	20
Temperatura do gaseificador	<b>°C</b>	950
<b>Gás de síntese para a produção do Metanol</b>		
Caudal mássico	<b>t/h</b>	8,7
Temperatura	<b>°C</b>	38,4
LHV/MW (gás frio)	<b>MJ/kg</b>	16,3
Capacidade do gás de síntese	<b>MJ/h</b>	82462
Produção de Metanol	<b>t/h</b>	2,5
<b>Produção de Metanol</b>	<b>t/a</b>	20000

Na tabela 7 são apresentados os elementos que constituem a matéria-prima utilizada no processo.

**Tabela 7:** Análise da matéria-prima (madeira) com humidade de 50%.

<b>Elemento</b>	<b>% Peso</b>	
Carbono	49	
Hidrogénio	5,8	
Oxigénio	43	
Azoto	0,2	
Enxofre	0,05	
Cinzas	2	
LHV	19,2	<b>MJ/kg</b>
HHV	20,5	<b>MJ/kg</b>

Na tabela 8 estão disponíveis os custos de mão-de-obra e manutenção, na tabela 9 os custos de produção e na tabela 10 o custo total de investimento para as respectivas unidades processuais.

**Tabela 8:** Custos de mão-de-obra e manutenção.

	<b>Nº pessoas</b>	<b>Salário<sup>(a)</sup> (€/mês pessoa)</b>	<b>Salário total anual (€/ano)</b>	<b>Manutenção (€/ano)</b>
<b>Operários</b>	15	1023,75	279483,75	3510981
<b>Supervisores</b>	5	1406,3	127968,8	
<b>Chefe Produção</b>	1	2250	40950	
<b>Responsável</b>	1	4500	81900	

**Tabela 9:** Custos de produção.

<b>Custos de produção dividido por cada componente respectivo</b>	
<b>Custos anuais</b>	
Operação e manutenção(a)	1,80 M€
Cinzas (b)	0,11 M€
Biomassa (c)	3,00 M€
Receitas com calor e energia (d)	6,64 M€
<b>Total</b>	<b>4,91 M€</b>
<b>Investimento estimado e custos de produção</b>	
Produção diária de metanol (e)	94,57 T
Custos de produção, energia eléctrica	0,74 M€/MW
Custos de produção, metanol	245 €/t

(a) A operação inclui custos de pessoal, seguros, terrenos e impostos. O custo de pessoal é calculado para 5 Homens em 3 turnos regulares, ou seja, uma equipa de 15 homens. Os salários representam cerca de 530 mil € incluindo custos sociais, 30 % e 30 % de subsídio de turno. A manutenção calculada como 3% do custo de Equipamentos e Montagem e inclui novas peças, produtos químicos e catalisadores.

(b) O custo das cinzas é estimado como o custo total de € 56,56/t para preparação, e reciclagem de cinzas à floresta.

(c) O custo da biomassa considerado é de 30 € por tonelada.

(d) As receitas de vendas de energia e de calor são baseadas em 8000 e 4000 horas de produção em plena carga e um preço de energia eléctrica de €107/MWh e de energia térmica de €35/MWh, respectivamente.

(e) Metanol: 5,53 MWh / tonelada, 795,8 kg/m<sup>3</sup> a 15 °C.

**Tabela 10:** Custo total de investimento para as respectivas unidades processuais

<b>Custo total de investimento para as respectivas unidades processuais</b>	
Gaseificação <sup>(1)</sup>	13,67 M€
Remoção de enxofre <sup>(1)</sup>	3,17 M€
Remoção de CO <sub>2</sub> <sup>(1)</sup>	1,46 M€
Síntese de Metanol <sup>(1)</sup>	9,03 M€
Preparação e armazenamento biomassa <sup>(2)</sup>	2,20 M€
Ciclo de vapor	3,73 M€
Balanço da instalação <sup>(3)</sup>	9,03 M€
<b>Equipamentos e montagem</b>	<b>42,30 M€</b>
Custos de construção <sup>(4)</sup>	3,11 M€
Custos não especificados <sup>(5)</sup>	3,11 M€
<b>Total</b>	<b>48,52 M€</b>
Custo investimento fábrica/Potência eléctrica instalada	7,75 M€/MW
Custo investimento fábrica/Metanol produzido	2534,49 €/t

(1) Este valor é o custo instalado, de 2003, com um acréscimo de 15% de transporte.

(2) O custo de Preparação e armazenamento biomassa já inclui maquinaria, sendo 5% dos equipamentos e montagem.

(3) O balanço da fábrica inclui edifícios adicionais, sistemas de energia de emergência, instalações de tratamento de águas residuais, sistemas de esgotos, sistema de água de incêndio, sistema de dosagem de produtos químicos, etc. O custo é 20% dos Equipamentos e Montagem.

(4) Construção inclui os custos de propriedade e representa 10% dos custos de equipamentos e montagem.

(5) Custos não especificados foram definidos como 10% do termo equipamentos e montagem.

- Factor de escala usado 0,65, na equação (Custo a/Custo b) = (Capacidade a/Capacidade b)<sup>0,65</sup>.
- Não foi considerado qualquer tipo de subsídio estatal.
- O custo de capital (média pesada) considerado foi de 10,49 %, para Portugal no mês de Março de 2009.

**Tabela 11:** Correntes de alimentação ao processo (biomassa e hidrogénio) e produtos (metanol, energia eléctrica e térmica).

<b>Elemento</b>	<b>Potência (MW)</b>
Hidrogénio	5,23
Biomassa	33,23
Metanol	13,97
Energia térmica	6,34
Energia eléctrica	6,54
Rendimento global	0,70

**Tabela 12:** Conta de exploração: proveitos e custos fixos e variáveis.

<b>1 – Proveitos</b>	<b>Quantidade</b>	<b>P. Unitário</b>	<b>Total M €</b>
Energia Eléctrica	52320 MWh	107€	5,6
Energia Térmica	25344 MWh	35€	0,9
Metanol	20004 Ton	159€	3,3
<b>Total Proveitos</b>			<b>9,8</b>
<b>2 – Custos</b>	<b>Quantidade</b>	<b>P. Unitário</b>	<b>Total M €</b>
2.1 – Variáveis			<b>3,4</b>
Biomassa	99840 Ton	30	3
Hidrogénio	1256 Ton	300	0,4
2.2 – Fixos			<b>2,2</b>
Mão-de-obra			0,5
Manutenção			1,3
Outros custos			0,1
Overheads		3%	0,3
<b>Total Custos</b>			<b>5,6</b>
<b>3 - EBITDA</b>			<b>4,2</b>

Em anexo pode ver-se a informação completa da avaliação económica. O método de avaliação económica aqui empregue é o método que os colaboradores da empresa utilizam.

