



**TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO  
DE RESÍDUOS ORGÂNICOS  
(Âmbito do GT Energia-Resíduos)**

Contribuição do LNEG

setembro 2020

<b>ENQUADRAMENTO</b> .....	<b>3</b>
<b>1 TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO BIOQUÍMICA</b> .....	<b>4</b>
1.1 PRODUÇÃO DE BIOGÁS POR DIGESTÃO ANAERÓBIA E PURIFICAÇÃO PARA BIOMETANO.....	4
1.1.1 <i>Introdução</i> .....	4
1.1.2 <i>Processo da Digestão Anaeróbia</i> .....	4
1.1.3 <i>Fontes de matéria orgânica para a produção de biogás por DA</i> .....	5
1.1.4 <i>Produtos da digestão anaeróbia: biogás e material digerido para produção de composto..</i>	6
1.1.5 <i>Biometano: vias de obtenção</i> .....	7
1.1.6 <i>Requisitos de qualidade para o biogás/biometano</i> .....	7
1.1.7 <i>Melhoramento (upgrading) do Biogás</i> .....	11
1.1.8 <i>Breve descrição das diversas tecnologias de upgrading do biogás</i> .....	12
1.1.9 <i>Potencial Nacional e Europeu</i> .....	14
1.1.10 <i>Estimativa de custos de implementação da DA e upgrading para biometano e fornecedores da tecnologia</i> .....	15
1.2 PRODUÇÃO DE BIOETANOL 2G (FERMENTAÇÃO) A PARTIR DE RESÍDUOS ORGÂNICOS (BIOMASSA) .....	22
1.2.1 <i>Fontes de biomassa para a produção de bioetanol</i> .....	22
1.2.2 <i>Processo de produção de bioetanol a partir da fração orgânica dos RSUs</i> .....	23
1.2.3 <i>Requisitos de qualidade para o bioetanol</i> .....	27
1.2.4 <i>Potencial nacional e europeu</i> .....	28
1.2.5 <i>Integração da produção de etanol com a produção de biogás</i> .....	29
1.2.6 <i>Outros produtos para além do bioetanol</i> .....	30
1.2.7 <i>Estimativa de custos de implementação e fornecedores da tecnologia</i> .....	30
<b>2 TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO TERMOQUÍMICA</b> .....	<b>32</b>
2.1 GASIFICAÇÃO PARA BIOCOMBUSTÍVEIS GASOSOS .....	34
2.1.1 <i>Introdução</i> .....	34
2.1.2 <i>Fontes de biomassa para a produção de biocombustíveis gasosos</i> .....	34
2.1.3 <i>Processo de produção de biocombustíveis gasosos</i> .....	35
2.1.4 <i>Requisitos de qualidade para o gás de gasificação</i> .....	38
2.1.5 <i>Potencial Nacional e Europeu</i> .....	39
2.1.6 <i>Estimativas de custos de instalações de gasificação e de utilização do gás</i> .....	41
<b>ANEXO</b> .....	<b>43</b>

## Enquadramento

Este documento pretende apresentar 3 tecnologias de conversão de biomassa que, na perspetiva do LNEG, se encontram num grau de maturidade tecnológica elevado e passíveis de serem implementadas a curto/médio prazo pelos operadores de gestão de resíduos, numa perspetiva da valorização da fração biodegradável quer de resíduos urbanos, de efluentes e resíduos da indústria agroalimentar, assim como de lamas de ETAR.

A valorização de resíduos deverá ter em conta a sua hierarquia, devendo ser dada prioridade a processos que conduzam à valorização orgânica face à valorização energética. Contudo em múltiplas situações tal não é aplicável de uma forma técnica e economicamente viável, sendo a utilização como fonte para produtos de base energética aquela que mostra maior viabilidade do ponto de vista da sua valorização.

Em qualquer dos casos, a progressiva redução dos resíduos depositados em aterro constitui uma das prioridades em termos da gestão de resíduos e do cumprimento das metas europeias e nacionais nesta matéria. Assim, salvaguardando as diretrizes na área da gestão de resíduos numa ótica da circularidade da economia e dos recursos, há que ter presente também as ambiciosas metas estabelecidas quer no PNEC2030 quer no RNC2050. Estes objetivos para serem atingidos necessitam também de uma abordagem estratégica no setor dos resíduos, na qual a sua potencial valorização enquanto vetor energético deverá sempre ser tida em conta. A este propósito, importa referir a crescente aposta nacional nos gases renováveis e a necessidade de cumprimento da meta de 3,5% em teor energético estabelecida na Diretiva (UE) 2018/2001 para biocombustíveis avançados no setor dos transportes, meta esta para a qual a utilização de matérias primas residuais na sua produção assume um papel fundamental.

## 1 TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO BIOQUÍMICA

### 1.1 Produção de biogás por Digestão anaeróbia e purificação para biometano

#### 1.1.1 Introdução

A produção de biogás em Portugal tem sido sujeita a diversas oscilações ao longo do tempo, tendo-se em 1998 verificado a existência de 103 unidades, maioritariamente a operar com suiniculturas e ETARs, em número de 71 e 12, respetivamente<sup>1</sup>. Segundo o levantamento efetuado em 2000<sup>2</sup>, 82 sistemas de biogás foram instalados no país até 1999 e pelo menos 51 destes encontravam-se em operação enquanto 12 já tinham sido desativadas.

Recentemente, o estudo “*Avaliação do Potencial e Impacto do biometano em Portugal*”<sup>3</sup> revela que o número de instalações no País é atualmente superior a 60 unidades. Destas, 51 encontram-se ligadas à rede elétrica e outras 6 unidades operam em cogeração. Foram ainda contabilizadas 6 instalações sem ligação à rede elétrica, duas das quais em cogeração.

Em Portugal, a partir do ano 2000, a implementação de medidas de controlo sanitário e ambiental sobre os resíduos urbanos (RU) tornaram favorável a deposição destes em aterro para a produção de biogás. Contudo, devido à legislação que restringe a deposição de matéria orgânica nos aterros (Diretiva 1999/31/EU), foram promovidos os Sistemas de Gestão dos Resíduos Urbanos (SGRU), tendo sido instalados 12 digestores que processam RU. Parte destas unidades operam em codigestão, integrando outros tipos de resíduos produzidos na região.

Só a partir do ano 2007, quando surge o Decreto-Lei n.º 225/2007 de 31 de maio, ocorre uma verdadeira valorização dos sistemas de digestão anaeróbia (DA) a partir de diversos efluentes/resíduos, como os agropecuários, industriais, urbanos e lamas de ETAR, que proporcionam o aumento da produção de biogás proveniente da DA a um valor superior ao de aterro. O biogás produzido em Portugal tem tido origem fundamentalmente na matéria orgânica depositada em aterros e tem sido sobretudo aplicado na produção de eletricidade, continuando a existirem recursos com potencial para outras utilizações finais e que se distribuem pelos setores agropecuário, agrícola (incluindo culturas dedicadas), agroindustrial, ETARs municipais e resíduos sólidos urbanos.

#### 1.1.2 Processo da Digestão Anaeróbia

A DA é um processo que transforma a matéria orgânica num vetor portador de energia (biogás/metano) e preserva os nutrientes (N e P) no digerido.

A conversão biológica da matéria orgânica ocorre em condições anóxicas/anaeróbias, pela ação coordenada e interdependente de uma população de bactéria e arquea, podendo ser descrita em quatro fases: hidrólise enzimática, acidogénese, acetogénese e metanogénese (Figura 1.1). É promovida em

<sup>1</sup> Isabel Cabrita, Filomena Pinto, Helena Lopes, Fernando Marques e Isabel Paula Marques. 2000. Resíduos Industriais. Ed. INETI e DGE. Lisboa (PT). ISBN 972-676-179-4.

<sup>2</sup> CCE-Centro para a Conservação de Energia. 2000. Guia técnico de biogás. Lisboa (PT). ISBN 972-852-12-19

<sup>3</sup> LNEG (2015), Avaliação do Potencial e Impacto do Biometano em Portugal.

unidades de digestão a funcionar em condições anaeróbias e de alimentação contínua ou descontínua e mediante certos parâmetros operacionais como a temperatura (psicrófila,  $\approx 20^{\circ}\text{C}$ ; mesófila,  $35\text{-}40^{\circ}\text{C}$ ; termófila,  $50\text{-}55^{\circ}\text{C}$ ), carga orgânica e tempos de retenção hidráulico e de retenção de sólidos.

O recurso à digestão anaeróbia encerra diversos benefícios na medida em que simultaneamente desempenha a função de tratar o efluente gerado, ser fonte de energia renovável e de fertilizante agrícola e de desempenhar um papel sustentável na gestão dos resíduos.

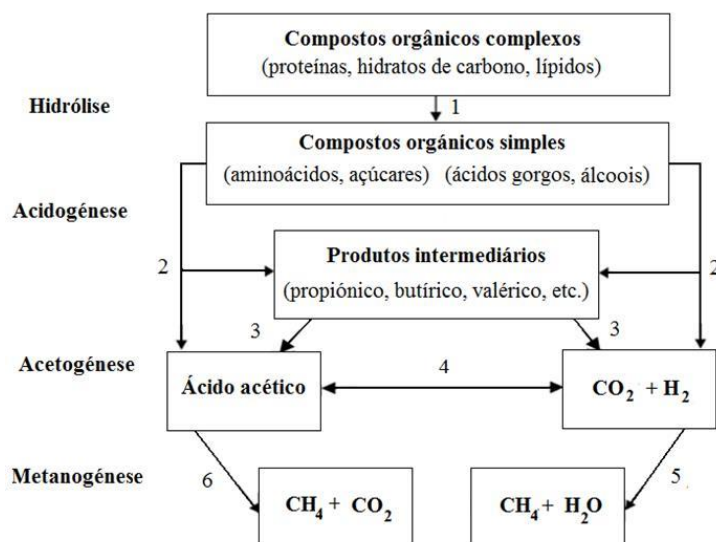


Figura 1.1 - Processo de digestão anaeróbia<sup>4</sup>

### 1.1.3 Fontes de matéria orgânica para a produção de biogás por DA

Os substratos de um processo de DA correspondem a materiais orgânicos, vulgarmente com elevadas proporções em água ( $\approx 70\%$ ), designados por “efluentes líquidos”, que integram fluxos como os provenientes da produção animal, diversos resíduos agrícolas e da indústria alimentar bem como a fração orgânica dos resíduos urbanos e as lamas geradas em ETARs. Quanto aos efluentes das Estações de Tratamento de Águas Residuais Industriais (ETARI), a sua valorização por DA depende do conteúdo em compostos com capacidade inibidora.

<sup>4</sup> [https://www.google.com/search?q=digest%C3%A3o+anaer%C3%B3bia&rlz=1C1WPZC\\_enPT833PT833&sxsr=AleKk03S9JBe\\_mhjugJT4L1M-0ielGQPA:1600258906387&tbm=isch&source=iu&ictx=1&fir=-arHGnj18ey2qM%252CWMdixX8hhATAJM%252C%252Fm%252F0597\\_w&vet=1&usg=AI4\\_-kT1Y-nuLfPUsPyMExxjK0HAW2cUA&sa=X&ved=2ahUKEwiMnqf91O3rAhXuTxUIHaZZCclQ\\_B16BAGOEAM#imgrc=-arHGnj18ey2qM](https://www.google.com/search?q=digest%C3%A3o+anaer%C3%B3bia&rlz=1C1WPZC_enPT833PT833&sxsr=AleKk03S9JBe_mhjugJT4L1M-0ielGQPA:1600258906387&tbm=isch&source=iu&ictx=1&fir=-arHGnj18ey2qM%252CWMdixX8hhATAJM%252C%252Fm%252F0597_w&vet=1&usg=AI4_-kT1Y-nuLfPUsPyMExxjK0HAW2cUA&sa=X&ved=2ahUKEwiMnqf91O3rAhXuTxUIHaZZCclQ_B16BAGOEAM#imgrc=-arHGnj18ey2qM)

### 1.1.4 Produtos da digestão anaeróbia: biogás e material digerido para produção de composto

O biogás é o produto gasoso proveniente do processo da digestão anaeróbia. É um biocombustível constituído essencialmente por metano (50-80% CH<sub>4</sub>) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e, em menores quantidades, por gás sulfídrico (H<sub>2</sub>S), azoto (NH<sub>3</sub>, N<sub>2</sub>) e vapor de água (Tabela 1.1.). Estes últimos componentes deverão ser removidos quando da utilização do biogás.

**Tabela 1.1 - Características do Biogás<sup>5</sup>**

Parâmetro	Biogás de efluentes e lamas de ETAR	Biogás de efluentes agroindustriais	Biogás da fração orgânica de RU	Biogás de aterros
CH <sub>4</sub> , %	60 - 65	50 - 55	60 - 70	30 - 65
CO <sub>2</sub> , %	35 - 40	45 - 55	30 - 40	35 - 70
N <sub>2</sub> , %	<1 - 2	<1 - 2	2 - 6	<1 - 17
O <sub>2</sub> , %	<0,05 - 0,7	< 1	0,6 - 1,5	<1 - 3
H <sub>2</sub> , %	0	0 - 1	0 - 1	0
H <sub>2</sub> S, mg/m <sup>3</sup>	200 - 6800	200 - 500	100 - 2000	30 - 500
NH <sub>3</sub> , mg/m <sup>3</sup>	< 1 - 7	100	100	5
Compostos halogenados, mgCl/m <sup>3</sup>	0 - 2	< 0,01	<0,25	0,5 - 225
Siloxanos, mg/m <sup>3</sup>	< 1 - 400	<0,03 - 0,2	<0,08 - 0,5	<0,3 - 36
Índice de Wobb, MJ/m <sup>3</sup>	25 - 30	24 - 33	24 - 33	20 - 25

O biogás encontra aplicação através da: (1) queima direta em caldeira, para a produção de energia em forma de calor; (2) cogeração por intermédio de um moto-gerador, com a produção simultânea de eletricidade e calor; (3) tripla-geração, para a produção de eletricidade, calor e frio e (4) de células de combustível, para a geração de eletricidade.

O efluente orgânico tratado por DA encontra aplicação agrícola, tendo a fração sólida, estabilizada por compostagem, valor como fertilizante/estruturante de solo enquanto a líquida é utilizável como água de irrigação.

O biogás sendo ainda convertível em (5) biometano, após um passo tecnológico de purificação e

<sup>5</sup> fonte: [www.valorgas.soton.ac.uk](http://www.valorgas.soton.ac.uk), deliverables D5.1, D5.2



concentração em CH<sub>4</sub> (85%-98%) (“upgrading”), apresenta perspectivas de utilização como combustível veicular e para injeção na rede de gás natural.

#### 1.1.5 Biometano: vias de obtenção

O processo bioquímico é a via mais vulgarmente utilizada para a produção de biometano, após “upgrading” do biogás. Não obstante, o biometano pode também ser obtido por via termoquímica, através de um processo de gasificação da biomassa com a produção do chamado “gás de síntese” ou “Syngas” (cf. 2.1). O processo bioquímico revela-se mais adequado para a conversão de matéria orgânica com elevado teor de humidade enquanto a via termoquímica para o material com um baixo teor de humidade e com consideráveis quantidades de material lenhocelulósico.

#### 1.1.6 Requisitos de qualidade para o biogás/biometano

Dada a natureza biológica associada ao biometano, seja ele obtido por via bioquímica quer por via termoquímica, as tecnologias relacionadas com a sua obtenção devem incluir processos de purificação que conduzam à obtenção de um biometano com características em tudo semelhantes às do gás natural. De facto, as características dos gases de fontes “não convencionais” variam, dependendo do tipo de gás e da sua origem. Estes gases podem ter características corrosivas, tóxicas ou com capacidade para condicionar a qualidade do produto final.

A regulamentação europeia para o biometano, para injeção na rede de gás natural e para utilização veicular é relativamente recente, tendo sido publicadas em 2016<sup>6</sup>. Estas normas foram já alvo de inclusão no normativo nacional.

O desenvolvimento da regulamentação europeia nesta matéria teve em linha de conta todos os fatores condicionantes para a qualidade do biometano, com especial enfoque nos parâmetros físico-químicos mais relevantes.

A seguir são descritos alguns dos parâmetros mais sensíveis e que foram tidos em conta na elaboração das normas europeias para o biometano:<sup>7,8</sup>

(a) **Siloxanos ou teor de silício:** componente que se encontra no biogás produzido nos aterros sanitários e da DA das lamas de ETAR, assim como em muitos cosméticos e materiais de combustão. Quando da utilização do biometano para uso veicular, é importante a medição deste parâmetro dado que a oxidação do silício através da combustão forma elevados teores de sílica (SiO<sub>2</sub>), que causam desgaste nos componentes internos do motor.

