

Universidade do Minho
Escola de Engenharia

Margarida Santos Pereira

Análise Energética e Possíveis Sinergias entre uma Unidade de Produção de Biometano e uma Fábrica de Rações

Outubro de 2025

Universidade do Minho
Escola de Engenharia

Margarida Santos Pereira

Análise Energética e Possíveis Sinergias entre uma Unidade de Produção de Biometano e uma Fábrica de Rações

Dissertação de Mestrado
Mestrado em Engenharia Mecânica
Área de especialização em Tecnologias Energéticas e Ambientais

Trabalho efetuado sob a orientação do:
Professor Doutor Francisco Carrusca Pimenta de Brito
Professor Doutor Luís António de Sousa Barreiros Martins

Outubro de 2025

DIREITOS DE AUTOR E CONDIÇÕES DE UTILIZAÇÃO DO TRABALHO POR TERCEIROS

Este é um trabalho académico que pode ser utilizado por terceiros desde que respeitadas as regras e boas práticas internacionalmente aceites, no que concerne aos direitos de autor e direitos conexos.

Assim, o presente trabalho pode ser utilizado nos termos previstos na licença abaixo indicada.

Caso o utilizador necessite de permissão para poder fazer um uso do trabalho em condições não previstas no licenciamento indicado, deverá contactar o autor, através do RepositóriUM da Universidade do Minho.

Licença concedida aos utilizadores deste trabalho



Atribuição-NãoComercial
CC BY-NC
https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/

AGRADECIMENTOS

A realização desta dissertação representa, para mim, o culminar de um percurso académico e pessoal que exigiu dedicação, empenho e reflexão. Este momento simboliza não só o fim de uma etapa, mas também o resultado do esforço e da persistência que me permitiram alcançar os objetivos propostos. Tudo isto apenas foi possível graças ao apoio, à orientação e ao incentivo de todas as pessoas que, de diferentes formas, contribuíram para a concretização deste projeto.

Aproveito este espaço para demonstrar o meu especial agradecimento à empresa TNE, pela oportunidade de realização do estágio e pelo acolhimento durante todo o desenvolvimento deste trabalho. Um agradecimento especial ao Engenheiro Bruno Fonseca, pela orientação técnica, pela confiança e pelo acompanhamento próximo e ao Engenheiro Ricardo Eiras, pelo auxílio e disponibilidade.

Um agradecimento também aos professores Francisco Brito e Luís Martins por me orientarem na realização deste trabalho, por todos os esclarecimentos, sugestões de melhoria e pela confiança depositada neste trabalho.

Por fim, gostaria de expressar também o meu agradecimento às minhas amigas por todos os concelhos e incentivo constante; ao meu namorado pelo apoio e paciência e aos meus pais, pelo exemplo, pelo suporte contínuo e, claro, por me proporcionarem todas as oportunidades.

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter atuado com integridade na elaboração do presente trabalho académico e confirmo que não recorri à prática de plágio nem a qualquer forma de utilização indevida ou falsificação de informações ou resultados em nenhuma das etapas conducente à sua elaboração.

Mais declaro que conheço e que respeitei o Código de Conduta Ética da Universidade do Minho.

RESUMO

A descarbonização do setor industrial constitui um dos principais desafios da transição energética, exigindo soluções que conciliem eficiência, sustentabilidade e viabilidade económica. Neste contexto, o presente relatório analisa a integração energética entre uma unidade de produção de biometano e uma fábrica de rações, com o objetivo de identificar sinergias que promovam a utilização eficiente dos recursos e a redução do impacte ambiental associado às atividades agroindustriais.

A metodologia baseia-se na recolha e tratamento de dados reais de funcionamento das unidades, complementados por estimativas fundamentadas e modelações energéticas. São analisados o processo de produção de biometano a partir de chorume bovino e o perfil de consumo energético da fábrica de rações, avaliando-se o potencial de substituição do gás de petróleo liquefeito (GPL) por biometano na caldeira de produção de vapor da fábrica de rações, e o respetivo impacto energético, económico e ambiental desta transição.