## 4 Conclusão

Foi proposto um novo processo integrado de produção de metanol, energia eléctrica e energia térmica a partir duma unidade de biomassa vegetal combinada com uma unidade de produção solar de hidrogénio. Pode afirmar-se que o valor de rendimento global do processo proposto é extremamente superior aos valores de referência para centrais de biomassa tradicionais. Nestas, a eficiência habitual de conversão de energia química em energia eléctrica é cerca de 26 % e no caso da Central de Biomassa de Mortágua é 22 %. O processo proposto produz metanol e gás combustível para a produção de energia eléctrica e térmica, a partir de resíduos florestais, com um rendimento global de 64 %. Combinando este processo com uma unidade solar de produção de hidrogénio, o rendimento global da unidade de biomassa passa a ser de cerca de 70 %.

Foi realizado o estudo de viabilidade económica da central de biomassa bem como a sua integração na estratégia e estrutura da SONAE. A instalação proposta deverá produzir cerca de 20 mil toneladas de metanol, cerca de 52 GWh de energia eléctrica e cerca de 25 GWh de energia térmica e consumirá cerca de 100 mil toneladas de biomassa (húmida) e 1250 toneladas de hidrogénio por ano.

A unidade proposta deverá custar cerca de 50 milhões de euros e ter um custo de produção de cerca de 5 milhões de euros por ano e proveitos anuais de cerca de 10 milhões de euros.

A viabilidade do projecto depende da venda dos produtos, nomeadamente do preço de venda da energia eléctrica e do metanol renováveis.

O aproveitamento, à escala industrial, quer da biomassa vegetal para a produção de biometanol, de biodiesel ou de biogás, quer de outras fontes de energias renováveis (energia das ondas, das marés, geotermia), depara-se ainda com a necessidade de serem ultrapassados obstáculos de natureza tecnológica e barreiras de competitividade e exige um estudo mais aprofundado dos seus impactes ecológicos e sociais.

O metanol, ao contrário do hidrogénio, tem a vantagem de ser de fácil transporte e armazenagem. Os problemas e custos na distribuição e abastecimento de hidrogénio são tão severos, que foi proposto pelo prémio Nobel George Olah [13] que o metanol seja considerado como o vector de energia preferencial. O metanol, para além de ser de fácil transporte e armazenagem, pode ser produzido facilmente a partir de fontes muito diversas e converte-se facilmente em outros compostos químicos e nomeadamente em hidrogénio [13]; é ainda um combustível de fácil manipulação e seguro, nas palavras de George Olah [13].

Não é sugerido, no entanto, que este seja o único método a ser seguido, ou ainda, que seja necessariamente o mais viável em todos os aspectos. Pelo contrário, a Humanidade terá de confiar em todas as possíveis soluções disponíveis. Acredita-se, porém, que o metanol proveniente de biomassa é viável e justifica um estudo mais extenso, desenvolvimento e avaliação [13].

## **5 Avaliação do Trabalho Realizado**

### **5.1 Objectivos Realizados**

A SONAE decidiu em Julho de 2009 avançar com o estudo da gaseificação e está a considerar avançar com um projecto em consórcio com o objectivo de produzir metanol a partir de biomassa vegetal. Dado que este projecto teve um papel determinante nesta decisão, pode concluir-se que este atingiu um dos seus objectivos principais: indicar um caminho viável na área das energias renováveis, valorizando um recurso nacional importante. Este projecto lança ainda uma nova estratégia, mais integradora, no olhar da produção da energia a partir de fontes renováveis. Esta nova estratégia poderá resumir-se numa única palavra: solarquímica, uma ideia avançada pela primeira vez pelo Prof. Adélio Mendes em 2008.

### **5.2 Limitações e Trabalho Futuro**

A possibilidade de uma aproximação à realidade com o auxílio de uma ferramenta de simulação como, por exemplo, o Aspen permitiria, além dessa aproximação, a manipulação das variáveis envolvidas. Isto não foi possível porque não estão disponíveis as cinéticas das reacções intervenientes na gaseificação e síntese de metanol. Não foi possível, também, o dimensionamento dos equipamentos já que as informações disponíveis são escassas.

Como trabalho futuro poderá fazer-se, neste processo, a separação do hidrogénio da corrente rica em metano e vender, este último, como “gás natural” para uso doméstico ou industrial.

O estado da arte da tecnologia de gaseificação de biomassa vegetal terá que evoluir de modo a que o investimento seja rentável.

### **5.3 Apreciação final**

O desenvolvimento deste Projecto em Ambiente Empresarial foi muito enriquecedor, a nível profissional e social, tendo contribuído para a percepção da realidade industrial e de um grupo empresarial muito complexo.