(b) **Compostos vestigiais:** refere-se aos compostos clorados, fluorados, hidrocarbonetos aromáticos

---

<sup>6</sup> EN 16723-1 (2016) *Natural gas and biomethane for use in transport and biomethane for injection in the natural gas network - Part 1: Specifications for biomethane for injection in the natural gas network*;  
EN 16723-1 (2016) *Natural gas and biomethane for use in transport and biomethane for injection in the natural gas network - Part 2: Automotive fuels specification*.

<sup>7</sup> Projeto CONVERTE-Potencial Biomássico para a Energia (<http://converte.lneg.pt>)

<sup>8</sup> LNEG (2015), *Avaliação do Potencial e Impacto do Biometano em Portugal*

policíclicos, ácido cianídrico, entre outros, presentes no biometano. É importante a determinação destes componentes para resguardar a saúde humana, portanto, os limites não podem ser estabelecidos ao nível europeu, mas sim, em cada país, sendo esses valores dependentes da procedência do biogás e dos métodos aplicados na limpeza e melhoramento do biogás para biometano.

- (c) **Hidrogénio:** o biogás apresenta pequenas quantidades de  $H_2$  quando produzido por DA devido ao mesmo ser consumido na etapa da metanogénese para a formação do biogás, que, por isso, não gera problemas nos ductos de distribuição. Contudo, quando do armazenamento subterrâneo do combustível, existe o risco de ocorrer a formação de  $H_2S$  devido a o  $H_2$  ser considerado um substrato para as bactérias redutoras de sulfatos ou de enxofre.
- (d) **Ponto de orvalho de hidrocarbonetos:** está relacionado com a qualidade do combustível quando este se encontra armazenado, portanto, refere-se às condições de pressão e temperatura em que se inicia a condensação dos hidrocarbonetos presentes na corrente gasosa.
- (e) **Oxigénio:** elevados teores de oxigénio no gás natural podem causar corrosão nos ductos subterrâneos devido à alta humidade. Contudo, isto não é um fator limitante no caso do biometano por não ser transportado nem ser armazenado a grandes profundidades, mas apenas ser injetado na rede de distribuição de gás natural.
- (f) **Enxofre:** as redes de gás natural apresentam este composto, devido à sua proveniência tanto no processo de odorização como no próprio gás natural. É importante determinar a quantidade de  $H_2S$ , por ser um componente altamente nocivo para a saúde humana dada a elevada toxicidade. A sua oxidação durante a combustão forma dióxido de enxofre, causando a corrosão dos equipamentos. Torna-se, assim necessário que o nível de  $H_2S$  no combustível seja muito baixo quando utilizado no setor dos transportes, devido a possível corrosão das válvulas. O biogás quando apresenta elevados teores de  $H_2S$ , podendo rondar os 1000 até 15 000 ppm, é necessário proceder à redução da concentração por processo de purificação do biogás.
- (g) **Número de metano:** é uma propriedade de grande importância quando o biometano é utilizado como combustível veicular, já que mede a resistência dos gases de combustão a explodir no motor dos veículos. Contudo, existe uma ampla discrepância entre os valores limites estabelecidos pela indústria automóvel e os distribuidores nas redes de gás natural, dado que para este último caso, quando o  $CH_4$  é muito elevado, ocorrem problemas com custos elevados, devido aos ajustes que devem ser realizados nos sistemas de distribuição. Outro aspeto importante diz respeito à controvérsia entre os diversos métodos de medição do número de  $CH_4$ , tendo sido obtidos diferentes resultados de acordo à metodologia utilizada.
- (h) **Ponto de orvalho da água:** no setor dos transportes, este parâmetro encontra-se relacionado com a qualidade de gás, já que permite garantir que o tanque de armazenamento do combustível se mantenha sob condições elevadas de pressão, para que não ocorra a condensação da água de forma

A Tabela 1.2 apresenta os requisitos mínimos de qualidade do biometano definidos na norma EN 16723-1, que asseguram a sua injeção na rede de gás natural e a sua posterior utilização.

**Tabela 1.2** - Requisitos da norma europeia para o biometano injetado na rede GN (EN 16723-1)

Parâmetro	Unidade	Valores-limite <sup>a</sup>	
		Mínimo	Máximo
Silício volátil total (como Si)	mg Si/m <sup>3</sup>	-	0,3 a 1 <sup>b</sup>
Óleo do compressor	-	c	
Impurezas de poeira	-	c	
Compostos clorados	-	-	d, e
Compostos fluorados	-	-	d
CO	% mol	-	0,1 <sup>f</sup>
NH <sub>3</sub>	mg/m <sup>3</sup>	-	10
Amina	mg/m <sup>3</sup>	-	10

<sup>a</sup> Valores-limite são absolutos, o número de casas decimais não deve influenciar a precisão dos métodos de ensaio.

<sup>b</sup> Uma gama de valores-limite para siloxanos é proposta na presente Norma. Estudos demonstraram que a exposição contínua a 100 % de biometano durante 15 anos, deveria exigir estabelecer-se uma especificação tão baixa quanto 0,1 mg Si/m<sup>3</sup>. No entanto, um limite estabelecido neste nível apresentaria dificuldades em termos de medição analítica (os limites de quantificação atuais são, na melhor das hipóteses, 0,1 mg Si/m<sup>3</sup>, o que implicaria estabelecer um limite de 0,3 mg Si/m<sup>3</sup>). Além disso, os efeitos atenuantes da diluição do biometano injetado no gás natural não se faria sentir. Sugere-se, portanto, que o valor-limite a aplicar (num acordo de entrada de rede), seja acordado entre o produtor de biometano e o transportador de gás (operador da rede), tendo em consideração tanto o desempenho dos métodos analíticos atuais quanto as possibilidades de diluição, como por exemplo através de estudos de capacidade. Ver o Anexo C para mais recomendações suplementares sobre programas de monitorização.

<sup>c</sup> O biometano deve estar isento de impurezas que não sejam do óleo do compressor e de poeiras em níveis insignificantes. No contexto da presente Norma europeia, "insignificante" significa uma quantidade tal que não torne o biometano inaceitável tanto no transporte como na sua utilização.

<sup>d</sup> Ver CEN / TR, *Valores-limite propostos para contaminantes do biometano com base em critérios de avaliação da saúde (WI 00408007)*.

<sup>e</sup> Os halogenetos de alquila são uma das principais substâncias, no sentido em que o valor-limite calculado para os halogenetos proporciona automaticamente um valor-limite satisfatório para os compostos de flúor e de cloro – pois a medição é feita nos halogenetos.

<sup>f</sup> O limite de 0,1% foi retirado do CLP-Regulamento (EC) N<sup>o</sup> 1272/2008.

Para utilização como combustível para uso veicular, os requisitos mínimos da norma europeia EN 16723-2 são os apresentados na Tabela 1.3.

**Tabela 1.3** - Requisitos da norma europeia para o gás natural e biometano para uso veicular (EN 16723-2)

Parâmetro	Unidade	Valores limite <sup>a</sup>	
		Min	Máx
<b>Silício volátil total (calculado como Si)</b>	mgSi/m <sup>3</sup>		0,3 <sup>b</sup>
<b>Hidrogénio</b>	% mol/mol	-	2
<b>Ponto de orvalho do hidrocarboneto</b> (de 0,1 a 7 MPa de pressão absoluta)	°C	-	-2 (tal como na EN 16726)
<b>Oxigénio</b>	% mol/mol	-	1
<b>Sulfureto de hidrogénio + Sulfureto de carbonilo</b> (calculado como enxofre)	mg/m <sup>3</sup>	-	5 (tal como na EN 16726)
<b>S total (incluindo odorização)</b>	mgS/m <sup>3</sup>		30 <sup>c</sup>
<b>Índice de metano</b>	Índice	65 <sup>d</sup> (como na EN 16726)	
<b>Óleo do compressor</b>			e
<b>Impurezas de poeiras</b>			e,f
<b>Amina</b>	mg/m <sup>3</sup>		10
<b>Ponto de orvalho da água</b>	Dependente da classificação climática		
<b>Comentários</b>			
<p><sup>a</sup> Os valores-limite são absolutos, o número de casas decimais não deve implicar a exatidão dos métodos de ensaio.</p> <p><sup>b</sup> Níveis acima de 0,1 mg Si/m<sup>3</sup> podem afetar gravemente sensores de oxigénio de alguns veículos automóveis. No entanto, um limite definido para este nível apresentaria dificuldades em termos de medição analítica (os atuais limites de quantificação são, no máximo, 0,10 mg Si/m<sup>3</sup>, o que implicaria estabelecer um limite de 0,30 mg Si/m<sup>3</sup>). E atualmente os processos de produção de biometano não conseguem garantir um nível de siloxanos inferior a 0,5 mg Si/m<sup>3</sup>.</p> <p><sup>c</sup> Atualmente, há uma diferença entre o que a indústria automóvel necessita como teor de enxofre (10 mg S/m<sup>3</sup> incluindo odorização) e os valores que a indústria pode disponibilizar (30 mg/m<sup>3</sup> incluindo odorização).</p> <p><sup>d</sup> O índice de metano depende da composição do gás natural distribuído. É de referir que apenas uma pequena fração do gás natural distribuído tem um índice de metano inferior (MWM) a 70.</p> <p><sup>e</sup> O combustível deve estar livre de impurezas que não os níveis "de minimus" de impurezas de poeiras e óleo de compressores. No contexto da presente Norma, "de minimus" significa uma quantidade que não torne inaceitável a utilização do combustível para utilização em aplicações de utilizadores finais.</p>			

<sup>f</sup> As estações de abastecimento de GNL devem assegurar que este apresenta uma contaminação máxima de partículas de 10 mg/L de GNL, no intuito de proteger de detritos o sistema do veículo automóvel, disponibilizando um desempenho equivalente a um filtro com porosidade máxima de 5 µm nominal e 10 µm absoluto com rendimento de 90%.

### 1.1.7 Melhoria (*upgrading*) do Biogás

O melhoramento do biogás (*“upgrading”*) traduz-se num processo de limpeza do gás para separação de impurezas (siloxanos, sulfureto de hidrogénio, etc.) e CO<sub>2</sub> com o correspondente enriquecimento em metano (teor de 85%-95%), obtendo-se o biometano, o qual possui características semelhantes à do gás natural.

Existem diversas tecnologias no mercado que permitem efetuar essa purificação. Algumas dessas tecnologias baseiam-se nas diferentes características de solubilidade do metano e do dióxido de carbono, permitindo, por essa via efetuar a purificação de forma eficiente. Os solventes mais utilizados nesta categoria de tecnologias são a água, aminas ou então solventes orgânicos. Processos de separação por membrana são também bastante utilizados, sendo que o dióxido de carbono é removido da corrente gasosa por retenção nas membranas e com o conseqüente enriquecimento do gás em metano. Outra tecnologia bastante usada recorre à capacidade de adsorção do dióxido de carbono numa superfície a elevadas pressões (PSA – Pressure swing adsorption). As tecnologias de separação criogénicas, embora menos usadas, utilizam as diferenças de pontos de ebulição entre o metano e o dióxido de carbono para que a separação ocorra.

As tecnologias atualmente com maior aplicação recorrem à limpeza de gases com água (*Water Scrubbing*), tecnologias de lavagem química com aminas (*Amine scrubbing*), separação por membranas e a adsorção com variação de pressão (*PSA*).

De acordo com a IEA Bioenergy (Task 37)<sup>9</sup>, no final de 2019 existiam em operação 606 unidades de *upgrading* de biogás à escala industrial.

<sup>9</sup> <https://www.ieabioenergy.com/publications/new-iea-bioenergy-task-37-updated-list-of-biogas-upgrading-plants/>,

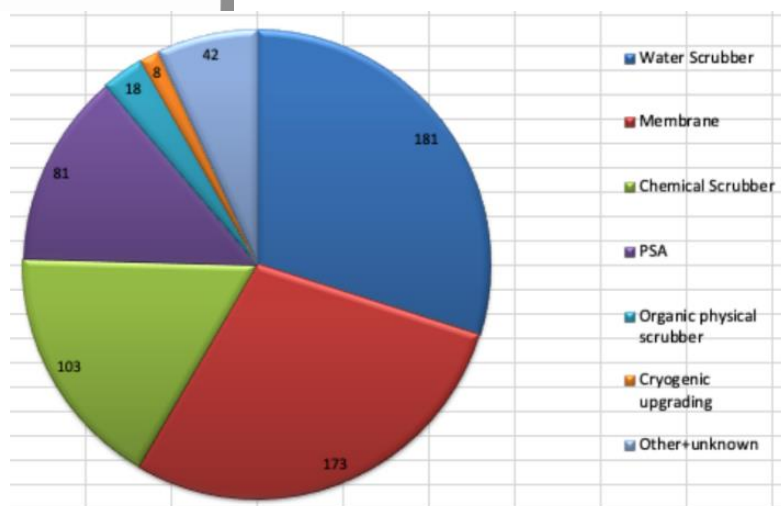


Fig. 1.2 – Tecnologias mais usadas para *upgrading* de biogás

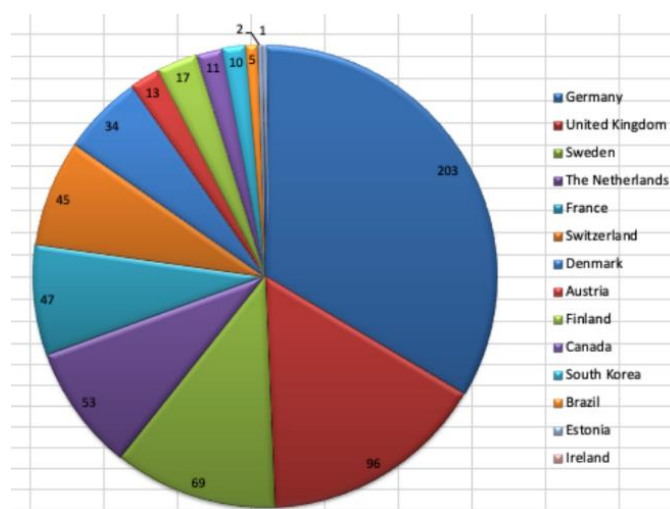


Fig. 1.3 - Unidades de *upgrading* de biogás por país

### 1.1.8 Breve descrição das diversas tecnologias de *upgrading* do biogás<sup>10,11</sup>

- **Water scrubbing**

Esta tecnologia assenta no facto de o dióxido de carbono possuir uma maior solubilidade em água face à do metano. O dióxido de carbono será, portanto, dissolvido em maior extensão do que o metano (particularmente a temperaturas mais baixas). Também ocorre a absorção de outros componentes que

<sup>10</sup> (2016) Biogas upgrading – Technical Review, Report 275- Energiforsk

<sup>11</sup> Projeto GR3, programa IEE, WP3-State of the art report (2014)



estejam presentes como sejam o gás sulfídrico e amoníaco, não sendo necessário recorrer-se a uma dessulfurização prévia. Na coluna de purificação, o dióxido de carbono é dissolvido na água, enquanto a concentração de metano na fase gasosa aumenta. A água que sai da coluna de absorção é transferida para uma coluna *flash* onde o dióxido de carbono dissolvido é recuperado e transferido de volta para a entrada de gás bruto.

As percentagens de recuperação global de metano rondam os 98-99,5 %.

- ***Amine scrubbing***

A tecnologia designada por *Amine scrubbing* é uma tecnologia de absorção química que utiliza aminas (normalmente etanolaminas) como solventes. Neste processo, o dióxido de carbono não é apenas absorvido na fase líquida, mas também reage quimicamente com a amina presente, sendo esta reação química fortemente seletiva. Durante o processo ocorre evaporação da fase líquida, devendo esta ser reposta. A fase líquida que contém o dióxido de carbono é regenerada por via térmica. Esta tecnologia não se revela adequada quando não exista uma etapa de purificação prévia para a remoção de sulfureto de hidrogénio que esteja presente no gás bruto, uma vez que este seria também absorvido na solução de amina, dificultando a sua regeneração (necessidade de temperaturas mais elevadas para o processo). Também os teores significativos de oxigénio ou azoto no biogás poderão ser prejudiciais ao processo de purificação, uma vez que o azoto não é absorvido na coluna e o oxigénio pode reagir com a amina degradando a solução. É também de destacar o facto de o biometano que sai da coluna de absorção vir saturado em água, o que requer, na maioria das vezes, um processo de secagem do biometano produzido para diminuir o ponto de orvalho. Contudo, esta tecnologia apresenta um consumo de energia elétrica menor do que a maioria das técnicas de upgrading do biogás. Outra vantagem reside no facto de a coluna de absorção operar a pressões baixas (100 – 200 mbar), o que confere elevada flexibilidade ao processo, dependendo da necessidade de pressão final no biometano. Neste caso, apenas há um maior consumo de energia quando é necessário comprimir o biometano para uma pressão superior. A recuperação global típica de metano é de 99,9%.