Os resultados demonstram que a unidade de biometano produz anualmente cerca de 1,9 GWh de energia térmica, 1,2 GWh de energia elétrica e aproximadamente 3 800 000 Nm^3 de biometano, com uma eficiência global de 68%. A fábrica de rações apresenta um consumo anual de 6 GWh de energia térmica, integralmente suprida por GPL. A substituição deste combustível por biometano, para um preço de 0,10 €/kWh, permitiria reduzir cerca de 1 000 toneladas de CO_2 equivalente por ano e gerar uma poupança anual de cerca de 125 000 € face ao cenário atual.

Verificou-se ainda que a cooperação entre as duas unidades possibilita uma redução de 97% das emissões diretas de gases com efeito de estufa (GEE), sem comprometer a fiabilidade operacional, e aumenta a eficiência energética global do sistema integrado para valores superiores a 80%. Estes resultados confirmam o potencial das sinergias energéticas locais como instrumento estratégico na transição para um modelo industrial mais sustentável e alinhado com as metas nacionais e europeias de neutralidade carbónica.

PALAVRAS-CHAVE

BIOMETANO; SINERGIA; DESCARBONIZAÇÃO; TRANSIÇÃO ENERGÉTICA; ECONOMIA CIRCULAR

ABSTRACT

The decarbonization of the industrial sector stands as one of the main challenges of the energy transition, requiring solutions that combine efficiency, sustainability, and economic viability. In this context, the present report analyses the energy integration between a biomethane production unit and a feed factory, aiming to identify synergies that promote efficient resource utilization and reduce the environmental impact associated with agro-industrial activities.

The methodology is based on the collection and processing of real operating data from both facilities, complemented by substantiated estimates and energy modelling. The study analyses the biomethane production process from cattle slurry and the energy consumption profile of the feed factory, assessing the potential replacement of liquefied petroleum gas (LPG) by biomethane in the factory's steam boiler, as well as the corresponding energy, economic, and environmental impacts of this transition.

The results show that the biomethane unit produces approximately 1,9 GWh of thermal energy, 1,2 GWh of electrical energy, and around 3 800 000 Nm^3 of biomethane annually, with an overall efficiency of 68%. The feed factory presents an annual thermal energy demand of 6 GWh, entirely supplied by LPG. Replacing this fuel with biomethane at a price of 0,10 €/kWh would reduce approximately 1 000 tonnes of CO_2 equivalent per year and generate an annual saving of about 125 000 € compared to the current scenario.

Furthermore, the cooperation between both units enables a 97% reduction in direct greenhouse gas (GHG) emissions without compromising operational reliability and increases the overall energy efficiency of the integrated system to values above 80%. These results confirm the potential of local energy synergies as a strategic instrument in the transition towards a more sustainable industrial model, aligned with national and European carbon neutrality goals.

KEYWORDS

BIOMETHANE; SYNERGY; DERCARBONISATION; ENERGY TRANSITION; CIRCULAR ECONOMY

ÍNDICE

Agradecimentos ii

Resumo iv

Abstract v

Índice vi

Índice de Figuras x

Índice de Tabelas xii

Lista de Símbolos xiv

1. Introdução 1
   1.1. Preâmbulo 1
   1.2. Objetivos e Relevância do Estudo 2
   1.3. Guia de Leitura 3
2. Fundamentos Teóricos e Estado de Arte 5
   2.1. Introdução 5
   2.2. Biogás: Origem; Produção e Aplicações 5
      2.2.1. Matérias-Primas para a Produção de Biogás 6
      2.2.2. Tecnologias de Produção de Biogás 7
      2.2.3. Aplicações do Biogás 10
   2.3. Biometano: Purificação e Integração na Rede 11
      2.3.1. Importância do Biometano: Metas, Aplicações e Desafios 11
      2.3.2. Tecnologias de Produção de Biometano 14
      2.3.3. Parâmetros de Injeção na Rede 17
      2.3.4. Aplicações energéticas 20
   2.4. Bombas de Calor: Fundamentos e Aplicações em Processos Industriais 21
      2.4.1. Princípio Fundamental e Componentes 21