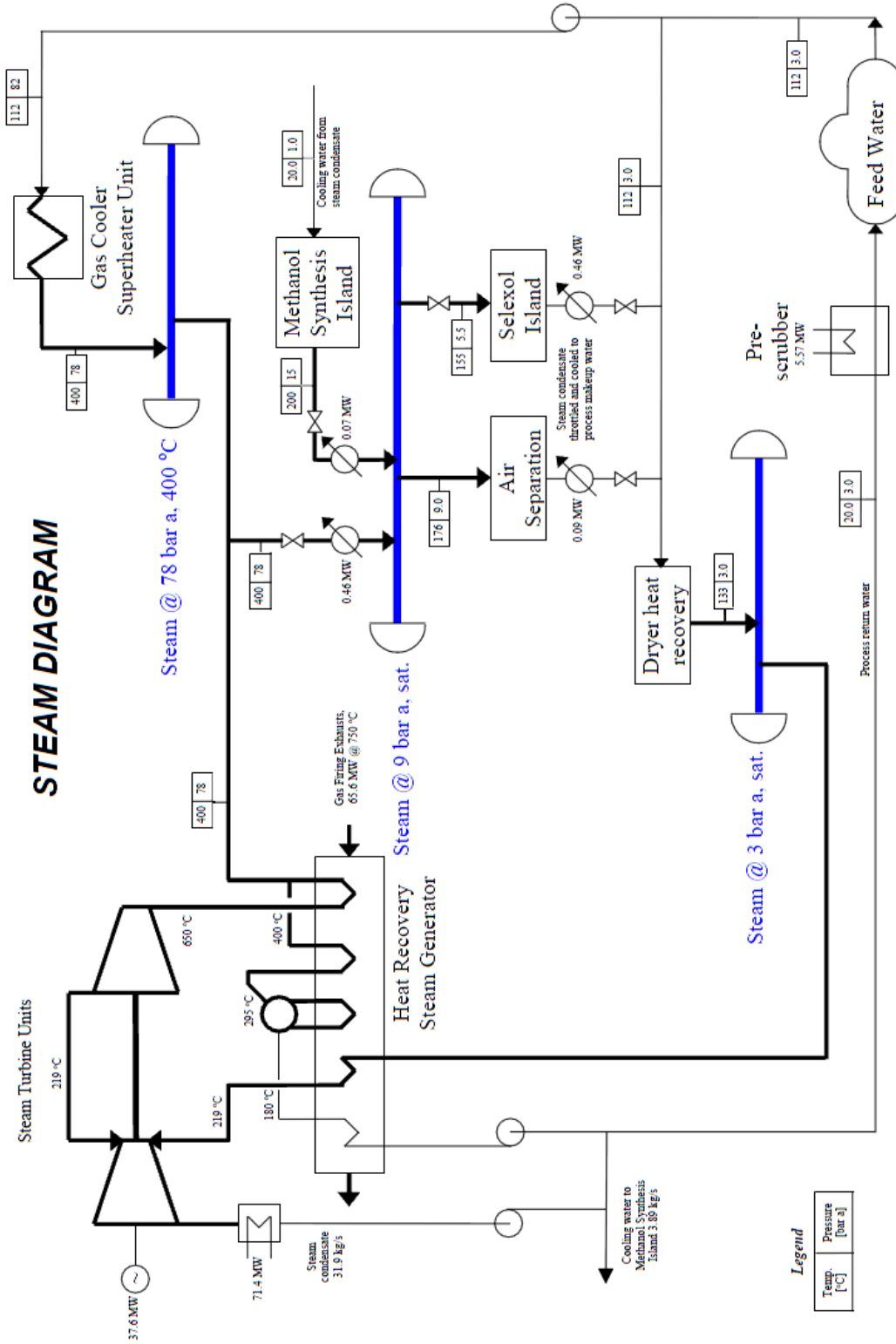
## Referências

- [1] Jornal de Animação da Rede Portuguesa Leader +, “Pessoas e Lugares”, II Série, Nº 36, 2006.
- [2] <http://www.fem.unicamp.br/~em313/paginas/gaseif/gaseif.html>, acessado em Abril de 2009.
- [3] Ferreira, L., Castro, C. M., “Sub Projecto de Electricidade / Energia”, Fevereiro de 2006.
- [4] Fonseca, D., “Biomass to Liquid Biofuels Processes”, Julho de 2008.
- [5] International Energy Agency, “Monthly Electricity Statistics”, Dezembro de 2008.
- [6] CNADS, “Reflexão do CNADS sobre Energia e Sustentabilidade”, Junho 2007.
- [7] <http://www.apambiente.pt/politicasambiente/Residuos/Paginas/default.aspx>, acessado em Junho de 2009.
- [8] BCSD Portugal, Conselho Empresarial para o Desenvolvimento Sustentável, “Energia e Clima”, 2005.
- [9] [www.dgge.pt](http://www.dgge.pt), acessado em Junho de 2009.
- [10] Ferreira, P., “Já ardeu o quádruplo dos hectares”, Jornal de Notícias, 22 de Junho de 2009.
- [11] Yann Arthus-Bertrand, “Home”, Documentário televisivo, 5 de Junho de 2009.
- [12] [www.chrisgas.com](http://www.chrisgas.com), Intermediate Report, Clean Hydrogen-rich Synthesis Gas, Abril de 2008.
- [13] Olah, G. A., Goeppert, A., Prakash, G., “Beyond Oil and Gas: the Methanol Economy”, Fevereiro de 2006.
- [14] Neto, V., Potencial da Cogeração e Planeamento da Expansão do Setor Elétrico, 2006
- [15] [http://www.nrel.gov/biomass/pdfs/overview\\_biomass\\_gasification.pdf](http://www.nrel.gov/biomass/pdfs/overview_biomass_gasification.pdf), acessado em Junho de 2009.
- [16] [http://www.seeds.usp.br/pir/arquivos/CLAGTEE2003\\_OscarKinto.pdf](http://www.seeds.usp.br/pir/arquivos/CLAGTEE2003_OscarKinto.pdf), acessado em Maio de 2009.
- [17] Kurkela, E., “Tecnologias de gaseificação para sistemas energéticos avançados e combustíveis a partir de gás de síntese”, Naantali, 29 de Janeiro de 2009.
- [18] García, P., Murillo, J.M., “Netbiocof Int. Conference on Biomass Co-firing in Europe”, Hungria, Julho de 2007.
- [19] Ekbohm, T., “Biomass Gasification Projects in Trollhättan”, 22 de Janeiro de 2003
- [20] Demirbas, A., “Progress and recent trends in biofuels”, Progress in Energy and Combustion Science, 33, 1–18, 2007

- [21] Giaconia, A. , Grena, R., Lanchi, M., Liberatore, R., Tarq, P.,” Hydrogen/methanol production by sulfur–iodine thermochemical cycle powered by combined solar/fossil energy”, *International Journal of Hydrogen Energy* 32, 469 – 481, 2007
- [22] Steinberg, M., “Hynol-An Economical Process for Methanol Production from Biomass and Natural Gas with Reduced CO<sub>2</sub> Emissions”, Pergamon: Vol. 1, pp 495-504, New York, 1994
- [23] <http://www.springerlink.com/content/frj0lrae2fdrkxge/>, acessado em Março de 2009.
- [24] <http://www.methanol.org/pdf/RenewableBioMethanolFromSugarBeetPulp.pdf>, Março de 2009
- [25] The U.S. Department of Energy, Air Products Liquid Phase Conversion Company, “Commercial-Scale Demonstration of the Liquid Phase Methanol (LPMEOH™) Process”, Abril de 1999.
- [26] Koppatz, S., Pfeifer, Rauch, R., “H<sub>2</sub> rich product gas by steam gasification of biomass with in situ CO<sub>2</sub> absorption in a dual fluidized bed system of 8 MW fuel input”, *Fuel Processing Technology*, Agosto de 2009.
- [27] Ecotrafic R&D AB, Nykomb Synergetics AB, “BioMeeT- Planning of Biomass based Methanol energy combine – Trollhättan”, Março de 2000.
- [28] Ecotrafic R&D AB, Nykomb Synergetics AB, BioMeeT II, “Stakeholders for Biomass based Methanol/DME/Power/Heat energy combine”, Março de 2003.
- [29] Kralj, A., Glavic, P., “Multi-criteria optimization in a methanol process”, *Applied thermal engineering*, 2008.
- [30] Vidal, A., “CIEMAT-PSA: Hidrógeno Solar: Viabilidad Curso Sistemas Solares de Concentración”, Madrid, Novembro de 2007.
- [31] [ec.europa.eu/energy/res/sectors/doc/bioenergy/km\\_tyrol\\_tony.pdf](http://ec.europa.eu/energy/res/sectors/doc/bioenergy/km_tyrol_tony.pdf), acessado em Maio de 2009.
- [32] Stiegel, G., Maxwell, R., “Gasification technologies: the path to clean, affordable energy in the 21<sup>st</sup> century”, *Fuel Processing Technology* 71, 79–97, 2001.

# Anexo 1: Ciclo de vapor

No presente anexo, é apresentado o diagrama de vapor do processo proposto.



## Anexo 2: Tarifa média indicativa para produção de energia eléctrica a partir de fontes de energias renováveis

No presente anexo apresenta-se a tabela da tarifa média indicativa para a produção de energia eléctrica a partir das várias fontes de energias renováveis.