- ***Separação por membranas***

A tecnologia de separação por membranas assenta no facto de a permeabilidade dos gases que atravessam uma membrana ser diferente consoante o gás em causa. Os processos de separação por membranas operam a pressões mais elevadas (situadas na faixa de 10 – 20 bar), o que se traduz num maior consumo de energia elétrica. A operação nesta gama de pressão conduz a que o biometano seja obtido a pressões mais elevadas do que em outras tecnologias, o que em grande parte das vezes constitui uma vantagem. Importa ter em conta que, para determinadas aplicações, poderá ter que haver uma redução da pressão do gás. A tecnologia de separação por membranas utiliza as várias etapas sequenciais de filtração que permitem incrementar a concentração de metano da corrente de saída. É uma tecnologia que, pela sua natureza, confere grande flexibilidade no que respeita a diversos parâmetros do processo (consumos energéticos, rendimento, etc.), permitindo a sua otimização consoante as restrições económicas e ambientais que estejam presentes.

As tecnologias de separação por membranas requerem um reduzido número de consumíveis. A questão da vida útil das membranas é um parâmetro importante a qual está dependente da operação, das características do biogás e do seu pré-tratamento. Hoje em dia os processos de *upgrading* por tecnologias de membranas apresentam custos operacionais e de investimento mais reduzidos do que há uns anos



atrás, principalmente pelo facto de o custo das membranas ter decrescido e a sua vida útil ser maior (em muitos casos a operarem há mais de 10 anos).

- **Pressure Swing Adsorption (PSA)**

Esta tecnologia recorre a uma purificação do biogás por via da retenção por dia da adsorção de compostos gasosos (maioritariamente o CO<sub>2</sub>) à superfície de materiais adsorventes (zeólitos, carvão ativado ou peneiros moleculares de carbono). É uma das tecnologias mais utilizadas no *upgrading* do biogás para biometano, sendo praticadas pressões elevadas (grande parte dos sistemas operam na gama 4-7 bar) e baixas temperaturas (5 a 35 °C). Estas condições de temperatura e pressão favorecem a adsorção do CO<sub>2</sub>. Durante o processo o biometano é obtido de forma praticamente contínua, sendo o CO<sub>2</sub> que fica adsorvido à superfície do material adsorvente removido por via de redução da pressão de operação e ao mesmo tempo ocorrendo a regeneração do adsorvente. Pelo facto de interferirem com a eficácia do adsorvente, há que remover previamente a água e o sulfureto de hidrogénio presentes no biogás. Também o amoníaco e compostos orgânicos voláteis que estejam presentes são removidos no processo de *upgrading*, numa coluna de adsorção após a etapa de compressão.

Os processos de PSA têm vindo a ser otimizados para aplicações de pequena escala e com a otimização dos gastos energéticos e combinação de diferentes materiais adsorventes. Também a integração da separação do sulfureto de hidrogénio e do dióxido de carbono numa única coluna tem sido alvo de desenvolvimento. A tecnologia de PSA permite atingir recuperações de metano da ordem de 98,5%, com concentrações superiores a 96%. O facto de o biometano ser obtido com um ponto de orvalho muito baixo (inferior a -50 °C), permite que não seja necessário recorrer a uma secagem adicional do gás. Uma outra vantagem desta tecnologia consiste na eficiência com que o azoto e o oxigénio são removidos do biogás.

- **Separação criogénica**

A separação criogénica tem por base o facto de o metano e o dióxido de carbono terem pontos de condensação diferentes. Por via de arrefecimento e aumento de pressão aplicada ao biogás o CO<sub>2</sub> passa ao estado líquido, permanecendo o metano na fase gasosa, permitindo a sua separação.

### 1.1.9 Potencial Nacional e Europeu

De acordo com o estudo de 2015 elaborado pelo LNEG<sup>12</sup>, foi estimado um potencial de produção de biometano em Portugal, a partir do processo de digestão anaeróbia, de cerca de 800 milhões de m<sup>3</sup>. Para a estimativa deste potencial contribuíram a fração orgânica dos RU, os provenientes da indústria agropecuária, das ETAR's e da indústria alimentar. A contribuição dos resíduos urbanos para esta estimativa é significativa, correspondendo a cerca de 50% do total.

A nível europeu, em 2018 foram reportadas 18 202 instalações de produção de biogás na europa, pela

---

<sup>12</sup> LNEG (2015) Avaliação do Potencial e impacto do biometano em Portugal

Associação Europeia do Biogás (EBA)<sup>13</sup>, tendo sido produzidos 63 511 GWh de biogás.

Dados da EBA indicam ainda que em 2018 existiam na Europa 610 unidades de produção de biometano, produzindo 2 280 milhões de m<sup>3</sup>. No que respeita ao potencial Europeu de produção de biometano, ainda de acordo com a EBA, em 2019 o potencial estimado é de 95 mil milhões de m<sup>3</sup> de biometano, sendo que 62 mil milhões de m<sup>3</sup> (65%) são obtidos a partir da digestão anaeróbia e 33 mil milhões de m<sup>3</sup> (35%) a partir da gaseificação da biomassa.

#### 1.1.10 Estimativa de custos de implementação da DA e upgrading para biometano e fornecedores da tecnologia

A avaliação dos custos inerentes à produção de biogás e biometano envolve a estimativa dos custos associados ao processo da DA e purificação do biogás obtido para a produção do biometano em que se consideram as seguintes etapas tecnológicas<sup>14</sup>:

- Custos de matéria-prima
- OPEX da planta de biogás
- Custos de investimento – CAPEX – da unidade de biogás
- OPEX de atualização da unidade
- Custos de investimento – CAPEX – da unidade de valorização do biogás.

Entende-se por “CAPEX” (*operational expenditure*) as despesas de capital ou investimento que corresponde ao montante de dinheiro despendido na aquisição (ou introdução de melhorias) de bens de capital de uma determinada empresa e por “OPEX” (*capital expenditure*) as despesas operacionais relativas a custos de serviços, manutenção, energia (se necessário), mão de obra e outros custos necessários à produção e à manutenção em funcionamento do negócio ou sistema.

Na Tabela 1.4. são apresentados os principais custos intrínsecos à produção de biogás e biometano.

**Tabela 1.4.** Custos da produção de biogás/biometano<sup>14</sup>

Matéria-prima (€cênt. kWh <sup>-1</sup> )	Unidade de biogás		Unidade de biometano	
	CAPEX (€ kW <sub>el</sub> <sup>-1</sup> )	OPEX (€cênt. kWh <sup>-1</sup> )	CAPEX (€ kW <sub>el</sub> <sup>-1</sup> )	OPEX (€cênt. kWh <sup>-1</sup> )
0,30 - 5,51 (3,53)	2 100 - 9 500	1,61 <sup>a)</sup> - 5,66 <sup>b)</sup> (3,34)	1 300 - 7 400 (3 530)	0,4 <sup>c)</sup> - 4,4 <sup>d)</sup>

Valores entre parêntesis são valores médios,

<sup>a)</sup> – capacidade 500 m<sup>3</sup> biometano h<sup>-1</sup>, <sup>b)</sup> – 83 m<sup>3</sup> biometano h<sup>-1</sup>, <sup>c)</sup> – 500 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>, <sup>d)</sup> – 37 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>

<sup>13</sup> EBA Annual Report 2019

<sup>14</sup> Bernhard Stürmer (AKB), Franz Kirchmeyr (AKB), Kornel Kovacs (HBA), Frank Hofmann (GBA), David Collins (REA), Claire Ingremeau (ATEE), Jan Stambasky (EBA). 2016. D3.4 | Technical-economic analysis for determining the feasibility threshold for tradable biomethane certificates. BIOSURF. (<http://www.biosurf.eu>)

- **Custos de implementação da digestão anaeróbia**

**Matéria-prima.** Os custos relativos à matéria-prima são muito heterogêneos, podendo oscilar entre valores de 0,30-0,40 €cênt. kWh<sup>-1</sup> (França), ao utilizar excreta animal e resíduos alimentares, até 5,51 (€cênt. kWh<sup>-1</sup> (Reino Unido). Valores de 3,53 €cênt. kWh<sup>-1</sup> são considerados como custos médios.

**Unidade de biogás-CAPEX.** Unidades de biogás austríacas, constituídas como os principais componentes - sistema: silo, alimentador, agitador e bombas, digestor, coprodução de calor e eletricidade (*combined heat and power, CHP*), conexão à rede elétrica, utilização de calor e armazenamento de digerido em tanques- tiveram custos de investimento na gama de 2100-9500 € kW<sub>el</sub><sup>-1</sup>.

**Unidade de biogás-OPEX.** Os custos associados despesas operacionais de uma instalação de biogás dependem bastante da sua escala. Valores de 1,61 €cênt. kWh<sup>-1</sup> (500 m<sup>3</sup> biometano h<sup>-1</sup>, Reino Unido) podem converter-se em 5,66 €cênt. kWh<sup>-1</sup> (83 m<sup>3</sup> biometano h<sup>-1</sup>, França). Em média, são reportados custos de 3,34 €cênt. kWh<sup>-1</sup>. As unidades de biometano possuem vulgarmente uma CHP adicional, onde a capacidade total instalada é indicada em m<sup>3</sup> biometano tendo em conta as produções de eletricidade e biometano.

- **Custos de *upgrading* do biogás e injeção na rede de gás**

**Unidade de biometano-CAPEX.** O cálculo dos custos de investimento de unidades de biogás sem CHP e utilização de calor implica investimentos para biometano cujos montantes são da ordem de 1300-7400 € kW<sub>el</sub><sup>-1</sup>, tendo custos de 3530 € kW<sub>el</sub><sup>-1</sup> como médios.

Custos de investimento para o *upgrading* do biogás e injeção na rede de gás são muito variáveis devido à heterogeneidade de preços praticados podendo ainda algumas unidades de biometano não apresentarem custos de investimento por os fornecedores de energia comprarem o biogás e o processarem para biometano para si próprios.

**Unidade de biometano-OPEX.** Os custos de operação de uma unidade de biometano são, à semelhança dos custos da produção de biogás, também bastante afetados pela escala da unidade. Valores de 0,4 e 1,2 €cênt. kWh<sup>-1</sup> passam para 4,4 €cênt. kWh<sup>-1</sup> com o decréscimo da capacidade da instalação de 500 e 136 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> para 37 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>, respetivamente.

OPEX anual de *upgrading* e injeção de biogás está na faixa de 1,0-1,3 €cênt. kWh<sup>-1</sup> (500 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>) e de 1,7-3,5 €cênt. kWh<sup>-1</sup> (100 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>), dependendo da tecnologia aplicada.

Como **custos globais de produção** são mencionados<sup>15</sup> montantes de cerca de 12 €cênt. kWh<sup>-1</sup> (ou seja, 120 €cênt. m<sup>-3</sup> biometano), para unidades de cerca de 80 m<sup>3</sup> de biometano hora<sup>-1</sup>, podem decrescer para 8 €cênt. kWh<sup>-1</sup> (ou seja, 80 €cênt. m<sup>-3</sup> biometano), com o aumento da capacidade da unidade para 500 m<sup>3</sup> biometano hora<sup>-1</sup>.

### **Projeto BIOFLEXPOR® & STEX®: LNEG e Coelho&Diebold, Lda**

O Projeto BIOFLEXPOR® & STEX, em desenvolvimento no LNEG em parceria com uma empresa tecnológica (Coelho & Diebold, Lda), visa a produção dedicada de bioetanol (biocombustível substituto da gasolina) a partir dos RSU ou a sua integração tecnológica com a produção de biogás e composto (cf. 1.2.8). O estudo refere para uma alimentação de 530 ton/dia de RSU (50% de 1060 ton/dia) atualmente direcionados para aterro, uma valorização alternativa pelo processo em causa com obtenção de mais valias para ambos os casos (cf. 1.2.8).

Quanto à estimativa de custos, o processo combinado de Bioetanol e Biogás+Composto, corresponde a um valor de CAPEX €23.380.000 sendo a estimativa anual do OPEX de €6.950.000 e a receita líquida anual de €13380.000 (Cf. anexo de apoio a este documento).

### **Lista de potenciais fornecedores da tecnologia**

#### **a) OWS**

<https://www.ows.be/>

Mirandela 2013



**Capacidade da instalação: 55.000 ton/ano**

---

<sup>15</sup> Bernhard Stürmer (AKB), Franz Kirchmeyr (AKB), Kornel Kovacs (HBA), Frank Hofmann (GBA), David Collins (REA), Claire Ingremeau (ATEE), Jan Stambasky (EBA). 2016. D3.4 | Technical-economic analysis for determining the feasibility threshold for tradable biomethane certificates. BIOSURF. (<http://www.biosurf.eu>)

<b>Capacidade DA:</b>	10.000 ton/ano
<b>Tipo de resíduos:</b>	Fração orgânica de RSU
<b>Volume do reator:</b>	750 m <sup>3</sup>
<b>Início de operação:</b>	2013
<b>Cliente:</b>	Resíduos do Nordeste

### Unidade de Produção de Biometano para uso veicular

Nas instalações da Resíduos do Nordeste existe uma unidade de purificação de biogás para biometano proprietária da DOUROGÁS RENOVÁVEL (Projeto BIOGASMOVE [www.dourogasrenovavel.pt](http://www.dourogasrenovavel.pt)), por tecnologia PSA fornecida e instalada pela empresa portuguesa SYSADVANCE. ([www.sysadvance.pt](http://www.sysadvance.pt)).



Esta unidade de produção de Biometano a partir do Biogás de DA alimenta os veículos de recolha de lixo da Resíduos do Nordeste, como substituto do GNV.

## b) Hitachi Zozen Inova

[http://www.hz-inova.com/cms/en/home?page\\_id=1870](http://www.hz-inova.com/cms/en/home?page_id=1870)

Informação retirada da webpage acima referida:

### Nanjing, China

- First Kompogas® plant in China
- The biogas plant will be constructed at a local waste disposal site, where the deliveries of household waste will first be sorted
- For HZI and its local partner GBE, the plant in Chongqing is their first joint project



### **Key Facts**

**Client:** German Bio Energy Technology

**Start-up:** 2019

**Plant capacity:** up to 200 t/day

**Biogas production:** 6,700,000 Nm<sup>3</sup>/a

**Biogas utilization:** Fuel for vehicles

**Waste types:** Organic fraction of municipal solid waste (OFMSW)

**Digester type:** PF1800-2 steel digester

### Foligno, Itália

- Fifth Kompogas® plant in Italy



- HZI provider of the complete AD section to local partner and integrator Cesaro Mac Import
- Biogas upgrading and grid injection, or selling as compressed natural gas (CNG) for vehicle use
- Generated energy supplies up to 2,400 households or fuels more than 500 natural gas-driven vehicles per day



#### **Key Facts**

**Client:** ASJA Ambiente Italia SpA / Cesaro Mac Import

**Start-up:** 2018

**Plant capacity:** 40,000 t/a

**Biogas production:** 5,110,000 Nm<sup>3</sup>/a

**Biogas utilization:** Biomethane for gas grid injection / CBG

**Waste types:** Biowaste, green waste

**Digester type:** PF1300-2 concrete-steel digester

#### **Epirus, Grécia**

- Greece's first dry anaerobic digestion plant
- HZI has concluded a service and support contract with its Greek partner Terna Energy
- 12,000 tonnes of CO<sub>2</sub> will be saved thanks to the biogas production
- At the end of the digestion process, the digestate will be mixed with other organic substrates and composted for 6 weeks



### **Key Facts**

**Client:** Terna Energy S.A.

**Start-up:** 2018

**Plant capacity:** 38,700 t/a

**Biogas production:** 5,400,000 Nm<sup>3</sup>/a

**Biogas utilization:** Combined heat and power unit

**Waste types:** Organic fraction of municipal solid waste (OFMSW)

**Digester type:** PF1500-2 steel digester

### **c) Zorg Biogas**

<https://zorg-biogas.com/about-zorg/portfolio>

### **d) AgriKomp**

<https://agrikomp.com/index.php>

### **e) bwe Energie**

<https://www.bwe-energie.de/en/industry-trade/services-a-z/waste-systems/>

## 1.2 Produção de bioetanol 2G (Fermentação) a partir de resíduos orgânicos (biomassa)

O Decreto-Lei n.º 89/2008 de 30 de maio define bioetanol como “*etanol produzido a partir de biomassa*” podendo ser considerado um fuel-etanol por ser distinguido do etanol corrente (usado como desinfetante, entre outros) pela aplicação final que apresenta como combustível.