2.4.2. Tipos de Bombas de Calor 23
2.4.3. Eficiência Energética e Desempenho 24
2.4.4. Aplicações em Contexto Industrial 25
2.4.5. Dimensionamento de Bombas de Calor 27
2.5. Sistema Fotovoltaico 29
2.5.1. Efeito Fotovoltaico 30
2.5.2. Componentes de um Sistema Fotovoltaico 31
2.5.3. Eficiência Energética e Fatores de Desempenho 31
2.5.4. Integração em Processos Industriais 33
2.5.5. Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos 34
2.6. Comentários e Síntese do Capítulo 35
3. Casos de Estudo 37
3.1. Introdução 37
3.2. Central de Produção de Biometano 37
3.2.1. Enquadramento e Caraterísticas Gerais 38
3.2.2. Constituição da Central e Processo de Funcionamento 39
3.2.3. Balanço de massa 46
3.2.4. Balanço Energético 52
3.2.5. Integração da Produção Fotovoltaica 59
3.2.5.1. Simulação da Produção Fotovoltaica (PVsyst) 60
3.2.5.2. Resultados da Simulação 62
3.2.5.3. Análise Económica 66
3.3. Fábrica de Rações 67
3.3.1. Enquadramento e Caraterísticas Gerais 68
3.3.2. Processo Produtivo 69
3.3.3. Perfil de Consumo Energético 74
3.3.3.1. Consumo de Energia Elétrica 74

3.3.3.2. Consumo de Energia Térmica 76
3.4. Balanço Energético Conjunto 79
3.4.1. Perfil Global de Consumo Energético da Fábrica de Rações 80
3.4.2. Produção da Central de Biometano 81
3.5. Comentários e Síntese do Capítulo 81
4. Avaliação da Viabilidade de Sinergia Energética 83
4.1. Introdução 83
4.2. Descarbonização da Fábrica de Rações 83
4.2.1. Análise Energética 84
4.2.1.1. Propriedades dos combustíveis 84
4.2.1.2. Equivalências Energéticas 86
4.2.2. Análise Técnica 87
4.2.3. Avaliação Ambiental 92
4.2.4. Análise Económica 94
4.2.4.1. Custo dos Combustíveis 95
4.2.4.2. Investimentos 97
4.2.4.3. Valorização Ambiental 98
4.2.4.4. Análise da viabilidade Económica 99
4.3. Comentários e Síntese do Capítulo 104
5. Considerações Finais 107
5.1. Conclusões 107
5.1.1. Limitações do Estudo 108
5.2. Perspetivas e Trabalhos Futuros 109
Referências Bibliográficas 111
Anexos 120
Anexo A: Balanços de Massa e Energia da Central de Biometano 121
Anexo B: Fluxograma de Fabrico e Dados Complementares da Fábrica de Rações 123
Anexo C: Declaração de Conformidade da Caldeira Vapobloc 50 MCR-11 124

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Esquema das fases da DA [15]. 8
Figura 2 – Gráfico que expressa o impacto da temperatura na taxa de eficiência da digestão anaeróbia [10]. 9
Figura 3 - Fases para o Plano de Ação para o Biometano português [12]. 13
Figura 4 - Esquema conceptual de uma interligação para a injeção de biometano [21]. 18
Figura 5 - Esquema simplificado do ciclo de compressão de vapor numa bomba de calor [31]. 22
Figura 6 - Esquema genérico de funcionamento de uma bomba de calor [30]. 23
Figura 7 - Comparação entre o fornecimento de calor com caldeiras convencionais a combustível fóssil e com bombas de calor industriais [32]. 26
Figura 8 - Representação esquemática do efeito fotovoltaico [41]. 30
Figura 9 - Local de implementação da central de produção de biometano. Registo fotográfico cedido pela Cooperativa Agrícola de Vila do Conde (2025) 39
Figura 10 - Configuração geral de uma central de produção de biometano [46]. 40
Figura 11 -Silos de poliéster que armazenam a fração líquida da matéria-prima [45]. 41
Figura 12 - Contentor que armazena a fração sólida da matéria-prima [45]. 41
Figura 13 - Digestor primário utilizado na unidade de produção de biogás [45]. 42
Figura 14 - Misturadores que se encontram no interior dos digestores [45]. 42
Figura 15 – Fração sólida do digestato após separação [45]. 43
Figura 16 - Sistema de *upgrading* que utiliza a tecnologia de membrana interna [45]. 44
Figura 17 - *Layout* técnico da unidade de liquefação de CO_2 [45]. 45
Figura 18 - Diagrama de Sankey representativo do balanço de massa anual da central de produção de biometano. Dados do Anexo A. 52
Figura 19 - Diagrama de Sankey representativo dos fluxos de energia química no processo de produção de biometano. Dados do Anexo A. 56
Figura 20 - Diagrama de Sankey representativo dos fluxos de energia elétrica e térmica por metro cúbico de biometano produzido na central. Dados do Anexo A. 59
Figura 21 - Perspetiva do desenho do sistema fotovoltaico. 62
Figura 22 - Resultados principais da simulação *PVsyst* para o sistema fotovoltaico da unidade de biometano de Vila do Conde. 63