### Direcção Geral de Energia e Geologia

TECNOLOGIAS	TARIFA MÉDIA INDICATIVA - Decreto-Lei nº225/2007 (€/MWh)	
	até 5 MW	+ de 5 MW
Eólicas	75	74
Hídricas até 10 MW	77	75
Fotovoltaico com mais de 5 kW	317	310
Fotovoltaico com <= 5 kW	450	
Solar termoeléctrico <= 10 MW	273	267
PV microgeração <= 5 kW	470	
PV microgeração > 5 kW e <= 150 kW	355	
Biomassa florestal	109	107
Biomassa animal	104	102
Biogás dig. Anaeróbia RSU/ETAR efluentes pecuária e agro-alimentar	117	115
Gás de aterro	104	102
RSU (vertente queima)	54	53
CdR (vertente queima)	76	74
Ondas demonstração até 4 MW	260	
Ondas pré-comercial até 20 MW		191
Ondas comercial primeiros 100 MW		131
Ondas comercial 150 MW seguintes		101
Ondas comercial seguintes		76

Fonte:

<http://www.dgge.pt/aaaDefault.aspx?back=1&f=1&lws=1&mcna=0&lnc=689171077108AAAAAAA&codigono=689170027003AAAAAAA>



## Anexo 4: Avaliação económica

No presente anexo é apresentada toda a informação sobre a avaliação económica efectuada a este processo.

Sensibility analysis		income	100%									
		costs	100%									
		investment	100%									
<b>Currency: K Euro</b>												
<b>Considered in Budget:</b>												
<b>Country: Portugal</b>												
<b>Unit:</b>												
<b>Profit &amp; Loss Account</b>		25%	100%									
Constant Prices <sup>(1)</sup>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Perpetuity	
Total Income		2.436	9.746	9.746	9.746	9.746	9.746	9.746	9.746	9.746	9.746	
Variable Cost		843	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372	
Personnel Costs		133	530	530	530	530	530	530	530	530	530	
Overhead Expenses		418	1.671	1.671	1.671	1.671	1.671	1.671	1.671	1.671	1.671	
Depreciation	0	3.429	3.429	3.429	2.620	2.620	2.620	2.620	2.620	2.620	2.620	
Provisions												
Other Operational Costs												
Non Operational Costs (Net)												
<b>Earnings Before Interest and Taxes (EBIT)</b>	<b>0</b>	<b>-2.385</b>	<b>744</b>	<b>744</b>	<b>1.552</b>	<b>1.552</b>	<b>1.552</b>	<b>1.552</b>	<b>1.552</b>	<b>1.552</b>	<b>1.552</b>	
Total Financial Expenses												
Total Financial Income												
<b>Financial Result</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
Earnings Before Taxes (EBT)	0	-2.385	744	744	1.552	1.552	1.552	1.552	1.552	1.552	1.552	
Accumulated EBT	0	-2.385	-1.642	-898	654	2.206	3.759	5.311	6.863	8.416	9.968	
Tax	26,5%											
Income Taxes	0	0	0	0	411	411	411	411	411	411	411	
<b>Net Income</b>	<b>0</b>	<b>-2.385</b>	<b>744</b>	<b>744</b>	<b>1.141</b>	<b>1.141</b>	<b>1.141</b>	<b>1.141</b>	<b>1.141</b>	<b>1.141</b>	<b>1.141</b>	
<b>Investments</b>												
Constant Prices (1)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Perpetuity	
<b>Tangible Assets</b>	<b>31.535</b>	<b>16.981</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.620</b>	
Land & Substitution Investment											2.620	
Buildings and Foundations	2%	7.762	1.941									
Plant and Machinery	6,7%	21.832	14.555									
Transport Equipment	20%											
Studies and Projects	33%	1.941	485									
<b>Intangible Assets</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
Intangible Assets with useful life												
Intangible Assets without useful life	0%											
<b>Working Capital Needs</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
Customers												
Suppliers												
Stocks												
<b>TOTAL</b>	<b>31.535</b>	<b>16.981</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.620</b>	
<b>Evaluation</b>												
Constant Prices (1)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Perpetuity	
<b>Free cash flow</b>	<b>-31.535</b>	<b>-15.938</b>	<b>4.172</b>	<b>4.172</b>	<b>3.761</b>	<b>3.761</b>	<b>3.761</b>	<b>3.761</b>	<b>3.761</b>	<b>3.761</b>	<b>1.141</b>	
(+) EBIT (Earnings Before Interest and Taxes)	0	-2.385	744	744	1.552	1.552	1.552	1.552	1.552	1.552	1.552	
(+) Depreciation and Provisions	0	3.429	3.429	3.429	2.620	2.620	2.620	2.620	2.620	2.620	2.620	
(-) Income Tax	0	0	0	0	411	411	411	411	411	411	411	
(-) Working Capital Needs	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
(+) Subsidies												
(-) Investment	31.535	16.981	0	0	0	0	0	0	0	0	2.620	
<b>Nominal WACC (weighted average cost of capital)</b>	<b>10,46%</b>											
Discount Factor	1,00	1,10	1,22	1,35	1,49	1,64	1,82	2,01	2,22	2,45	2,70	
Discounted Free Cash Flows	-31.535	-14.428	3.419	3.096	2.526	2.287	2.070	1.874	1.697	1.536	422	
<b>Cumulative Discounted Free Cash Flows</b>	<b>-27.458</b>											
<b>Discounted Residual Value (perpetuity)</b>	<b>4.034</b>											
<b>Growth Rate on Perpetuity <sup>(2)</sup></b>	<b>0%</b>											
<b>NPV (net present value)</b>	<b>-23.424</b>											
<b>Project IRR</b>	<b>3,7%</b>											
<b>Pay back</b>	<b>-31.535</b>	<b>-45.964</b>	<b>-42.544</b>	<b>-39.449</b>	<b>-36.923</b>	<b>-34.636</b>	<b>-32.565</b>	<b>-30.691</b>	<b>-28.994</b>	<b>-27.458</b>	<b>-27.036</b>	
<b>Pay back (years)</b>												

IRR Calculation	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Perpetuity
Free Cash Flow	-31.535	-15.938	4.172	4.172	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	30.825
IRR	3,7014%										
Estimative	3,70%										

(1) This report should always consider current figures. The inflation rate to be considered is available in the PMC procedures.  
 (2) The growth rate should always be lower than the WACC.

**Note:**

In order to calculate the IRR, please allow iterations and automatic calculation in the spreadsheet (Tools, Options).  
 For the first interaction may be necessary to insert an estimative, nevertheless to calculate the final result the estimative must be exactly the same value that results form IRR calculation.  
 To test if the obtained result is correct, replace WACC value with the obtained IRR. In this case, the NPV (the sum of the cumulative discounted FCF with the perpetuity) must be = 0.

**Input cells:**

**Description:** Investment brief description (in English)  
**Code:** Internal codification (will be the link to IDAR)  
**Type:** Investment type according to the Investments matrix  
**Country:** Country or Management perimeter  
**Unit:** Plant/Department abbreviation code

## Anexo 5: Utilização de fontes de energias renováveis e fósseis.

No presente anexo, são apresentados dados nacionais e da União Europeia da utilização das fontes de energias renováveis e fontes de origem fóssil para produção de energia primária e energia eléctrica.