Até ao início do século XX, o etanol foi utilizado como combustível quer na Europa quer nos Estados Unidos, mas numa escala muito reduzida. Depois da Segunda Guerra Mundial, a utilização de etanol como combustível diminuiu drasticamente, devido ao seu elevado custo de produção quando comparado com os derivados do petróleo. No entanto, após a crise petrolífera da década de 70 do século passado o etanol voltou a ser visto como uma alternativa interessante ao petróleo. Durante os anos 80’s surgiu no Brasil um grande interesse na utilização das grandes quantidades de cana-de-açúcar disponíveis para a produção de etanol como combustível. Foi então desenvolvido e implementado um programa governamental (designado “Pró-álcool”) de apoio à produção e utilização de etanol como combustível alternativo à gasolina, do qual resultou que no Brasil no final da década de 80 quase 80% da frota automóvel fosse movida a etanol. Atualmente, os Estados Unidos são o maior produtor de bioetanol ao nível mundial, seguido pelo Brasil, sendo estes 2 países no seu conjunto responsáveis por mais de 85% da produção mundial de bioetanol. Na Europa, só muito recentemente a utilização de etanol como combustível alternativo começou a ser implementada, nomeadamente em países como Alemanha e França. Entre 2007 e 2015 verificou-se um aumento anual da produção global de bioetanol, que apenas sofreu uma ligeira queda entre os anos de 2012 e 2013, originada pela crise económica mundial de 2011.

### 1.2.1 Fontes de biomassa para a produção de bioetanol

As matérias-primas adequadas para a produção de bioetanol devem ser ricas em hidratos de carbono. A preferência vai para a presença de açúcares (monossacáridos ou dissacáridos) livres, amido, e (hemi)celulose. Atualmente, o bioetanol pode ser classificado de duas formas de acordo com o tipo de biomassa a partir do qual é produzido <sup>16</sup>:

- (a) **Bioetanol de 1ª Geração ou biocombustível convencional:** obtido a partir de biomassa rica em açúcares livres ou amido. Os exemplos encontram-se ao nível da cana-de-açúcar, a beterraba sacarina, ou a alfarroba (ricas em monossacáridos), ou o milho ou o trigo (fontes ricas em amido). No entanto, como se pode ver através dos exemplos, estas matérias-primas tem a competição da indústria alimentar humana e animal, pelo que se encontram fora das últimas opções legislativas europeias.
- (b) **Bioetanol de 2ª Geração ou biocombustível avançado:** produzido a partir de biomassa não sacarina/amilácea constituída exclusivamente por material lenho-celulósico como sejam os resíduos florestais ou agrícolas, caso da palha de milho e de arroz, e ainda a partir de culturas energéticas cultivadas em terrenos sem aptidão agrícola, (ex. *Miscanthus*, *Choupo*, *Salgueiro*, *outros*), e por último,

---

<sup>16</sup> International Energy Agency (IEA) e Food & Agriculture Organization of the United Nations (FAO). (2017). How 2 guide for Bioenergy: Roadmap Development and Implementation. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/How2GuideforBioenergyRoadmapDevelopmentandImplementation.pdf>.



a partir de resíduos industriais como os resíduos da indústria papelreira. A vantagem destes tipos de biomassa em relação às anteriores é que estas não competem com as culturas alimentares e com as terras agrícolas necessárias para a sua produção.

A fração orgânica dos RSU's, sendo na sua maioria constituída por resíduos alimentares domésticos constitui-se como uma matéria-prima *sui generis*, pois se por um lado poderá ter quantidades significativas de açúcares livres, principalmente dissacáridos como a sacarose e de amido, não compete para aplicações mais nobres, devido às questões ligadas com a higiene e saúde pública. Para além desses açúcares facilmente fermentescíveis pode apresentar ainda quantidades significativas de pectinas e de (hemi)celulose para as quais já existe e/ou está em fase final de implementação tecnologias que permitem a sua fácil e rápida transformação em bioetanol, as denominadas biorrefinarias.

Pelo exposto, a fração orgânica dos RSU's apresenta vantagens significativas para valorização em bioetanol. Infelizmente, apresenta também desvantagens importantes, sendo a principal a sua grande heterogeneidade, e a sua variabilidade sazonal. De facto, a composição desta fração pode variar muito ao longo do ano, em função das utilizações alimentares, o que pode provocar problemas acrescidos ao seu processamento industrial, ao contrário da utilização de resíduos agrícolas, florestais ou provenientes da indústria agroalimentar que apresentam uma composição mais estável e/ou previsível.

### 1.2.2 Processo de produção de bioetanol a partir da fração orgânica dos RSUs

No caso específico da fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos é necessário aplicar processo que permitam a separação inicial dos açúcares livres e do amido e processos que permitam a hidrólise da (hemi)celulose. A celulose e a hemicelulose são compostas por polímeros de hidratos de carbono que no processo de produção de bioetanol são utilizados como substratos da fermentação, após hidrólise dos polímeros em monómeros. A celulose, que representa a parte mais facilmente fermentável da biomassa (para além dos açúcares e do amido), é um polímero formado por monómeros de glucose (açúcar com seis átomos de carbono, designado por hexose ou açúcar C6) que, após hidrólise, pode ser diretamente assimilado pelos microrganismos (geralmente leveduras) que o transformam em etanol. A hemicelulose é um polímero constituído por vários monómeros de hexoses e/ou pentoses (açúcares com cinco átomos de carbono designados ou açúcares C5, como a xilose e a arabinose), que após hidrólise também podem ser fermentados em etanol por certos microrganismos. Finalmente a lenhina é composta por uma estrutura de elevada complexidade onde predominam polifenóis altamente condensados e que não são passíveis de serem fermentados.

Para produzir etanol a partir deste tipo de biomassa, é necessário que antes do processo fermentativo se proceda à sua "desconstrução", o que envolve uma série de passos que conduzem à libertação de açúcares fermentescíveis:

- (a) **Pré-tratamento:** tem como objetivo reduzir a recalcitrância dos materiais relativamente à hidrólise enzimática dos seus polissacarídeos constituintes (celulose e hemicelulose). Normalmente este efeito é atingido promovendo a separação dos três componentes principais da biomassa nomeadamente a celulose, a hemicelulose e a lenhina. Poderá conseguir-se através da rutura da estrutura rígida da lenhina, libertando a hemicelulose e reduzindo a cristalinidade da celulose. Desta forma aumenta a porosidade da biomassa e a acessibilidade dos enzimas hidrolíticos que permitem a sacarificação da celulose e da hemicelulose. Esta fase facilita a conversão destes polímeros em açúcares fermentescíveis que serão transformados em bioetanol, e assim aumentar a eficiência e diminuir o custo económico de todo o processo.

Existem vários tipos de pré-tratamentos que podem ser aplicados como sejam:

- **Pré-tratamentos físicos:** que consistem essencialmente na redução do tamanho das partículas da biomassa, em geral através de moagem.
- **Pré-tratamentos químicos:** englobam vários tipos como a hidrólise ácida e alcalina, processos organosolv e a ozonólise.
- **Pré-tratamentos biológicos:** incluem a hidrólise enzimática, que utiliza uma diversidade de enzimas celulolíticas e xilanolíticas produzidas por diferentes espécies fúngicas.
- **Pré-tratamentos físico-químicos:** pode ser de vários tipos como a explosão de fibra com amónia, a explosão a vapor, a explosão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) assim como autohidrólise.

De entre estas opções, a autohidrólise e a explosão a vapor são os tipos de pré-tratamento mais adequados para a desconstrução da fração orgânica dos RSUs. Entre as várias vantagens que apresentam, encontram-se as seguintes:

- Apresenta um baixo impacto sobre o ambiente.
- Não requer a utilização de produtos químicos perigosos.
- Um baixo custo de operação.
- Apresenta um baixo custo energético.
- Permite a recuperação total dos açúcares.

**(b) Hidrólise ou sacarificação:** permite a rutura dos polímeros de celulose e hemicelulose e a libertação dos monómeros de hexoses e pentoses para, na etapa seguinte (fermentação), serem convertidos em ETANOL.

Existem dois tipos fundamentais de hidrólise, a Hidrólise química ou a Hidrólise enzimática, sendo esta última a usualmente considerada como a mais adequada. A hidrólise enzimática utiliza enzimas celulolíticas (celulases) e hemicelulolíticas (hemicelulases) para quebrar a estrutura da celulose e da hemicelulose, respetivamente, e libertar os monómeros de hexoses e pentoses. São muitas as vantagens que apresentam a utilização da hidrólise enzimática, como seja:

- Evita a utilização de altas temperaturas (as celulases normalmente possuem temperaturas ótimas de atuação entre 45 °C e 50 °C).
- Não requer valores de pH extremos (as celulases normalmente possuem valores ótimos de atuação do pH próximo de 5 e não requer o uso de químicos adicionais).
- Oferece maior estabilidade aos hidrolisados obtidos (não ocorrem reações posteriores de degradação dos produtos como no caso da hidrólise ácida).
- Permite obter um produto com um maior grau de pureza.
- Processo de baixo impacto ambiental, portanto, “amigo do ambiente”.
- Não causa problemas de corrosão nos reatores, permitindo obter um maior rendimento de sacarificação (e maior produção de bioetanol) devido à elevada seletividade do processo.
- Baixos custos energéticos.

A maior desvantagem da hidrólise enzimática é o custo dos enzimas. Por esta razão, recentemente tem-se procurado desenvolver processos designados por “*Consolidated processes*”, que consistem na utilização de microrganismos que produzam *in-situ* os enzimas necessários à sacarificação da biomassa e que simultaneamente possam fermentar os açúcares libertados produzindo o bioetanol.

**(c) Fermentação:** é o passo fundamental de todo o processo e aquele onde ocorre a conversão dos açúcares libertados na etapa anterior de sacarificação da biomassa em bioetanol, pela ação de

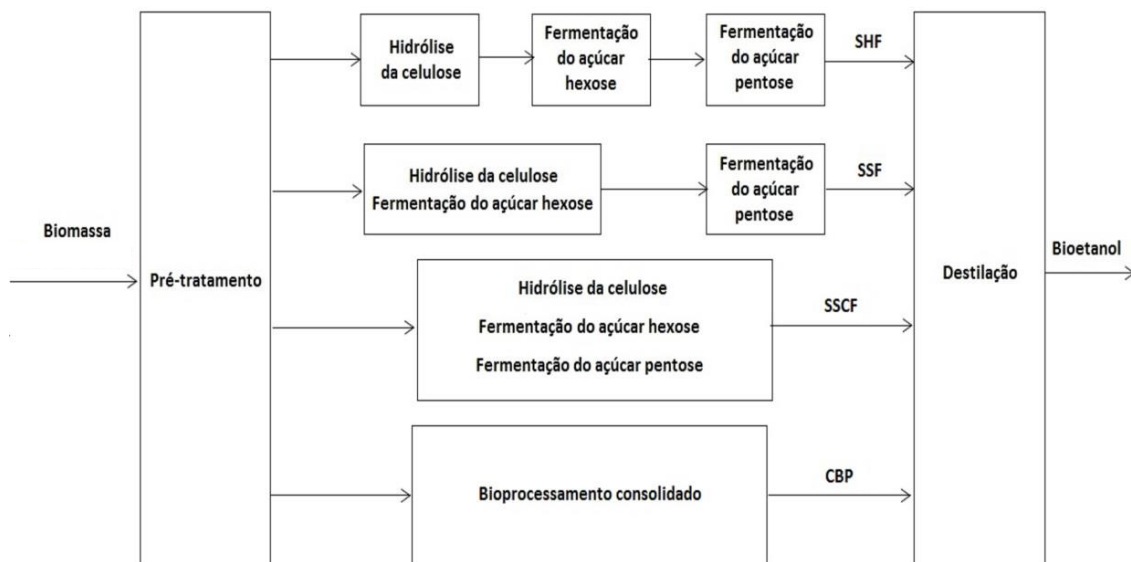
microrganismos fermentativos, tipicamente leveduras ou bactérias. Existem várias espécies de leveduras fermentativas, sendo a espécie por excelência da fermentação alcoólica a *Saccharomyces cerevisiae*. Para além da levedura *S. cerevisiae*, algumas bactérias como a *Zimomonas mobilis*, assim como certos fungos como *Agaricus bisporus*, *Bjerkandera adusta* e *Iprex lacteus*, também podem realizar a fermentação alcoólica. É importante ressaltar que as leveduras fermentativas selvagens só são capazes de fermentar hexoses (por exemplo glucose e frutose). Recentemente, no entanto, tem sido possível obter leveduras geneticamente modificadas que são capazes de converter pentoses (xilose e arabinose) em ETANOL, o que permite aumentar o rendimento da produção de bioetanol a partir de biomassa lenhocelulósica.

O processo de produção de ETANOL a pode ser implementado em quatro configurações diferentes (quanto à forma de integração dos diferentes passos):

- **Hidrólise e fermentação separadas (*Separated Hydrolysis and Fermentation - SHF*)**
- **Sacarificação (método de conversão em açúcares) e fermentação simultâneas (*Simultaneous Saccharification and Fermentation - SSF*)**
- **Sacarificação e co-fermentação simultânea (*Simultaneous Saccharification and Co-Fermentation - SSCF*)**
- **Bioprocesso consolidado (*Consolidated Bioprocessing - CBP*)**

Dos quatro processos anteriores, pode-se afirmar que o CBP é de todos o que apresenta menor custo, possibilitando de forma ideal a simultânea produção do enzima, hidrólise e fermentação, mas é ainda o que se encontra a um TRL mais baixo.

Para detalhar de forma simplificada as diversas formas em que ocorrem a hidrólise e fermentação com base no tipo de processo, se apresenta a seguir na Figura 1.4:



**Figura 1.4** Diversos processos de hidrólise e fermentação para a produção de bioetanol (Adaptado de <sup>17</sup>)

<sup>17</sup> Muktham, R., Bhargava, S.B, Bankupalli, S., & Ball, A.S. (2016). A Review on 1st and 2nd Generation Bioethanol Production-Recent Progress. *Journal of Sustainable Bioenergy Systems*, 6, 72-92

(d) **Separação e purificação do produto:** nesta fase, ter-se-á de promover a separação dos resíduos sólidos remanescentes no produto final, incluindo a lenhina bem como a celulose e hemicelulose que não foram hidrolisadas, do bioetanol, que será recuperado por destilação.

Para a obtenção do componente de interesse, especificamente o bioetanol, são necessários a execução dos seguintes processos:

- **Evaporação do bioetanol:** ocorre a primeira evaporação do bioetanol para conseguir o bioetanol bruto e com uma concentração de aproximadamente 45% v/v.
- **Retificação:** é alcançada uma concentração do bioetanol de aproximadamente 96% v/v.
- **Desidratação:** etapa na qual é retirada a restante quantidade de água para obter o bioetanol com concentração mínima de 98,7% m/m (massa/massa) com uma baixa concentração de água igual a 0,3% m/m.

O interesse na produção de bioetanol recai na necessidade de reduzir a dependência energética dos combustíveis fósseis e a emissão de Gases com Efeito de Estufa (GEE). Usualmente, o bioetanol é misturado com a gasolina de modo a obter um combustível que globalmente emite uma menor quantidade de GEE.