Figura 23 - Diagrama de perdas energéticas do sistema fotovoltaico simulado no software PVsyst. 65
Figura 24 - Vista aérea da fábrica de rações da Cooperativa Agrícola de Vila do Conde. Fonte: Cooperativa Agrícola de Vila do Conde (2025) 68
Figura 25 – Esquema representativo do processo produtivo da linha 1, que tem como produto final rações em mistura. Fonte: Elaboração própria a partir do fluxograma interno disponibilizado pela unidade fabril (Anexo B). 70
Figura 26 - Estrutura vertical da linha 1 da fábrica de rações, com destaque para as etapas de moagem, mistura e descarga do produto final. 71
Figura 27 - Esquema representativo do processo de granulação, aplicável à linha 2, que complementa a produção de rações em mistura com a transformação em granulados. Fonte: Elaboração própria a partir do fluxograma interno disponibilizado pela unidade fabril (Anexo B). 72
Figura 28 - Estrutura vertical da linha 2 da fábrica de rações, desde a injeção de vapor até à expedição das rações granuladas. 73
Figura 29 - Consumo específico de energia elétrica (kWh/ton) entre janeiro e junho de 2025. 75
Figura 30 - Evolução mensal do custo específico de energia elétrica (€/ton) no primeiro semestre de 2025. 75
Figura 31 - Distribuição da energia térmica por equipamento na fábrica de rações, no 1º semestre de 2025. 79
Figura 32 - Redução anual de emissões de CO_2 equivalente e respetiva valorização económica para diferentes cenários de substituição do GPL por misturas de biometano e GN. 98

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Tecnologias de *upgrading* do biogás [12]. 16
Tabela 2 - Valores de referência para a injeção segura de biometano na rede de gás [22] [23]. 19
Tabela 3 – Parâmetros relevantes para o dimensionamento de BC e respetivos valores típicos [28][37]. 28
Tabela 4 - Quantidade de matéria-orgânica inserida na central durante um ano. Fonte: Simulação Técnica (Anexo A). 47
Tabela 5 - Características dos substratos introduzidos na central. Fonte: Simulação Técnica (Anexo A) 47
Tabela 6 - Produção estimada de biogás e metano por tipo de substrato utilizado na central de biogás. Fonte: Simulação Técnica (Anexo A)..... 49
Tabela 7 - Potencial de produção de biogás das matérias-primas introduzidas na unidade. . 53
Tabela 8 – Cálculo do PCI do biogás [53]. 54
Tabela 9 - Cálculo do PCI do biometano [53]. 55
Tabela 10 - Energia elétrica consumida pela central de produção de biogás. Fonte: Simulação Técnica (Anexo A). 57
Tabela 11 - Energia térmica consumida e produzida pela central de produção de biogás. Fonte: Simulação Técnica (Anexo A). 59
Tabela 12 - Produção mensal por tipo de produto (janeiro-junho 2025). Fonte: Elaboração própria com base em dados fornecidos pela fábrica de rações. 69
Tabela 13 - Consumo mensal de energia elétrica, produção total e indicadores específicos da fábrica de rações (janeiro a junho de 2025). Fonte: Elaboração própria com base em dados fornecidos pela fábrica de rações. 74
Tabela 14 - Parâmetros operacionais da caldeira *Vapobloc 50 MCR-11*, utilizada na fábrica de rações. Fonte: Documentação técnica da caldeira (Anexo C). 76
Tabela 15 - Resultados mensais de produção de rações granuladas, consumo de vapor e GPL, horas de funcionamento da caldeira e energia térmica associada, para o período de janeiro a junho. 77
Tabela 16 - Propriedades energéticas e físicas dos combustíveis, incluindo o Índice de Wobbe. Os valores apresentados correspondem a condições PTN (0 °C, 1 atm). 86