Fonte: [www.dgge.pt](http://www.dgge.pt)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Mar 2009	TCMA
Hídrica Total	4 263	4 288	4 292	4 561	4 752	4 802	4 805	4 810	4 814	1,7%
Grande Hídrica (>30MW)	3 783	3 783	3 783	4 043	4 234	4 234	4 234	4 234	4 234	1,6%
PCH (>10 e <=30 MW)	240	251	251	251	232	281	281	281	281	2,3%
PCH (<= 10 MW)	240	254	258	267	286	287	290	295	299	3,0%
Eólica	114	175	253	537	1 047	1 681	2 108	2 770	3 134	57,7%
Biomassa (c/ cogeração)	344	372	352	357	357	357	357	357	357	0,5%
Biomassa (s/ cogeração)	8	8	8	12	12	24	24	24	24	17,0%
Resíduos Sólidos Urbanos	88	88	88	88	88	88	88	88	88	0,0%
Biogás	1,0	1,0	1,0	7,0	8,2	8,2	12,4	12,4	12,4	43,3%
Fotovoltaica	1,3	1,5	2,1	2,7	2,9	3,4	14,5	58,5	68,0	72,3%
Ondas/Marés								4,2	4,2	
Total	4 819	4 934	4 996	5 565	6 267	6 964	7 409	8 124	8 502	8,7%

TCMA - Taxa de Crescimento Média Anual entre 2002 e 2008

**Figura 1:** Evolução histórica da potência total instalada em renováveis (MW) em Portugal Continental.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Mar 2009*	%
Hídrica Total	31,3	17,4	33,0	20,1	9,7	21,5	19,5	13,3	17,2	
Hídrica (>10 MW)	29,9	16,1	31,4	19,1	9,1	20,1	18,7	12,4	16,1	
Grande Hídrica (>30MW)	28,3	14,8	29,7	18,1	8,6	18,8	17,8	11,6	14,9	
PCH (>10 e <=30 MW)	1,5	1,3	1,7	1,0	0,5	1,3	1,0	0,9	1,2	
PCH (<= 10 MW)	1,5	1,3	1,6	1,0	0,5	1,4	0,8	0,8	1,1	
Eólica	0,5	0,7	1,0	1,6	3,4	5,5	7,6	10,6	11,1	
Biomassa + RSU + Biogás	3,5	3,7	3,4	3,5	3,7	3,7	3,9	3,8	3,8	
Biomassa (c/ cogeração)	2,3	2,5	2,2	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,5	
Biomassa (s/ cogeração)	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,3	
Resíduos Sólidos Urbanos	1,1	1,1	1,1	0,9	1,1	1,0	0,9	0,8	0,9	
Biogás	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	
Total de renováveis	35,4	21,8	37,3	25,2	16,8	30,6	31,1	27,8	32,2	

**Figura 2:** Evolução do peso da produção das energias renováveis na produção bruta + saldo importador em Portugal Continental.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Mar 2009*
Hídrica Total	88,6	79,6	88,3	79,8	57,7	70,1	62,9	47,7	53,2
Hídrica (>10 MW)	84,4	73,9	84,0	75,9	54,4	65,6	60,3	44,8	50,0
Grande Hídrica (>30MW)	80,1	67,8	79,5	72,0	51,4	61,2	57,2	41,6	46,2
PCH (>10 e <=30 MW)	4,3	6,0	4,6	3,9	3,1	4,3	3,1	3,2	3,7
PCH (<= 10 MW)	4,1	5,8	4,3	4,0	3,2	4,5	2,7	2,9	3,3
Eólica	1,5	3,4	2,6	6,3	20,1	17,9	24,4	38,3	34,6
Biomassa + RSU + Biogás	9,9	17,0	9,1	13,9	22,2	12,0	12,5	13,7	11,9
Biomassa (c/ cogeração)	6,6	11,5	5,9	9,6	14,8	8,1	8,3	9,3	7,9
Biomassa (s/ cogeração)	0,1	0,4	0,2	0,4	0,7	0,5	0,9	1,0	0,8
Resíduos Sólidos Urbanos	3,2	5,1	2,9	3,8	6,3	3,3	3,0	3,0	2,8
Biogás	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,2	0,3	0,5	0,4
Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,3
Total de renováveis	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Figura 3: Evolução do peso da produção de cada tecnologia no total da produção de energia renovável em Portugal Continental.

	Produção (GWh)								
	1ºTri 2007	2ºTri 2007	3ºTri 2007	4ºTri 2007	1ºTri 2008	2ºTri 2008	3ºTri 2008	4ºTri 2008	1ºTri 2009
Hídrica Total	4 335	2 642	1 743	1 630	1 429	2 798	1 442	1 434	3 439
Grande Hídrica (>30MW)	3 788	2 417	1 633	1 568	1 177	2 356	1 357	1 299	2 903
PCH (>10 e <=30 MW)	277	110	78	39	127	226	54	71	283
PCH (<= 10 MW)	270	115	32	23	125	215	31	64	253
Eólica	1 076	846	1 009	1 076	1 520	1 231	1 098	1 846	1 739
Biomassa (c/ cogeração)	347	332	327	355	340	339	366	336	338
Biomassa (s/ cogeração)	29	38	39	42	35	38	36	36	23
Resíduos Sólidos Urbanos	126	96	105	170	75	130	123	113	108
Biogás	9	13	16	17	17	16	17	18	18
Fotovoltaica	2,7	6,3	7,2	7,3	6,1	11,3	12,3	8,4	24,4
Ondas/Marés									
Total	5 925	3 973	3 248	3 298	3 422	4 564	3 094	3 791	5 689
Total (s/ Grande Hídrica)	2 137	1 556	1 614	1 730	2 245	2 208	1 737	2 492	2 786

Figura 4: Situação actual da produção de energia eléctrica a partir de energias renováveis.