As vantagens da utilização do bioetanol como biocombustível são as seguintes:

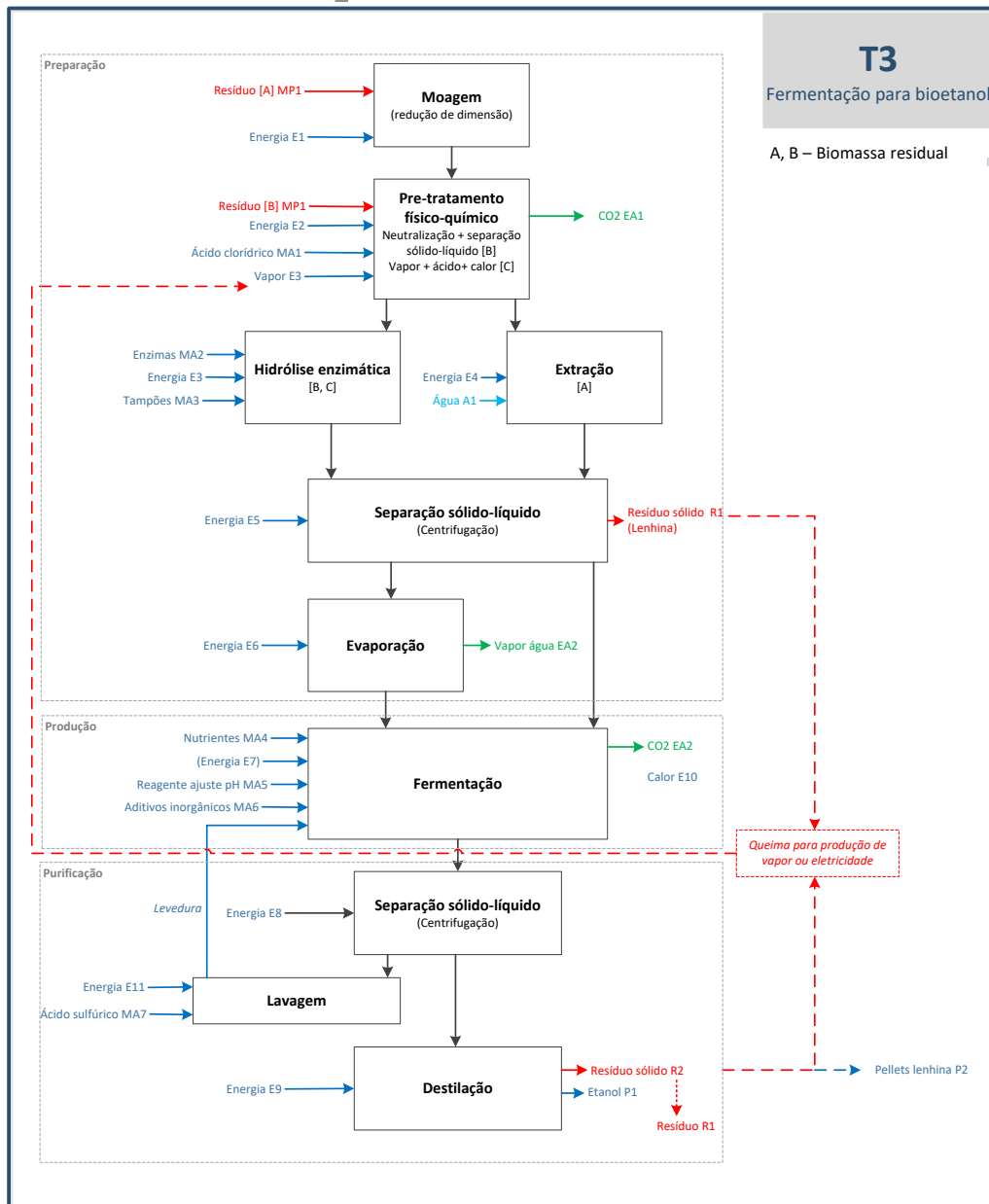
- Pode ser misturado com gasolina em baixas percentagens (5% até 10%), o que permite que não sejam necessárias alterações internas nos componentes dos motores dos veículos atuais.
- Apresenta um maior número de octanas, o que permite aumentar a compressão do combustível dentro do motor.
- Possui um alto calor latente de vaporização, fator que favorece a eficiência da combustão no motor, aspeto que contrabalança a menor energia gerada por litro de combustível.
- O oxigénio presente no etanol permite que a combustão não requeira altas temperaturas e, por conseguinte, ocorra uma menor libertação de gases de combustão como hidrocarbonetos (HC), monóxido de carbono (CO) e óxidos de azoto (NO<sub>x</sub>) por não serem queimados ou parcialmente queimados.

Entre as desvantagens, encontram-se as seguintes:

- Concentrações superiores de 10% de etanol na gasolina requerem modificações internas em certos tipos de motores de combustão.
- O ETANOL ao ser misturado com água pode gerar emissões de acetaldeído.
- O alto calor latente de vaporização do etanol embora vantajoso em si mesmo, pode ser desvantajoso quando o motor se encontra frio pois dificulta a ignição do motor.
- A presença do oxigénio no etanol acarreta um maior consumo de combustível e pode causar problemas no motor pela incompatibilidade com alguns metais e polímeros, devido à sua possível oxidação em ácido acético.

A produção de bioetanol como aqui se descreve é um processo que está perto de ser implementado ao nível comercial de acordo com a *International Energy Agency* (IEA), nomeadamente a partir de biomassa lenhocelulósica, pelo que a tecnologia pode-se considerar suficiente madura para pelo menos uma instalação do tipo *Flagship*.

Na Figura 1.5 apresenta-se o fluxograma do processo de fermentação para produção de bioetanol 2G a partir de biomassa residual.



**Figura. 1.5** Fluxograma do processo de fermentação para produção de bioetanol 2G a partir de matérias-primas residuais<sup>18</sup>

### 1.2.3 Requisitos de qualidade para o bioetanol

A norma europeia EN 15376 de 2014 apresenta os requisitos mínimos exigidos para garantir a qualidade do bioetanol para utilização em *blending* com gasolina (Tabela 1.5), com o propósito de assegurar o eficiente desempenho do motor em que o biocombustível é utilizado.

<sup>18</sup> Projeto CONVERTE – Potencial Biomássico para a Energia (<http://converte.lneg.pt>)

**Tabela 1.5 - Critérios de qualidade na Europa para o bioetanol (EN 15376)<sup>19</sup>**

Propriedade	Unidade	Limites	
		mínimo	máximo
<b>Etanol + teor de álcoois saturados superiores</b>	% (m/m)	98,7	-
<b>Teor de monoálcoois saturados superiores (C3-C5)<sup>a</sup></b>	% (m/m)	-	2,0
<b>Teor de metanol</b>	% (m/m)	-	1,0
<b>Teor de água<sup>b</sup></b>	% (m/m)	-	0,300
<b>Acidez total (expresso como ácido acético)</b>	% (m/m)	-	0,007
<b>Condutividade elétrica<sup>c</sup></b>	µS/cm	-	2,5
<b>Aparência</b>		Claro e incolor	
<b>Teor de cloretos inorgânicos</b>	mg/kg	-	1,5
<b>Teor de sulfatos</b>	mg/kg	-	3,0
<b>Teor de cobre<sup>d</sup></b>	mg/kg	-	0,100
<b>Teor de fósforo<sup>e</sup></b>	mg/l	-	0,15
<b>Teor de matéria não volátil</b>	mg/100ml	-	10
<b>Teor de enxofre</b>	mg/kg	-	10,0

<sup>a</sup> Os álcoois saturados superiores possuem a fórmula química  $C_nH_{2n+1}OH$ , onde o "n" é 3, 4 ou 5.

<sup>b</sup> Em caso de debate referente ao teor de água, deve ser utilizada a EN 15489.

<sup>c</sup> Para ser medido antes da incorporação de aditivos.

<sup>d</sup> Em caso de debate referente ao teor de cobre ou de enxofre, deve ser utilizada a EN 15837.

<sup>e</sup> Em caso de debate referente ao teor de fósforo, deve ser utilizada a EN 15487.

#### 1.2.4 Potencial nacional e europeu

No ano 2019, de acordo aos últimos dados recolhidos pelo "EurObserv'ER", o consumo de bioetanol no setor dos transportes na UE foi de 18% do consumo total de biocombustíveis, quando combinado diretamente com gasolina ou transformado inicialmente em éter etil-ter-butílico (ETBE). Em Portugal, onde tradicionalmente a utilização da gasolina é muito inferior ao gasóleo, o bioetanol comercializado em mistura

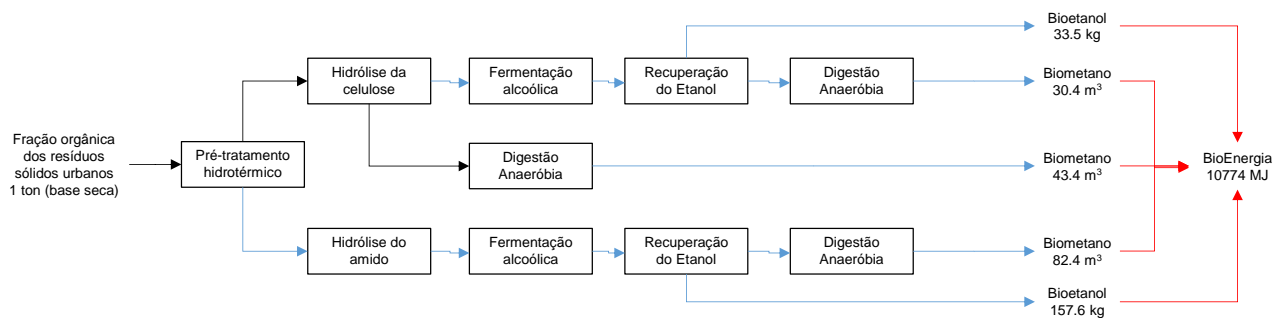
<sup>19</sup> EN 15376:2014 Automotive fuels - Ethanol as a blending component for petrol - Requirements and test methods

com a gasolina, representou 1,5% (4,2 ktep) do consumo total de biocombustíveis no setor dos transportes em 2019<sup>20</sup>. Ao nível nacional, existe apenas uma unidade de produção de Bio-ETBE (éter etil-ter-butílico produzido a partir do bioetanol) aplicado como substituto na gasolina, com uma capacidade instalada de cerca de 53 000 ton/ano<sup>21</sup>.

### 1.2.5 Integração da produção de etanol com a produção de biogás

Dada a natureza da fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos, a produção concomitante de biogás e bioetanol pode ser altamente vantajosa, permitindo-se uma mais completa valorização da matéria-prima, bem como um aproveitamento de algumas instalações já existentes, nomeadamente de produção de biogás.

Dada a grande heterogeneidade da composição dos RSU, são muito diversificados os balanços de massa expectáveis. A figura seguinte apresenta um balanço de massa típico **e em anexo a este documento** inclui-se um estudo de caso que está em desenvolvimento no LNEG em parceria com uma empresa tecnológica (Coelho & Diebold, Lda).



**Figura. 1.6.** Fluxograma do processo de combinado de produção de biogás e bioetanol de segunda geração a partir da fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos (adaptado de<sup>22</sup>)

O anexo apresenta também uma comparação de custos entre a produção de bioetanol por via de fermentação de RSU e a sua integração com a produção de biogás mais próxima do caso nacional. O estudo de caso apresentado tem em conta que, para uma produção de cerca de 1060 ton/dia de RSU e atendendo a que em média 50% dos RSU acabam por ter como destino a sua deposição em aterro, a integração do processo permite obter 39 ton/dia de bioetanol (rendimento de 92 L/ton RSU para aterro) e ainda uma produção de biogás de 5 M m³/ano.

De destacar que os resultados obtidos permitem concluir que este processo permite uma redução em cerca de 60% da quantidade de resíduos urbanos para deposição em aterro, nas seguintes proporções:

- 25% diretamente com o BioEtanol;
- 15% como CDR na caldeira do processo;

<sup>20</sup> EurObservÉR. (2020). Biofuels barometer 2020. <https://www.eurobserv-er.org/biofuels-barometer-2020/>.

<sup>21</sup> Resolução do Conselho de Ministros n.º 88/2017 do Diário da República, 1.ª série, n.º 121. (2017, 26 de junho).

<sup>22</sup> Peyman Mahmoodi, Keikhosro Karimi, and Mohammad J. Taherzadeh, "Hydrothermal Processing as Pretreatment for Efficient Production of Ethanol and Biogas from Municipal Solid Waste," *Bioresource Technology* 261 (2018).



-20% pela secagem do RSU para deposição;

Um quadro resumo dos custos envolvidos (CAPEX e OPEX) é apresentado no ponto 1.2.8.

## 1.2.6 Outros produtos para além do bioetanol

### 1.2.6.1 *Biobutanol*

Apesar do bioetanol ser amplamente considerado como o biocombustível de eleição para misturar com gasolina, existe também o interesse em utilizar o biobutanol ( $C_4H_9OH$ ) para o mesmo tipo de mistura. A sua produção é obtida de forma análoga ao descrito para o bioetanol, substituindo-se os microrganismos responsáveis pela fermentação, que se reveste de características também ligeiramente diferentes.

O interesse pelo butanol surge pela maior semelhança existente entre as propriedades deste e da gasolina em comparação com o bioetanol, nomeadamente ao nível da pressão de vapor, poder calorífico, absorção de água, corrosão e a polaridade. Estas propriedades permitem que o biobutanol possa ser adicionado à gasolina em concentrações superiores ao 10% em motores convencionais, sem requerer de alterações internas. Contudo, atualmente o custo de produção do biobutanol é muito superior ao do bioetanol, sendo esta a principal limitação no seu uso<sup>23</sup>.

### 1.2.6.2 *Outros produtos para além de biocombustíveis*

Para além, ou antes da produção dos biocombustíveis, poderá ser vantajoso considerar uma valorização em cascata destes recursos, produzindo outros produtos finais, que tendo por base as mesmas tecnologias de transformação possam ter outras aplicações para além das aplicações energéticas.

Com base em projetos anteriores, nomeadamente desenvolvidos ao nível do programa H2020, a indústria está agora pronta para expandir a cadeia de valor para uma biorrefinaria a nível comercial que permita uma melhor exploração do potencial da fração orgânica dos RSUs na Europa e em Portugal, tendo em vista a comercialização de produtos de valor acrescentado a partir destes recursos indo para lá da produção de composto, digerido, biogás, metano ou biocombustíveis como produtos principais.

De entre as muitas e diversas oportunidades, destacam-se a produção de ácidos gordos voláteis e polihidroxialcanoatos (e posteriormente bioplásticos derivados destes) por apresentarem um nível de desenvolvimento que poderão permitir a sua instalação a nível industrial no curto- ou médio-prazo (ver p. ex. o projeto RES Urbis, <https://www.resurbis.eu/>).

## 1.2.7 Estimativa de custos de implementação e fornecedores da tecnologia

Como referido em 1.2.5, foram estudados no LNEG dois cenários de produção de bioetanol a partir de RSU, partindo de uma base em que 50% de dos RSU acabem por ter como destino a sua deposição em aterro. Os business cases apresentados são para uma biorrefinaria a partir de 530 ton/dia de RSU para aterro (com 50%) de humidade.

A integração da digestão anaeróbia no processo para estes cenários de 530 ton/dia de RSU para aterro

---

<sup>23</sup> *European Biofuels Technology Platform*. (2016). Bioenergy value chain 5: sugar to alcohols, <http://www.biofuelstp.eu/factsheets/EIBI-5-sugar-to-alcohols.pdf>.

permite um acréscimo de 4,7% à receita líquida, face à que seria obtida sem essa integração. O anexo a este documento inclui mais informação sobre os cenários estudados.

### Business Case 1 - Biorrefinaria 530 tpd RSU para BioEtanol

7

Dados Básicos:		CAPEX	
Consumo de Biomassa (ton/dia)	530	Equipamentos (€)	16.980.000
Consumo de Biomassa (ton/ano)	185.000	Tecnologia e Engenharia (€)	2.900.000
Humidade da Biomassa	50%	Obras Civas/Outros (€)	1.500.000
Custo da Biomassa (€/ton)	0,00	<b>Total:</b>	<b>21.380.000</b>
Produção de BioEtanol (m <sup>3</sup> /dia)	49	Custo dos Produtos Vendidos	
Produção de BioEtanol (m <sup>3</sup> /ano)	17.040	Biomassa (€/ton)	0,00
Preço de Venda do BioEtanol (€/m <sup>3</sup> )	750	<sup>1</sup> Recursos Humanos (€/ano)	1.188.000
Despesas Financeiras (10 anos)	2,5% ao ano	<sup>2</sup> Manutenção (€/ano)	629.000
<b>Investimento (€)</b>	<b>21.380.000</b>	<sup>3</sup> Reagentes/Consumíveis (€/ano)	1.372.000
<b>Receita Líquida (€)</b>	<b>12.780.000</b>	<sup>4</sup> Vapor e Efluentes (€/ano)	1.075.000
<b>Custo dos Produtos Vendidos (€)</b>	<b>6.500.000</b>	Eletricidade/Água/Outros (€/ano)	517.000
<b>Resultado Operacional (€)</b>	<b>6.275.000</b>	Depreciação (€)	1.722.000
<b>Resultado antes do IRC (€)</b>	<b>5.741.000</b>		
<b>EBITDA (€)</b>	<b>7.997.000</b>		
<b>CAPEX/EBITDA</b>	<b>2,7</b>		

- 33 empregados; 5 turnos, €36 k/ano/empregado
- 4% do CAPEX de equipamentos
- 90% enzimas, 10% ácidos, bases, nutrientes
- Custo de vapor de €8/ton

### Business Case 2 - Biorrefinaria 530 tpd RSU para BioEtanol + Biogás + Composto

8

Indicador	Tecnologia 1 (BioEtanol)*	Tecnologia 2 (BioEtanol + Biogás)
CAPEX***	€21.380.000	€23.380.000 (€21.380.000 + €2.000.000)
OPEX	€6.500.000	€6.950.000 (€6.500.000 + €450.000)
Receita Líquida	€12.780.000	€13.380.000 (€12.780.000 + €600.000**)

\* Os dados financeiros da Tecnologia 1 (só bioetanol) são os mesmos do slide anterior.