Tabela 17 - Síntese dos parâmetros energéticos e de combustão utilizados na análise..... 87
Tabela 18 - Síntese das modificações necessárias para conversão de GPL para biometano/gás natural. 92
Tabela 19 - Comparação das emissões anuais de $CO_{2\,e}$quivalente para o cenário atual com GPL e para diferentes cenários de substituição parcial por misturas de biometano e gás natural. 93
Tabela 20 - Preços de referência dos combustíveis considerados na análise. 95
Tabela 21 - Comparação dos custos anuais de combustível para diferentes cenários de substituição do GPL por misturas de biometano e gás natural. 96
Tabela 22 - Distribuição detalhada dos investimentos na conversão da caldeira. 97
Tabela 23 - Parâmetros base para a análise da viabilidade económica da sinergia proposta. 99
Tabela 24 - Indicadores de viabilidade económica sintetizados para os vários cenários em análise..... 101
Tabela 25 - LCOE para os diferentes cenários de fornecimento de calor à fábrica. 103

LISTA DE SÍMBOLOS

Siglas, abreviaturas e acrónimos

AC	*Alternating Current* (Corrente Alternada)
ACV	Análise do Ciclo de Vida
BC	Bombas de Calor
Bio-CNG	*Compressed Biomethane* (Biometano Comprimido, "NG" – natural gas)
Bio-LNG	*Liquefied Biomethane* (Biometano Liquefeito, "NG" – natural gas)
CAPEX	*Capital Expenditures* (Despesas de Capital)
CHP	*Combined Heat and Power* (Cogeração)
COP	*Coefficient of Performance* (Coeficiente de Desempenho)
DA	Digestão Anaeróbia
DC	*Direct Current* (Corrente Contínua)
DM	*Dry Matter* (Matéria Seca)
EMI	Estação de Mistura e Injeção
EN – H_2	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
ENEAPAI	Estratégia Nacional para os Efluentes Pecuários e Agroindustriais
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ETAR	Estação de Tratamento de Águas Residuais
GEE	Gases de Efeito Estufa
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GPL	Gás de Petróleo Liquefeito
GWP	*Global Warming Potential* (Potencial de Aquecimento Global)
IPB	Instalação de Produção de Biometano
IPCC	*Intergovernmental Panel on Climate Change* (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas)
ISR	*Incident Solar Radiation* (Radiação Solar Incidente)
IW	Índice de Wobbe
LCOE	*Levelized Cost of Energy* (Custo Nivelado de Energia)
VAL	Valor Atual Líquido

ODP	*Ozone Depletion Potential* (Potencial de Destruição da Camada de Ozono)
OM	*Organic Matter* (Matéria Orgânica)
OPEX	*Operational Expenditure* (Despesas Operacionais)
PAB	Plano de Ação para o Biometano
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PDIRG	Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito
PDM	Plano Diretor Municipal
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
PR	Ponto de Receção
PRR	Plano de Recuperação e Resiliência
PSA	*Pressure Swing Adsorption* (Absorção com Modulação de Pressão)
PtM	*Power-to-Methane* (Conversão de Eletricidade em Metano)
PTN	Pressão e Temperatura Normais
PV	*Photovoltaic* (Fotovoltaico)
RD	Razão de Desempenho
REN	Redes Energéticas Nacionais - empresa
RNDG	Rede Nacional de Distribuição de Gás
RNTG	Rede Nacional de Transporte de Gás
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
SCOP	*Seasonal Coefficient of Performance* (Coeficiente de Desempenho Sazonal)
SPA	Subproduto de Origem Animal
SR	Sistemas de Receção
STC	*Standard Test Conditions* (Condições de Teste Padrão)
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
TNE	*Technologies New Energy* - empresa
TRH	Tempo de Retenção Hidráulico
TRS	Tempo de Retenção de Sólidos
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UTA	Unidade de Tratamento de Ar