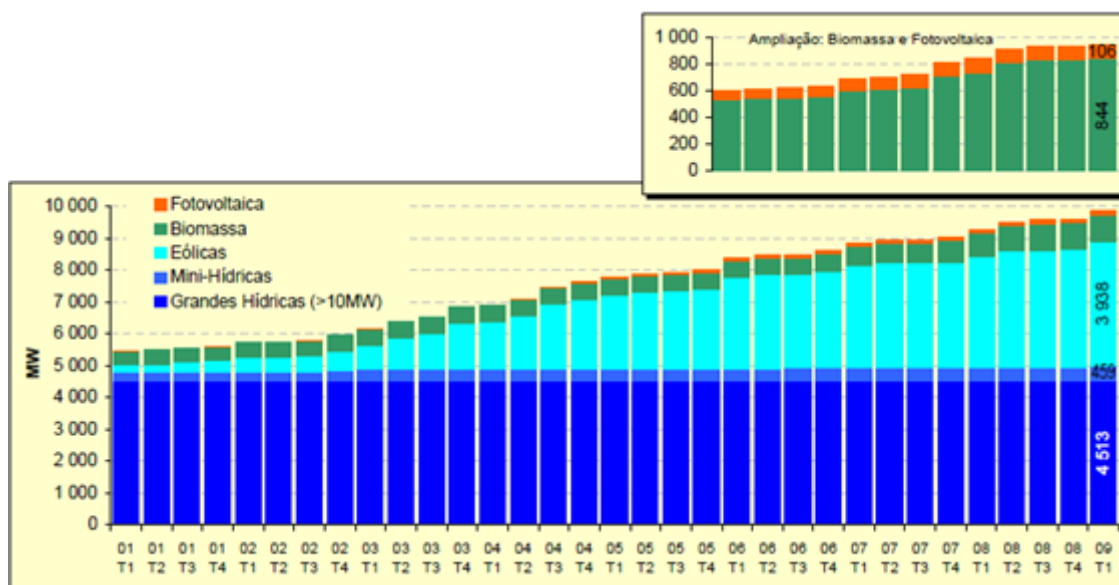
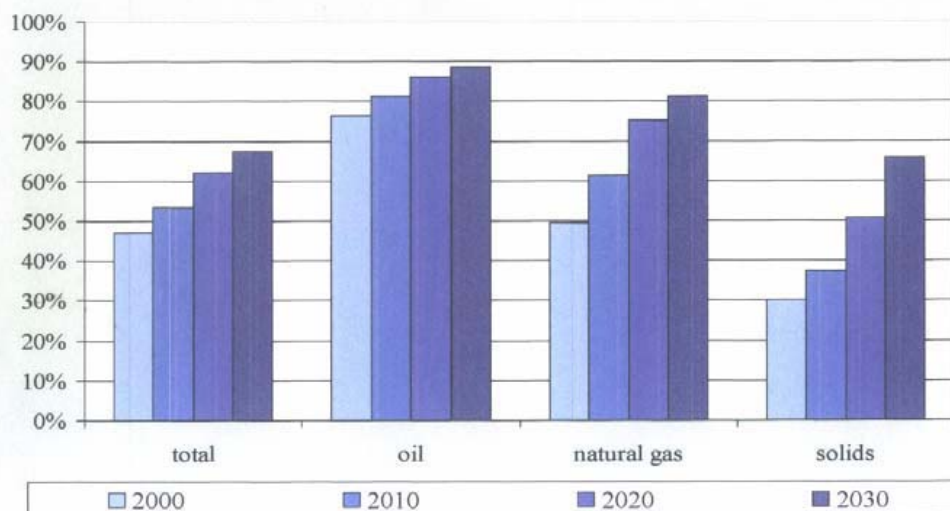


Figura 5: Evolução acumulada de potência licenciada (MW).

						Peso (%) em 2007			
	Total 2007	FER 1999	FER 2007	% FER	% FER	Hídrica	Eólica	Biomassa + Biogás	Outros
	TWh	GWh	GWh	1999	2007				
Austria	70,3	43 823	39 929	74,9	56,8	85,0	5,1	9,9	0,0
Suécia	150,6	74 953	75 873	50,8	50,4	87,0	1,9	11,1	0,0
Portugal Continental	53,0	8 860	15 854	21,4	29,9	63,0	25,3	11,5	0,2
Dinamarca	38,2	4 860	10 478	13,3	27,4	0,3	68,4	31,3	0,0
Finlândia	93,7	21 525	24 961	26,7	26,6	56,8	0,8	42,4	0,0
Espanha	300,7	30 660	59 231	14,3	19,7	46,3	45,5	7,3	0,8
Itália	360,4	58 423	48 842	19,0	13,6	68,5	8,5	11,5	11,5
Alemanha	620,1	37 211	89 506	6,7	14,4	22,7	44,1	29,3	3,9
França	513,0	80 827	66 427	17,5	12,9	87,6	6,1	5,5	0,8
Irlanda	29,0	1 368	2 664	6,1	9,2	25,0	70,4	4,6	0,0
Grécia	68,8	5 187	4 952	10,4	7,2	59,6	37,3	3,1	0,0
Holanda	120,9	4 873	7 489	4,6	6,2	1,5	45,9	52,2	0,5
Reino Unido	402,7	13 076	22 937	3,4	5,7	22,2	26,9	50,9	0,0
Bélgica	96,0	2 703	3 341	3,2	3,5	11,1	15,6	73,2	0,1
Luxemburgo	7,9	816	262	12,6	3,3	44,3	24,4	23,3	8,0
<b>Total UE 15</b>	<b>2 925,3</b>	<b>389 165</b>	<b>472 746</b>	<b>15,2</b>	<b>16,2</b>	<b>57,7</b>	<b>21,9</b>	<b>18,2</b>	<b>2,2</b>
Nova Zelândia	43,9	26 747	28 698	70,2	65,4	81,9	3,3	2,7	12,1
Canadá	600,4	353 538	381 285	64,5	63,5	96,8	0,7	2,6	0,0
Turquia	189,5	34 930	36 491	29,5	19,3	98,1	1,0	0,5	0,4
México	256,0	38 955	37 247	20,2	14,5	72,8	0,7	6,6	19,9
Austrália	259,2	18 118	22 121	8,9	8,5	76,1	12,5	11,0	0,4
Japão	1 154,5	121 972	98 464	11,4	8,5	76,5	2,8	17,5	3,1
Estados Unidos	4 419,6	389 079	364 237	9,8	8,2	68,8	8,9	17,5	4,8
Coreia	438,8	6 470	4 227	2,4	1,0	85,9	8,7	4,7	0,7

Figura 6: Comparação internacional entre países da OCDE.

Tabela 7: Grau de dependência da importação de energia fóssil – UE 25






Fonte: Comissão Europeia, Direcção Geral da Energia e Transportes, 2006

## Anexo 6: Protocolo de Quioto e perspectivas da OCDE

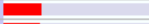

No presente anexo são apresentadas as perspectivas ambientais da OCDE para 2030, tendo em conta os acordos ratificados por cada país e as metas a eles vinculadas.

**Tabela 1:** Perspectivas Ambientais da OCDE para 2030

	 [Luz Verde]	 [Luz Amarela]	 [Luz Vermelha]
Alterações climáticas		<ul style="list-style-type: none"> <li>Redução das emissões de GEE por unidade de PIB</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Emissões globais de GEE</li> <li>Evidência crescente de um clima em mudança</li> </ul>
Biodiversidade e recursos naturais renováveis	<ul style="list-style-type: none"> <li>Área florestal nos países da OCDE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gestão florestal</li> <li>Áreas protegidas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Qualidade dos ecossistemas</li> <li>Extinção de espécies</li> <li>Espécies exóticas invasoras</li> <li>Florestas tropicais</li> <li>Desflorestação ilegal</li> <li>Fragmentação dos ecossistemas</li> </ul>
Água	<ul style="list-style-type: none"> <li>Poluição hídrica por fontes pontuais nos países da OCDE (indústria, municípios)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Qualidade das águas superficiais e tratamento de águas residuais</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Escassez de água</li> <li>Qualidade da água subterrânea</li> <li>Água para utilização agrícola &amp; poluição</li> </ul>
Qualidade do Ar	<ul style="list-style-type: none"> <li>Emissões de SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> dos países da OCDE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>PM e ozono troposférico</li> <li>Emissões dos transportes rodoviários</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Qualidade do ar urbano</li> </ul>
Resíduos & substâncias químicas perigosas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gestão de resíduos nos países da OCDE</li> <li>Emissões de CFCs nos países da OCDE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Produção de resíduos municipais</li> <li>Emissões de CFCs dos países em desenvolvimento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gestão e transporte de resíduos perigosos</li> <li>Gestão de resíduos nos países em desenvolvimento</li> <li>Substâncias químicas no ambiente e em produtos</li> </ul>