\*\* A receita líquida da Tecnologia 2 referente ao Biogás foi estimada considerando sua valorização ao preço do gás natural €0,12/m<sup>3</sup> vezes o total produzido de 5M m<sup>3</sup> por ano.

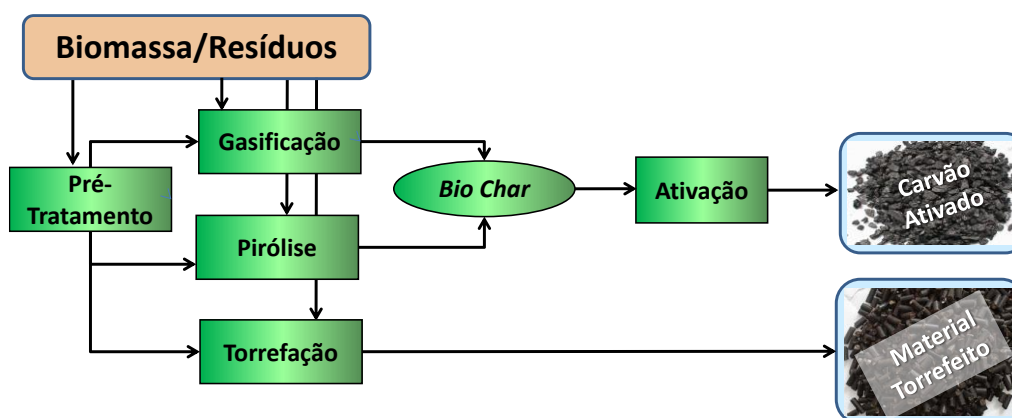
\*\*\* Não foi considerada neste plano de negócio existir receita para o composto (análise técnico-económica conservadora)

### Fornecedores da tecnologia

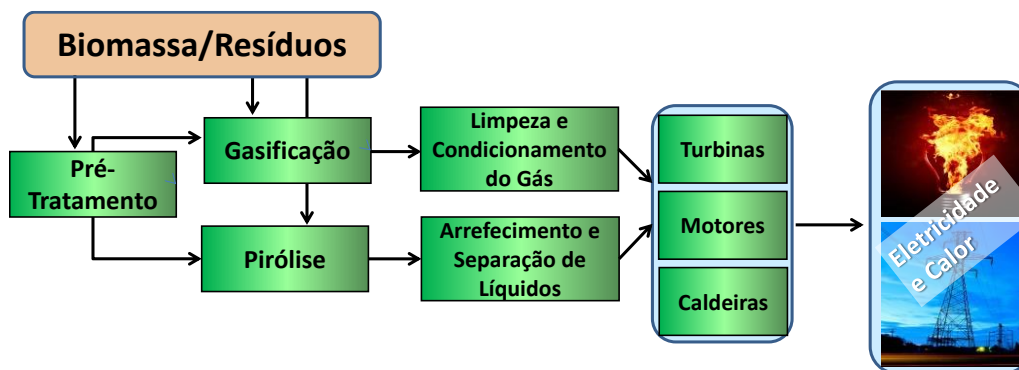
LNEG e Coelho&Diebold, Lda (ver anexo a este documento)

## 2 TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO TERMOQUÍMICA

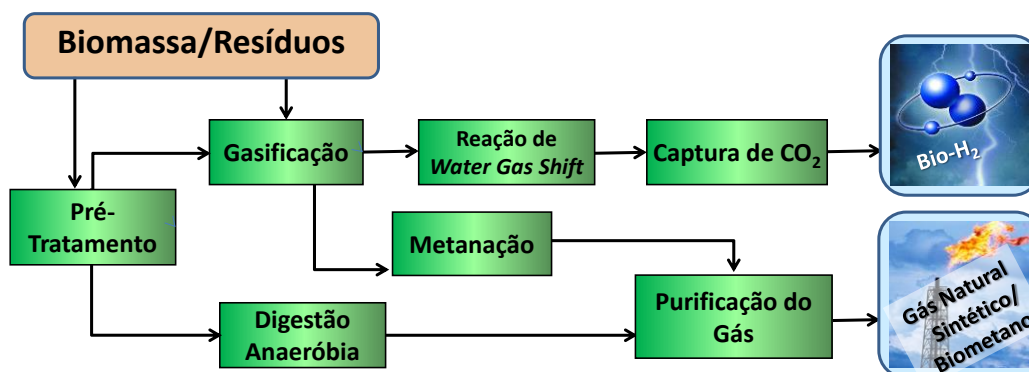
A plataforma termoquímica inclui, maioritariamente, os processos de combustão, gasificação e pirólise e liquefação hidrotérmica. Estes processos consistem na decomposição, a elevadas temperaturas, da biomassa nos seus inúmeros componentes, como a celulose, a hemicelulose, lenhina e extrativos. Estes biocomponentes podem ser sujeitos a novos processos, originando outros produtos comerciais, como biocombustíveis, bioquímicos e biomateriais. Os resíduos destes processos podem ser usados para produção de energia e calor. As figuras e tabelas seguintes mostram as principais tecnologias para valorização energética bem como o seu nível de maturidade.



Produto	Tecnologia	Tipo de resíduo	Estado de desenvolvimento
Bio char/Carvão ativado	Gasificação Pirólise	Florestal Agrícola	Demonstração
Material torrefeito	Torrefação	Agroindustrial	Comercial



Produto	Tecnologia	Tipo de resíduo	Estado de desenvolvimento
Eletricidade e calor	Gasificação	Florestal, Agrícola Agroindustrial	Comercial
	Pirólise	RU biodegradáveis Plásticos, Pneus, etc.	Demonstração



Produto	Tecnologia	Tipo de resíduo	Estado de desenvolvimento
Bio-H <sub>2</sub>	Gasificação + Reação de <i>water gas shift</i>	Florestal, Agrícola Agroindustrial	Piloto
GNS / Biometano	Gasificação+Metanação	RSU biodegradáveis Plásticos, Pneus, etc.	Demonstração
	Digestão anaeróbia + purificação	Florestal, Agro- Pecuária, RUBs, Agroindustrial	Comercial

## 2.1 Gasificação para biocombustíveis gasosos

### 2.1.1 Introdução

A gasificação de biomassa é um processo de conversão termoquímico que permite obter um gás, que pode ser usado como biocombustível gasoso ou como bio matéria-prima. Os produtos da gasificação são maioritariamente gasosos, embora também se produza uma pequena fração de sólidos, que contêm a matéria mineral existente no resíduo processado e alguma matéria carbonosa não convertida.

O gás de síntese é uma mistura gasosa de várias substâncias constituída principalmente por hidrogénio ( $H_2$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ) e monóxido de carbono ( $CO$ ) e metano ( $CH_4$ ) obtidos a partir de biomassa através de um processo termoquímico chamado gasificação, no qual ocorre a combustão parcial da matéria orgânica. A mistura gasosa obtida a partir da desvolatilização da biomassa é constituída essencialmente por vários gases combustíveis como  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $CH_4$  e hidrocarbonetos de cadeia curta (na maior parte dos casos estes são convertidos em  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$  e vapor de água. Podem também formar-se outras substâncias gasosas como compostos de enxofre (S) como o ácido sulfídrico ( $H_2S$ ), compostos de azoto como o amoníaco ( $NH_3$ ) e cianeto de hidrogénio ( $HCN$ ). Podem também formar-se contaminantes sólidos como cinzas, poeiras, entre outros, e de impurezas líquidas como alcatrões. Estes podem ser retirados por meio do arrefecimento e lavagem da fase gasosa com um solvente específico ou por processos catalíticos que permitem a sua conversão em gases ( $H_2$  e  $CO$ ).

O governo da Suécia promoveu o estudo da gasificação<sup>24</sup>, o que conduziu à implementação do sistema de ciclo combinado de gasificação integrada ou *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) para a produção de energia<sup>25</sup> a partir de biomassa.

Uma empresa do Canadá desenvolveu um gasificador de leito fluidizado borbulhante, contendo sílica, que operava a uma pressão de 1,6 MPa, e que utilizava 10 ton/h de biomassa diversa e ar ou oxigénio ( $O_2$ ) como agente de gasificação<sup>26</sup>. Em muitos outros países tem surgido o interesse pela gasificação através de programas e incentivos para a produção de energia limpa.

### 2.1.2 Fontes de biomassa para a produção de biocombustíveis gasosos

A biomassa é constituída de uma forma geral por 50% de carbono, 6% de  $H_2$  e 44% de  $O_2$ , sendo um material adequado para gasificação pelo alto conteúdo de carbono. A principal vantagem da gasificação é que permite tratar uma ampla diversidade de biomassas que devem apresentar um teor de humidade inferior a 20%. É importante conhecer a composição química da biomassa a gasificar, já que um material rico em azoto e enxofre (S) pode formar teores elevados de compostos derivados como  $H_2S$ ,  $NH_3$ , entre outros. É recomendável utilizar biomassa com teores de cinza inferiores a 5% para evitar problemas de deposição de escórias nos gasificadores e por tal motivo os resíduos herbáceos como culturas de sementes

---

<sup>24</sup> Sansaniwal, S.K., Pal, K., Rosen, M.A. & Tyagi, S.K. (2017). Recent advances in the development of biomass gasification technology: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72, 363-384.

<sup>25</sup> International Energy Agency (IEA). (2007). *IEA Energy Technology Essentials: Biomass for Power Generation and CHP*. Acedido em 30 de maio de 2017, de <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/essentials3.pdf>

<sup>26</sup> Lee, S., Speight, J.G., & Loyalka, S.K. (2007). *Handbook of Alternative Fuel Technologies*. Florida, U.S.A: CRC Press - Taylor & Francis Group, 523 pp.

de oleaginosas e de cereais, as gramíneas e as flores, que possuam teores de cinzas superiores a 10%, devem ser gasificados por processos que tenham em consideração esta característica, o mesmo acontece com a casca de arroz que pode apresentar um conteúdo de cinzas até 20%.

A gasificação tem sido aplicada a diversos tipos de biomassa e de resíduos. Os resíduos agrícolas como a casca de coco, de palma, de serragem, espigas de milho e casca de fruta podem ser usados em sistemas de gasificação sempre que seja realizado o devido pré-tratamento como moagem, regulação de granulometria, densificação, entre outras, para evitar a interrupção no fluxo de alimentação e evitar a formação de altos conteúdos de alcatrão. Uma matéria-prima altamente recomendável para este tipo de processos são os resíduos urbanos (RU) devido à sua elevada produção ao nível mundial e por causa da formação de contaminantes como dioxinas e furanos, quando são usados em sistemas de combustão, tal como acontece atualmente.

### 2.1.3 Processo de produção de biocombustíveis gasosos

A gasificação permite a utilização de uma certa quantidade de ar ou  $O_2$ , ao contrário da pirólise (que ocorre na ausência de  $O_2$ ) e da combustão (presença de  $O_2$ ) sendo um processo termoquímico em que ocorre a degradação da matéria-prima nomeadamente, a biomassa num conjunto de reações endotérmicas a altas temperaturas (desde os 700 °C até temperaturas de 1500 °C). Na gasificação ocorre a combustão parcial do material a gaseificar, pelo que se usa uma certa quantidade de um agente oxidante. Os agentes de gasificação podem ser ar, vapor de água,  $O_2$ ,  $CO_2$ , entre outros para obter vários produtos maioritariamente gasosos, o gás de síntese e uma fase sólida constituída por cinzas e resíduo carbonoso, parte orgânica que não foi gasificada. Numa primeira etapa a biomassa é volatilizada a temperaturas inferiores a 600 °C, sendo obtida uma mistura de hidrocarbonetos gasosos,  $CO_2$ ,  $CO$ ,  $H_2$  e vapor de água e outros sub-produtos sólidos como resíduo carbonoso e as cinzas constituídas pelo material inorgânico, portanto, não volatilizável. Seguidamente estes produtos reagem entre si e com o agente oxidante para que ocorra a gasificação propriamente dita e desta forma produzir o gás de síntese. Parte do resíduo carbonoso é muitas vezes utilizado como combustível para a formação do calor necessário ao processo para que ocorram as reações endotérmicas requeridas, sendo outra fonte de calor, o produzido pelas reações exotérmicas no gasificador. O processo é muito dependente das condições de operação como a temperatura, pressão e quantidade de agente oxidante, a velocidade de aquecimento, composição e tipo de matéria-prima a utilizar.

O  $CO_2$  é retirado com processos de absorção que podem ser físicos utilizando água e outros solventes, químicos com etanolamina ou glicol e processos de absorção *Swing* de pressão ou temperatura. O  $H_2S$  é removido aplicando métodos tradicionais como tratamento do gás com aminas ou o processo Benfield.

A gasificação apresenta internamente quatro zonas claramente definidas como se apresenta na Figura 2.1:

- (a) **Secagem:** ocorre a redução do teor de humidade presente na biomassa sendo vaporizada a água nela contida à temperatura de ebulição que corresponde a 100 °C. Contudo, se a biomassa se encontra com uma humidade muito alta, pode ocorrer uma perda de energia só nesta fase, ocasionando uma diminuição na qualidade do gás de síntese obtido.
- (b) **Pirólise ou desvolatilização:** fase do reator em que a temperatura ronda os 300 °C na ausência de  $O_2$ , onde ocorre uma série de reações que conduzem à desvolatilização do material e à produção de gases e de resíduo carbonoso.
- (c) **Redução:** apresenta como objetivo principal reduzir a quantidade de alcatrão e de resíduo carbonoso, sendo isto atingido a uma temperatura que pode variar entre 600° e 950 °C. Nesta zona, ocorrem

várias reações endotérmicas a altas temperaturas para produzir uma mistura de gases como CO, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub>.