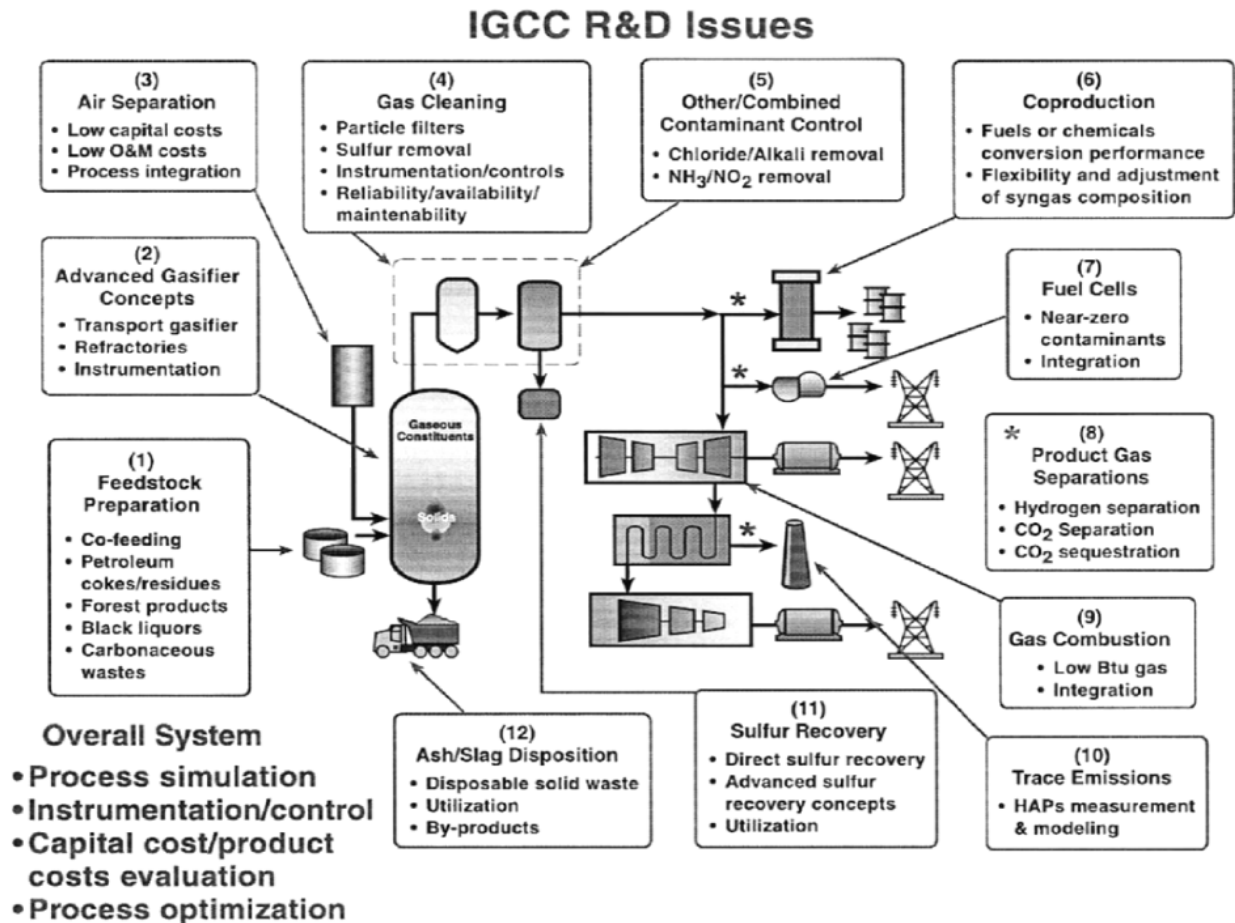
LEGENDA (do sistema de tipo semáforo): Luz verde = questões ambientais que estão a ser correctamente geridas, ou para as quais se verificam melhorias significativas a nível de gestão nos últimos anos, mas relativamente às quais os países deverão permanecer vigilantes. Luz amarela = questões ambientais que permanecem um desafio, mas cuja gestão está a melhorar, ou para as quais o estado actual é incerto, ou que tenham sido correctamente geridas no passado mas que actualmente o são menos. Luz vermelha = questões ambientais que não são bem geridas, se encontram em mau estado ou a piorar, e que requerem atenção urgente. Todas as tendências são globais, a não ser que seja especificado que assim não é.

**Tabela 2:** Objectivos e metas do Protocolo de Quioto para cada país.

EU MEMBER STATE	2003	2004	2005	PROJECTIONS 2010	KYOTO TARGET 2012	% UNDER KYOTO TARGET
ESTONIA	21.2	21.2	20.7	18.9	40	 52.7%
LATVIA	10.7	10.7	10.9	13.6	23.3	 41.6%
BULGARIA	-	68.9	69.8	87.1	127.3	 31.6%
ROMANIA	-	160.1	153.7	192.5	259.9	 26.0%
LITHUANIA	16.7	21.1	22.6	33.5	44.1	 24.0%
HUNGARY	83.3	79.5	80.5	87.4	114.9	 23.9%
POLAND	382.5	396.7	399	420	551.7	 23.9%
CZECH REPUBLIC	147.5	147.1	145.6	145.7	180.6	 19.3%
SLOVAKIA	51.1	49.5	48.7	58.3	67.2	 13.2%
UNITED KINGDOM	658	660.4	657.4	595.6	678.3	 12.2%
SWEDEN	70.9	69.7	67	69.8	75.2	 7.2%
GERMANY	1024.4	1025	1001.5	955.4	972.9	 1.8%
% OVER KYOTO TARGET						
LUXEMBOURG	11.3	12.8	12.7	14.2	9.1	 56.0%
AUSTRIA	92.5	91.2	93.3	92.5	68.7	 34.7%
SPAIN	407.4	425.2	440.6	410.2	331.6	 23.7%
ITALY	577.3	580.5	582.2	587.3	485.7	 20.9%
FINLAND	85.4	81.2	69.3	85	71.1	 19.5%
SLOVENIA	19.7	19.9	20.3	21.6	18.6	 16.1%
DENMARK	73.6	68.2	63.9	62.6	54.8	 14.2%
PORTUGAL	83.7	84.6	85.5	88	77.4	 13.7%
IRELAND	68.4	68.6	69.9	68.4	63	 8.6%
GREECE	137.2	137.6	139.2	150.4	139.6	 7.7%
NETHERLANDS	215.4	218.4	212.1	211.8	200.4	 5.7%
BELGIUM	147.6	147.6	143.8	141.6	135.9	 4.2%
FRANCE	560.9	556.1	553.4	569	564	 0.9%
MALTA	3.1	3.2	3.4	2.2	NO TARGET	
CYPRUS	9.2	9.9	9.9	12.2	NO TARGET	

## Anexo 7: Dificuldades inerentes à gaseificação

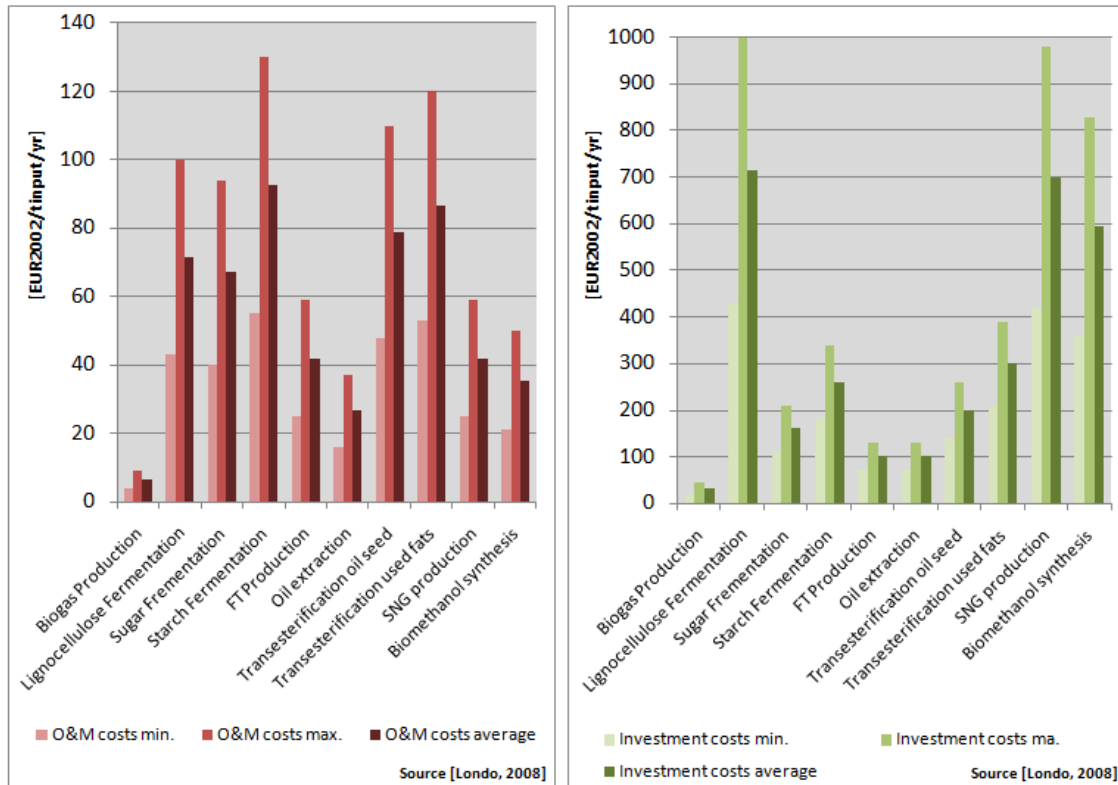
No presente anexo, são apresentados os maiores problemas de centrais de gaseificação de ciclo combinado, na figura seguinte.



**Figura 1:** Principais dificuldades a serem ultrapassadas em centrais de gaseificação de ciclo combinado.

## Anexo 8: Comparação de custos de investimento e de produção entre vários biocombustíveis.

No presente anexo faz-se uma comparação entre os custos de produção e os custos de investimento inicial para produção de vários biocombustíveis.

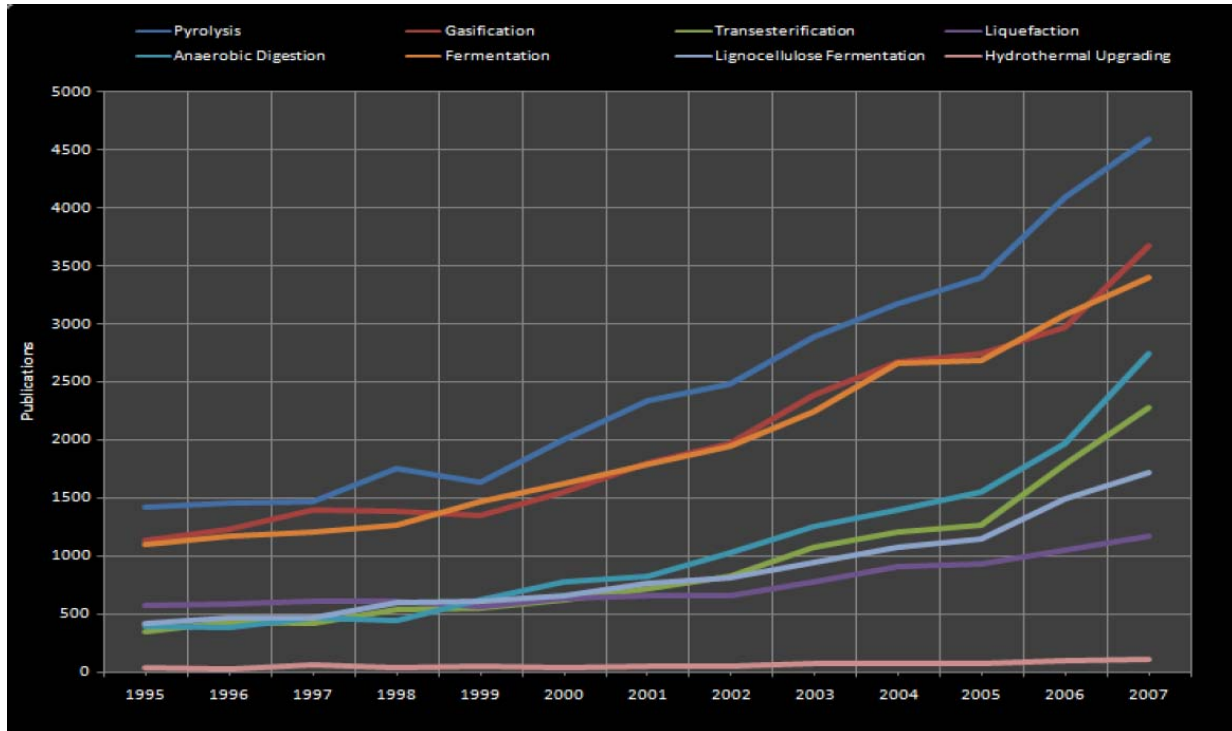


**Figura 1:** Custos de operação e manutenção (esquerda) e custos de investimento (direita) para vários biocombustíveis (Londo et al., 2008).

Como se pode ver, a produção de metanol a partir de biomassa exige um grande investimento inicial mas baixos custos de operação, em comparação com outros biocombustíveis.

## Anexo 9: Gaseificação e a investigação em processos de conversão nos últimos anos

No presente anexo, pode ser vista a pesquisa nos últimos anos feita a todas as tecnologias dos processos de conversão, que têm aumentado consideravelmente desde 1995.



**Figura 2:** Número anual de publicações sobre cada tecnologia de investigação desde 1995 (dados obtidos com o Google Scholar).