- (d) **Combustão parcial:** zona onde ocorrem as reações de oxidação, produzem-se óxidos através de reações exotérmicas que geram o calor necessário no processo, a elevadas temperaturas (superiores a 950 °C). Forma-se uma mistura gasosa constituída por CO, H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O

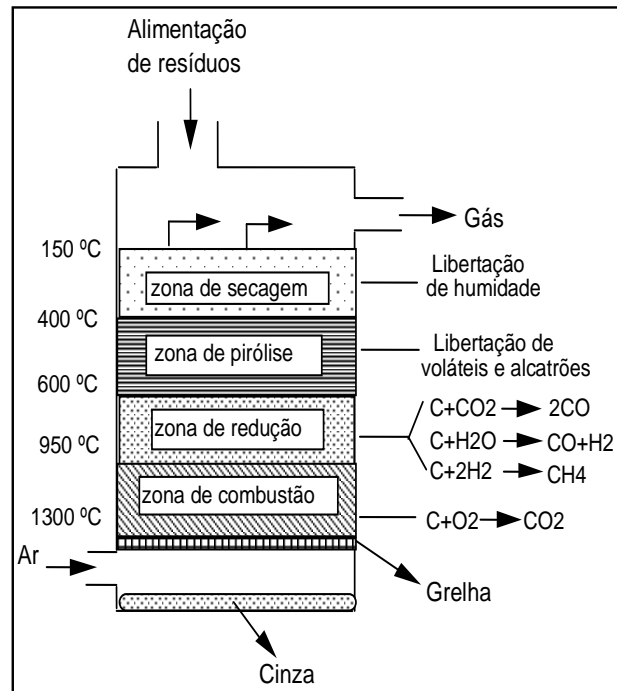


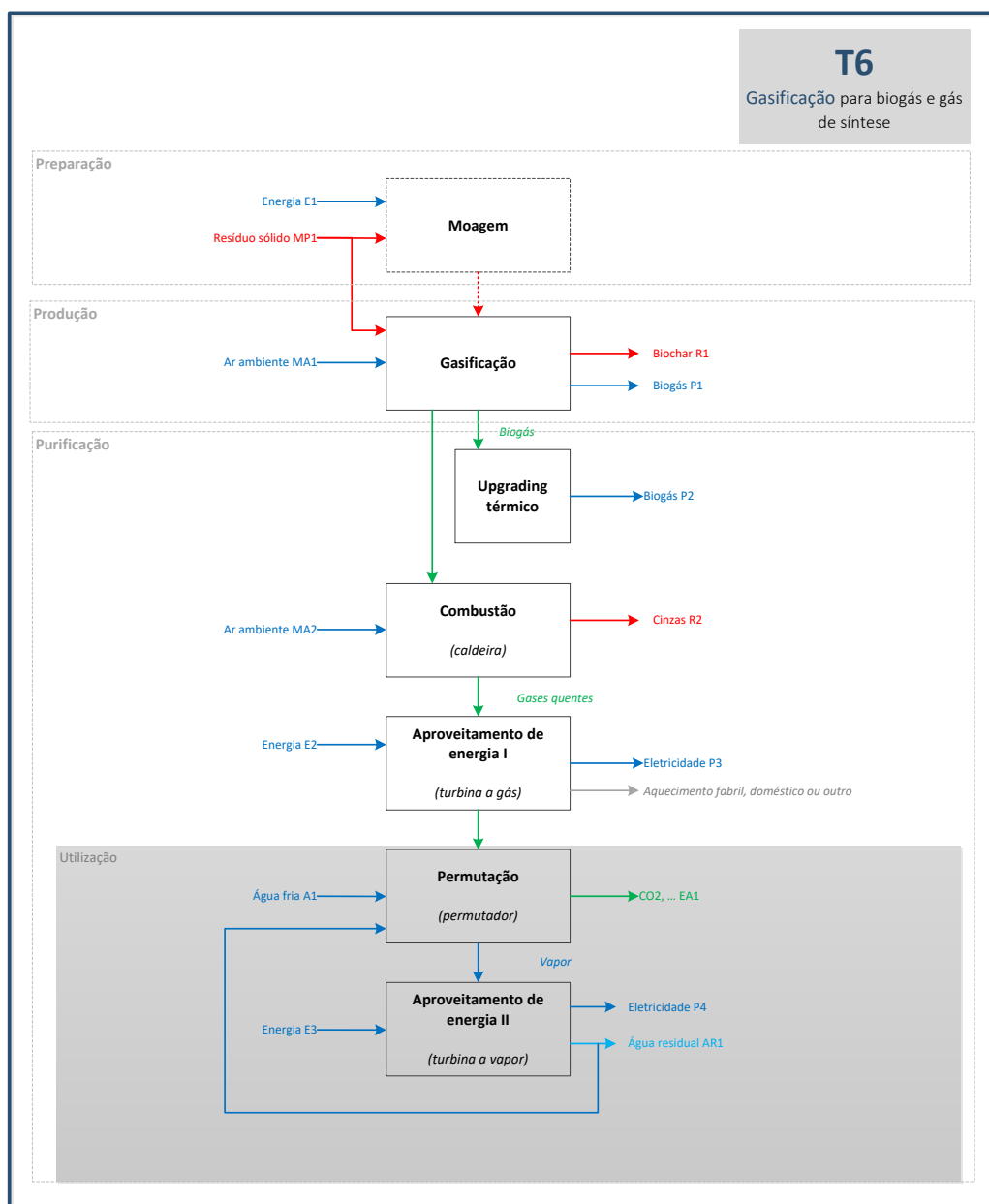
Figura 2.1. Esquema simplificado do processo de gasificação

As características principais do gás de síntese para que seja utilizado como um combustível para motores são baixa quantidade de alcatrão e contaminantes como o NH<sub>3</sub> e H<sub>2</sub>S, portanto, deve estar limpo, com uma alta pureza e apresentar o mais alto poder calorífico possível. Outro aspeto é que entre 70% até 80% da energia contida na biomassa é transferida ao gás de síntese, sendo a restante energia perdida no sistema ou bem intercambiada na forma de calor. As diversas aplicações do gás produto são apresentadas a seguir:

- (a) **Co-combustão:** quando o poder calorífico do gás de síntese for baixo, o que corresponde a um valor de entre 4 até 6 MJ/Nm<sup>3</sup>, este pode ser queimado em sistemas de combustão com potências entre os 10 kW e 10 MW e que apresentem eficiências entre 30% até 35%.
- (b) **Sistemas de cogeração (Combined Heat and Power - CHP):** para garantir uma alta eficiência o gás de síntese é utilizado em sistemas de geração de energia elétrica como turbinas a gás altamente eficientes e motores alternativos. São altamente aplicados em indústrias com altas necessidades de calor e eletricidade e para a produção combinada de calor e eletricidade ao nível municipal.
- (c) **Produção de biocombustíveis:** o gás de síntese pode ser utilizado como matéria-prima em sistemas de produção de biocombustíveis líquidos como o gasóleo por síntese de Fisher Tropsch e álcoois como o metanol, o qual pode depois ser utilizado para a produção de gasolina pelo processo *Methanol to Gasoline* - MtG. Alternativamente, o metanol pode ser convertido em dimetil éter (*Methanol to Dimethyl Ether* - MtD), ou em olefinas (*Methanol to Olefins* - MtO). O gás de síntese pode ainda ser convertido

em gás natural sintético pelo processo de metanação. Pode se utilizado também a produção de hidrogénio, após ser submetido a processos de limpeza, condicionamento e separação de gases.

O fluxograma do processo de gasificação para a produção de biocombustíveis gasosos a partir de matérias-primas residuais apresenta-se na Figura 2.2.



**Figura. 2.2** Fluxograma do processo de gasificação para a produção de biocombustíveis gasosos a partir de matérias-primas residuais<sup>27</sup>

<sup>27</sup> Projeto CONVERTE – Potencial Biomássico para a Energia (<http://converte.lneg.pt>)

### 2.1.4 Requisitos de qualidade para o gás de gasificação

O gás de gasificação pode ter uma ampla gama de utilizações finais, no entanto, a maioria delas é muito exigente em relação à qualidade do gás e ao conteúdo de impurezas, conforme resumido na Tabela 2.1, o que obriga a processos de limpeza do gás de gasificação mais ou menos complexos, dependendo da composição do gás de síntese.

Devido ao baixo teor energético do gás de gasificação produzido quando é utilizado ar como agente de gasificação (3,5 e 7 MJ/m<sup>3</sup>), o transporte e o armazenamento do gás não são economicamente viáveis. Portanto, o gás de gasificação deve ser queimado próximo ao gasificador para diminuir as perdas de calor e garantir uma alta eficiência global. Quando a gasificação ocorre na ausência de ar, o gás de síntese possui um teor energético médio, geralmente entre 9 e 15 MJ/m<sup>3</sup>, o que permite seu transporte, armazenamento e utilização em diferentes aplicações.

O gás de gasificação pode ser usado em caldeiras ou queimadores para produção de calor, que são menos exigentes em relação à qualidade e características do gás do que outras utilizações de gás, como a síntese química. A utilização do gás de gasificação numa turbina a gás, exige que a concentração de H<sub>2</sub>S seja limitada a menos de 20ppm, para protegê-la da corrosão em alta temperatura, devido à possível formação de sulfatos alcalinos.

**Tabela 2.1** Características e qualidade do gás de gasificação exigidas por diferentes utilizações.

Impureza	Boiler	Motor a Gás	Turbina a Gás	Pilha de Combustível	Síntese Química
Partículas (mg/Nm <sup>3</sup> )	1 000	<50	<15	<0,1	Quase completamente removido
Tamanho de partículas (µm)	10	<10	<5	<10	
Alcatrão (ponto de orvalho)	<400°C	<10°C		-	Não condensando abaixo do ponto de orvalho
Metais alcalinos		0,24 mg/Nm <sup>3</sup>	0,24 mg/Nm <sup>3</sup>	<10 ppm	10 ppbv
NH <sub>3</sub>	-	<50 mg/Nm <sup>3</sup>		<5000 ppm	1 ppmv
Enxofre total	72 mg/Nm <sup>3</sup>	<80 mg/Nm <sup>3</sup>		<1 ppm	<1 ppmv
Cloro total	35 mg/Nm <sup>3</sup>	<100 mg/Nm <sup>3</sup>		<1 ppm	10 pbv

### 2.1.5 Potencial Nacional e Europeu

A produção de gás de síntese através do processo de gasificação não se encontra muito evoluída em Portugal. Existe um gasificador comercial em Vila Velha de Ródão, pertencente à atual Portucel Tejo - Empresa de Celulose do Tejo, S.A <sup>28</sup> que utilizava como combustível sólido casca de pinheiro<sup>29</sup> para obter cerca de 87 800 Nm<sup>3</sup>/dia de gás de síntese e com capacidade de 15 MW<sub>t</sub>. No Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) existe um gasificador de leito fluidizado com dimensões de 3,75 m de altura e área interna de 20 x 20 cm.

Muitos países da Europa apresentam gasificadores de tipo leito fixo dentro de uma escala industrial e comercial, que são apresentados a seguir na Tabela 2.2:

**Tabela 2.2.** Gasificadores de leito fixo existentes em alguns países da Europa <sup>30</sup>

País	Tipos de gasificadores	Combustível utilizado	Capacidade	Organização/Projeto
Dinamarca	<i>Updraft</i>	Resíduos da indústria de curtume e perigosos	2-15 MW	DTI
	<i>Updraft</i>	Palha, aparas de madeira e casca	1-15 MW	VOLUND R&D Center
	<i>Downdraft</i>	Resíduos de madeira	0,5 MW	Hollesen Engg.
Nova Zelândia	<i>Downdraft</i>	Blocos e lascas de madeira e lascas de salgueiro	30 kW	Fluidyne
França	<i>Downdraft</i>	Madeira e agro resíduos	100-600 MW	Martezo
Reino Unido	<i>Downdraft</i>	Lascas de madeira, casca de avelã e	30 kW	Newcastle University of

<sup>28</sup> Global Syngas Technologies Council (GSTC). (2018). Resources - Worldwide Syngas Database: Rodao ACFBG Unit. Acedido em 27 de abril de 2018, de <https://www.globalsyngas.org/resources/world-gasification-database/rodao-acfbg-unit/>

<sup>29</sup> European Commission. (1998). Publications - Biomass Gasification in Europe. Acedido em 27 de abril de 2018, de <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/3c7b39d6-eaef-4272-b70b-e465938fde70>.

<sup>30</sup> Lee, S., Speight, J.G., & Loyalka, S.K. (2007). Handbook of Alternative Fuel Technologies. Florida, U.S.A: CRC Press - Taylor & Francis Group, 523 pp.

		outros		Technology
	<i>Downdraft</i>	Resíduos agrícolas industriais	300 kW	Shawton Engineering
Suíça	Estratificado	Biomassa lenhosa e agrícola	50-2500 kW	DASAG
Bélgica	Pequena escala	Lascas de madeira	160 kW	SRC Gazel
Finlândia	BIONEER <i>updraft</i>	Lascas de madeira, palha, <i>pellets</i> e turfa	4-5 MW	Ahlstrom Corporation, VIT
Países Baixos	<i>Downdraft</i>	Casca de arroz	150 kW	KARA Energy Systems

Existem na atualidade, outras instalações de diversas escalas de grande relevância na Europa, como as que se detalham a seguir <sup>31</sup>:

- (a) Planta piloto Bioliqid do Karlsruhe Institute of Technology (KIT) na Alemanha:** integra vários sistemas sendo um de pirólise que começou a operar desde 2010 e processa 0,5 ton/h de biomassa residual lenhocelulósica, como palha, para produzir 1 ton/h de um “*biosyncrude*” (mistura do carvão de pirólise e bio-óleo obtido no processo) que é incorporado a um gasificador de fluxo por arrastamento que iniciou a sua operação em 2013. Este usa O<sub>2</sub> como agente de gasificação, e opera a uma pressão de 4 até 8 MPa para produzir 700 m<sup>3</sup>/h de gás de síntese (1 700 Nm<sup>3</sup>/h de energia), o qual se pretende utilizar em síntese química para produzir 0,2 ton/h de gasolina.
- (b) Planta BioDME em Piteå na Suécia:** sistema de gasificação instalado no ano 2005, que opera durante mais de 27 000 horas e processa 20 ton de licor negro (óleo de pirólise) seco por dia, para produzir um gás de síntese com uma capacidade de 1,8 MW, sistema integrado numa segunda fase pela unidade de bio-dimetil éter (bio-DME), iniciada em 2011, com um tempo de operação equivalente a 11 000 horas, para produzir 4 ton de DME/dia.
- (c) Planta piloto BioTfuel na França:** projeto atualmente em execução, com início em finais de 2016 durante um total de 3 anos, para contruir duas instalações de tipo demonstração que permitam produzir *jet fuel* e diesel a partir de um sistema de gasificação que opera a uma pressão de 3 até 3,5 MPa, com

<sup>31</sup> European Commission. (2017). Publications - Building up the future - Sub group on advanced biofuels: Technology status and reliability of the value chains - Study. Acedido em 27 de abril de 2018, de <http://www.gastechnology.org/tcbiomass/tcbiomass2017/SGAB-Technology-Report.pdf>.

uma capacidade de 15 MW<sub>t</sub>, usando 100% biomassa (que também pode ser misturado com coque de petróleo e com carvão).

### 2.1.6 Estimativas de custos de instalações de gasificação e de utilização do gás

A dimensão da instalação é um fator importante na avaliação económica geral de uma instalação de gasificação. Em geral, o aumento da capacidade permite reduzir os custos de investimento, mas por outro lado uma maior capacidade obriga a um aumento no custo de transporte de biomassa. Por outro lado, a capacidade da instalação está dependente da disponibilidade de biomassa. Nas Tabelas 2.3 a 2.5 são apresentadas estimativas de custos efetuados por Hannula e Kurkela <sup>32</sup>. Neste estudo efetuado foi considerada uma instalação com capacidade de 300 MW<sub>t</sub> (PCI) processando biomassa com 50% em massa de humidade. Foi ainda considerada uma precisão nas estimativas de custo de capital de cerca de ± 30%. O total dos custos de capital inclui custos de equipamento, instalação e construção indireta. Foi considerado um fator de contingência de 20% para o equipamento global standard e de 30% para outros componentes com menor grau de maturidade.

Na Tabela 2.3. é apresentada uma estimativa dos custos de equipamento de gasificação e de limpeza e condicionamento do gás produzido.

Na Tabela 2.4. apresenta-se a distribuição dos custos principais. A instalação do equipamento é cerca de 30% acima do custo do equipamento e inclui instrumentação e controles, ligações elétricas, tubagem, isolamento e preparação do local. Os custos indiretos são de 22% sobre o custo do equipamento e incluem custos de engenharia (15%), custos iniciais (5%) e royalties e taxas (2%).

Os custos anuais de operação e manutenção são 4% do custo total da instalação e incluem custos de pessoal (0,5%), manutenção e seguros (2,5%), bem como catalisadores e produtos químicos (1%).

**Tabela 2.3.** Estimativa de custos de equipamento de gasificação e de limpeza e condicionamento do gás produzido com uma capacidade de 300 MW<sub>t</sub> (PCI) processando biomassa com 50% (m/m) de humidade <sup>32</sup>

Equipamento	Capacidade	Custos de instalação em 2010 (M €)
Gasificador	11,6 kg/s (base seca)	23,8
Limpeza do gás de gasificação	1,34 kmol de gás/s	20,0
Reator de water gas shift	1 377 MWth gás	12,6
Scrubber	1,446 kmol de gás/s	5,0
Remoção de ácido (Rectisol: CO <sub>2</sub> +H <sub>2</sub> S co-cap)	200 000 Nm <sup>3</sup> gás/h (NTP)	35,6

<sup>32</sup> Ilkka Hannula | Esa Kurkela (2013) Liquid transportation fuels via large-scale fluidized bed gasification of lignocellulosic biomass, VTT Technical Research Centre of Finland.

**Tabela 2.4.** Distribuição dos custos principais <sup>32</sup>

<b>Tipo de Custo</b>	<b>Contribuição (%)</b>
Instalação	30
Custos Indiretos	22
Contigência para componentes standard	20
Contigência para componentes com menor grau de maturidade	30

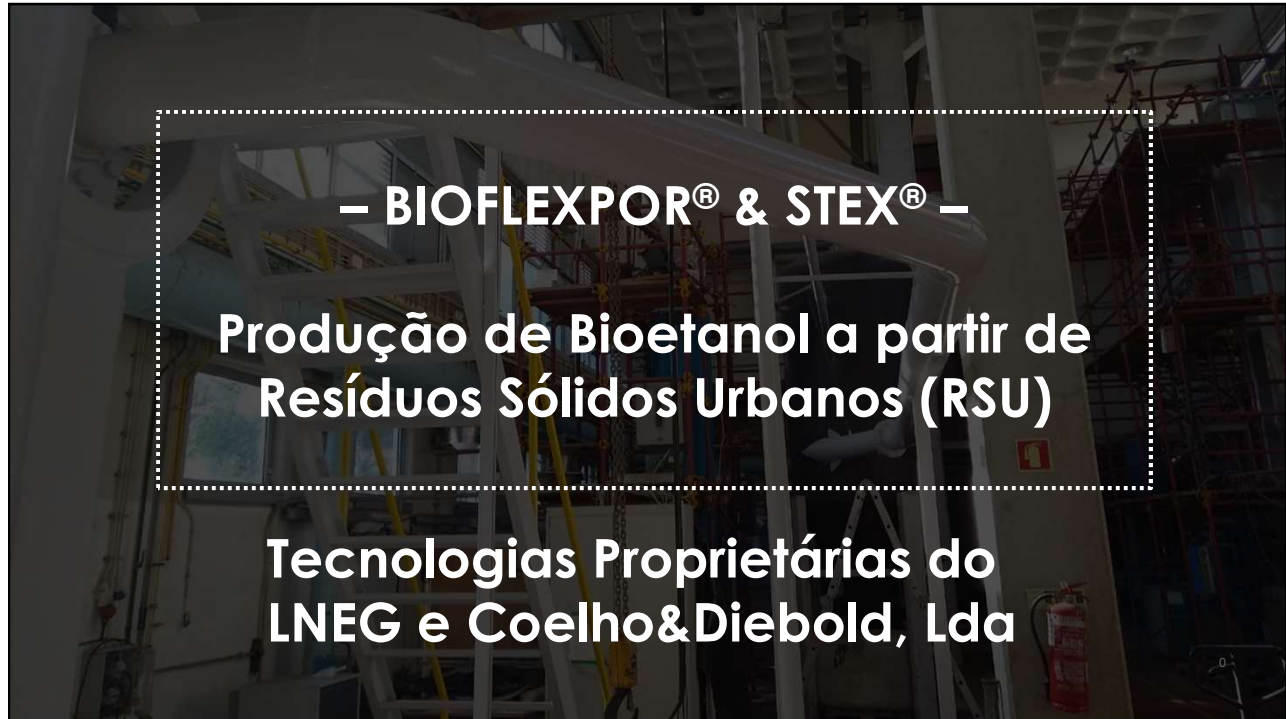
**Tabela 2.5.** Estimativa de custos de instalações correspondentes a diferentes utilizações do gás produzido por gasificação <sup>32</sup>

<b>Processo</b>	<b>Capacidade</b>	<b>Custos de instalação em 2010 (M €)</b>
Síntese de metanol	30,54 ton metanol/h	37,0
Síntese de DME	30,54 ton DME/h	49,8
Metanol para Gasolina	16 667 barris gasolina/dia	154.7

Tal como referido anteriormente, o gás de gasificação pode ter diversas utilizações, as mais usuais correspondem à utilização do gás em caldeiras ou queimadores, motores ou turbinas para produção de calor e/ou energia. O gás de gasificação pode também ser usado em sínteses química para produção de combustíveis líquidos (metanol e gasolina) ou gasosos (DME). Na Tabela 2.5. apresentam-se estimativas de custos de instalações correspondentes a diferentes utilizações do gás produzido por gasificação em sínteses química para produção de metanol, DME e gasolina.

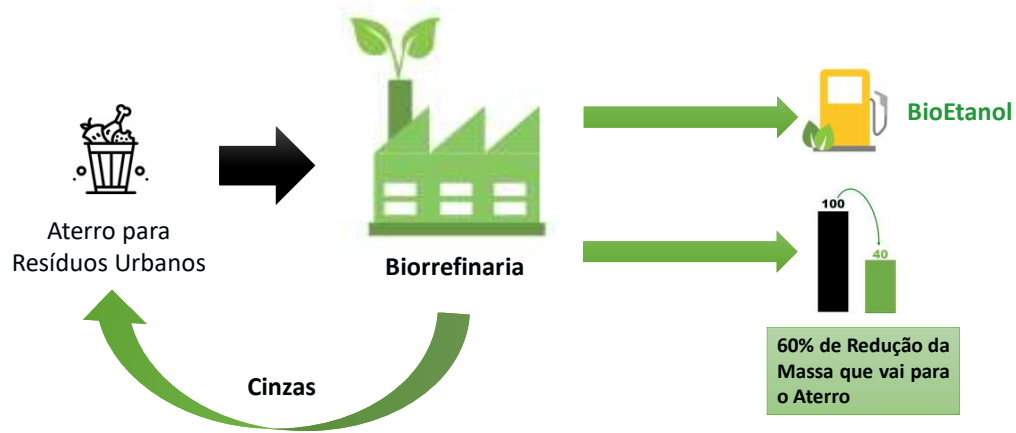
## ANEXO

**Caso estudo de produção de Bioetanol a partir de RSU com e sem integração de Digestão Anaeróbia**



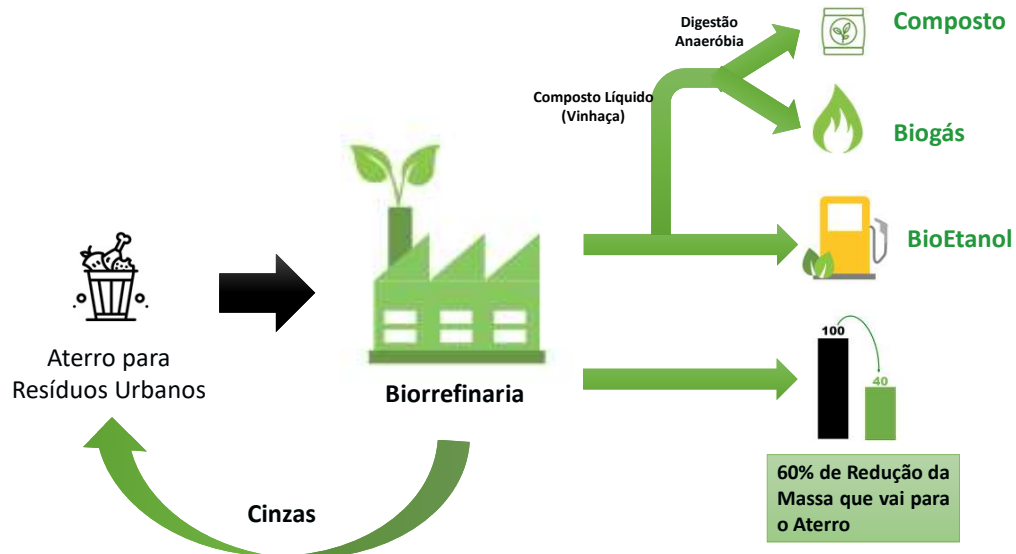
## Solução Proposta (Tecnologia 1): Bioetanol

2



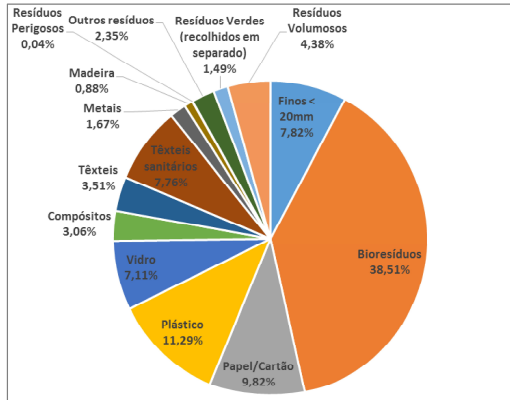
## Solução Proposta (Tecnologia 2): Bioetanol + Biogás + Composto

3

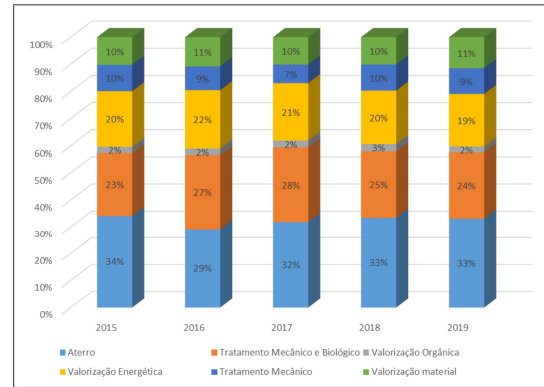


## Situação Atual (2019): Composição e Destino dos RSU em Portugal

4



Caracterização física dos RSU produzidos (2019)

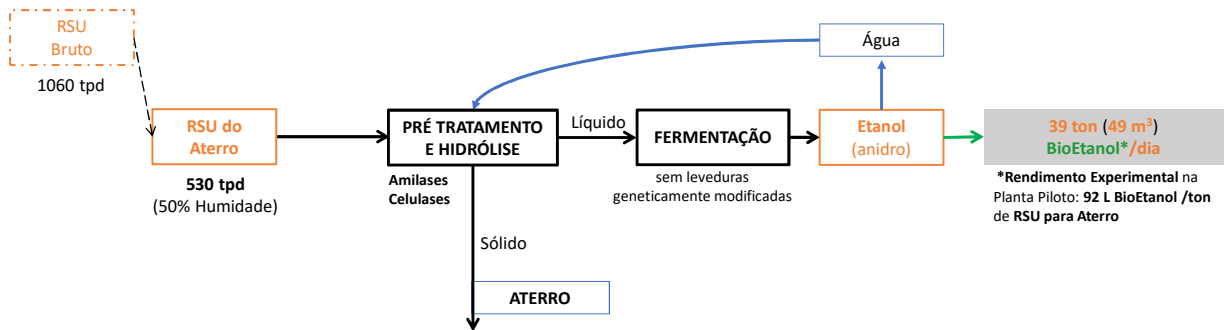


Destino direto dos RSU (2019)

Fonte: Agência Portuguesa do Ambiente - RARU 2019

## Tecnologia 1: BioEtanol

5



Antes



Depois

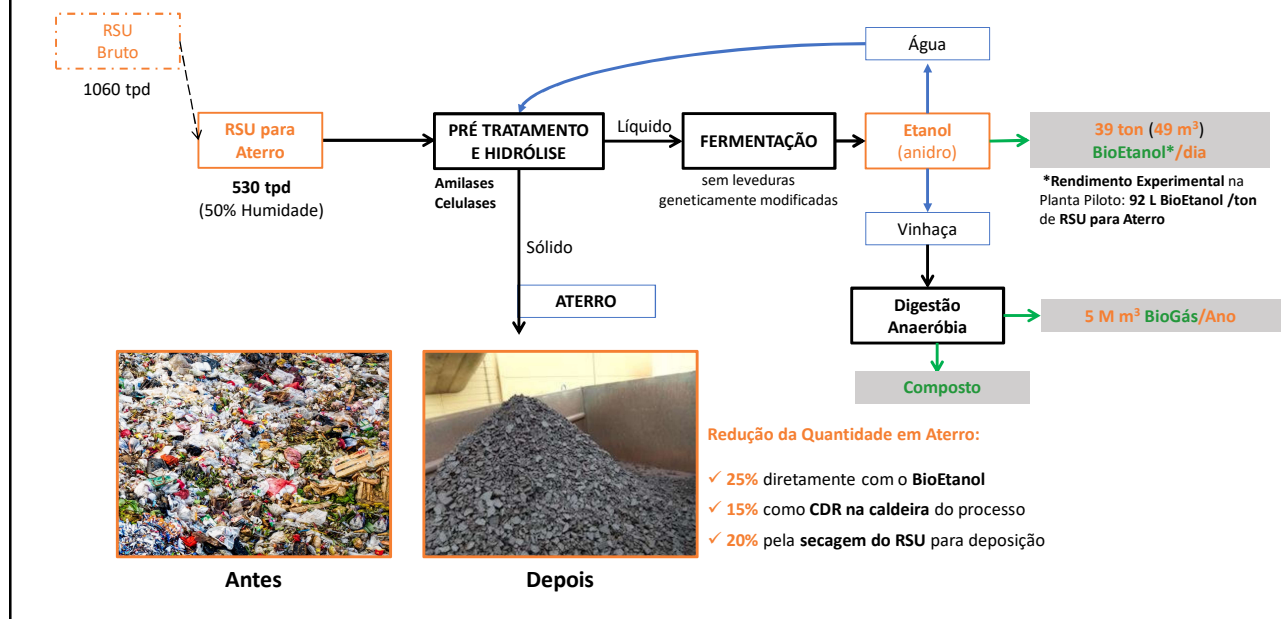
### Redução da Quantidade em Aterro:

- ✓ 25% diretamente com o BioEtanol
- ✓ 15% como CDR na caldeira do processo
- ✓ 20% pela secagem do RSU para deposição

\*Rendimento Experimental na Planta Piloto: 92 L BioEtanol /ton de RSU para Aterro

## Tecnologia 2: BioEtanol + BioGás + Composto

6



## Business Case 1 - Biorrefinaria 530 tpd RSU para BioEtanol

7

Dados Básicos:	
Consumo de Biomassa (ton/dia)	530
Consumo de Biomassa (ton/ano)	185.000
Humidade da Biomassa	50%
Custo da Biomassa (€/ton)	0,00
Produção de BioEtanol (m³/dia)	49
Produção de BioEtanol (m³/ano)	17.040
Preço de Venda do BioEtanol (€/m³)	750
Despesas Financeiras (10 anos)	2,5% ao ano
<b>Investimento (€)</b>	<b>21.380.000</b>
<b>Receita Líquida (€)</b>	<b>12.780.000</b>
<b>Custo dos Produtos Vendidos (€)</b>	<b>6.500.000</b>
<b>Resultado Operacional (€)</b>	<b>6.275.000</b>
<b>Resultado antes do IRC (€)</b>	<b>5.741.000</b>
<b>EBITDA (€)</b>	<b>7.997.000</b>
<b>CAPEX/EBITDA</b>	<b>2,7</b>

CAPEX	
Equipamentos (€)	16.980.000
Tecnologia e Engenharia (€)	2.900.000
Obras Civas/Outros (€)	1.500.000
<b>Total:</b>	<b>21.380.000</b>

Custo dos Produtos Vendidos	
Biomassa (€/ton)	0,00
<sup>1</sup> Recursos Humanos (€/ano)	1.188.000
<sup>2</sup> Manutenção (€/ano)	629.000
<sup>3</sup> Reagentes/Consumíveis (€/ano)	1.372.000
<sup>4</sup> Vapor e Efluentes (€/ano)	1.075.000
Eletricidade/Água/Outros (€/ano)	517.000
Depreciação (€)	1.722.000

- 33 empregados; 5 turnos, €36 k/ano/empregado
- 4% do CAPEX de equipamentos
- 90% enzimas, 10% ácidos, bases, nutrientes
- Custo de vapor de €8/ton

**Business Case 2 - Biorrefinaria 530 tpd RSU para BioEtanol + Biogás + Composto**

8

Indicador	Tecnologia 1 (BioEtanol)*	Tecnologia 2 (BioEtanol + Biogás)
CAPEX***	€21.380.000	€23.380.000 (€21.380.000 + €2.000.000)
OPEX	€6.500.000	€6.950.000 (€6.500.000 + €450.000)
Receita Líquida	€12.780.000	€13.380.000 (€12.780.000 + €600.000**)

\* Os dados financeiros da Tecnologia 1 (só bioetanol) são os mesmos do slide anterior.

\*\* A receita líquida da Tecnologia 2 referente ao Biogás foi estimada considerando sua valorização ao preço do gás natural €0,12/m<sup>3</sup> vezes o total produzido de 5M m<sup>3</sup> por ano.

\*\*\* Não foi considerada neste plano de negócio existir receita para o composto (análise técnico-económica conservadora)

**Tecnologias Bioflexpor® & Stex®**

9



Planta Piloto completa\*  
Processos de Pré-Tratamento e Hidrólise

Laboratórios de Processo  
Processos Fermentativos

Laboratórios Analíticos  
Análises Cromatográficas

\* Financiada pelo FAI - Fundo de Apoio à Inovação



Campus do Lumiar. Estrada do Paço do Lumiar, 22. Lisboa, Portugal.



## Contactos

10



### **LNEG**

**Francisco Gírio**

[francisco.girio@lneg.pt](mailto:francisco.girio@lneg.pt)

+351 919 668 390

**Susana Marques**

[susana.marques@lneg.pt](mailto:susana.marques@lneg.pt)

+351 210 924 600 (ext. 4200)

### **COELHO & DIEBOLD, Lda**

**Lucas Coêlho**

[coelho.lucas@stex.pt](mailto:coelho.lucas@stex.pt)

[lucascdc@gmail.com](mailto:lucascdc@gmail.com)

+351 962 813 439

**Eduardo Diebold**

[diebold.eduardo@stex.pt](mailto:diebold.eduardo@stex.pt)

[diebold.eduardo@gmail.com](mailto:diebold.eduardo@gmail.com)

+351 926 615 729