Nomenclatura

Fórmulas químicas

CH_4	Metano
CO_2	Dióxido de carbono
O_2	Oxigénio
H_2O	Água
C_3H_8	Propano
C_4H_{10}	Butano
H_2S	Sulfureto de hidrogénio

Letras latinas

A	Área	m^2
C	Custo	€
c_p	Capacidade calorífica específica	J/kg.K
C_d	Coeficiente de descarga	
D	Diâmetro	m
E	Energia	kWh
F	Fator de atrito	
H	Irradiação	kWh/kWp
I_0	Investimento Inicial	€
L	Comprimento	m
m	Massa	kg
$\dot{m}$	Caudal mássico	kg/s
n	Número de elementos	
P	Potência	W
P	Pressão	Pa
pH	Potencial de hidrogénio	
Q	Caudal volumétrico	m^3/s
Q	Calor	kJ ou kWh
$\dot{Q}$	Potência térmica (fluxo de calor)	kW

r	Taxa de desconto	
T	Temperatura	℃ ou K
v	Velocidade	m/s
V	Volume	m^3
W	Trabalho	kJ ou kWh

Letras gregas

Δ	Variação de uma grandeza	
η	Rendimento/ Eficiência	%
ρ	Massa Volúmica	kg/m^3
x	Teor	%

Índices

B	Biogás
BM	Biometano
comp	Compressor
cond	Condensador
conds	Condensados
cons	Consumo
d	Matéria seca biodegradável
el	Elétrico
font	Fonte de calor
GN	Gás natural
MP	Matérias-primas
max	Máximo
mist	Mistura
out	Saída
PV	Sistema fotovoltaico
prod	Produção
r	Resíduo
s	Matéria seca

t	Total
sol	Solar
term	Térmico
vap	Vapor

1. INTRODUÇÃO

1.1. PREÂMBULO

O setor agrícola e agroindustrial enfrenta atualmente desafios significativos relacionados com a sustentabilidade ambiental, a gestão eficiente dos recursos e a redução da dependência de combustíveis fósseis [1]. Em particular, a elevada utilização de fertilizantes e corretivos químicos nos solos agrícolas, frequentemente associada à intensificação da produção animal, tem conduzido a problemas de contaminação dos solos e das águas subterrâneas [2], comprometendo a qualidade ambiental, a saúde dos ecossistemas e o bem-estar animal.

Neste contexto, a valorização energética dos efluentes pecuários constitui uma resposta aos desafios ambientais e energéticos da agricultura moderna. A digestão anaeróbia (DA) destes efluentes permite não só a produção de biometano, uma fonte de energia renovável de elevada versatilidade, como também a obtenção de subprodutos com potencial fertilizante, promovendo um modelo de economia circular [3]. Contudo, a viabilidade e eficiência destes sistemas depende de uma gestão energética eficaz, bem como da sua integração com outras unidades produtivas que possam beneficiar do aproveitamento dos fluxos energéticos disponíveis [4].

Nos últimos anos, o papel do biogás e do biometano ganhou relevância no quadro das políticas energéticas nacionais e europeias. Em 2024, a União Europeia aprovou o Pacote Legislativo do Gás e do Hidrogénio, composto pela Diretiva (EU) 2024/1788 e pelo Regulamento (EU) 2024/1789, que estabelecem um novo enquadramento para a descarbonização do sistema de gás, promovendo o acesso não discriminatório às redes e a integração progressiva de gases renováveis [5].

Em Portugal, a adaptação deste enquadramento reflete-se no Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito (PDIRG 2026 - 2035), apresentado pela Redes Energéticas Nacionais (REN) em março de 2025 [6]. O plano prevê a modernização da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) e a sua adaptação à injeção de biometano e hidrogénio, alinhando-se com a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H_2) [7] e o Plano de

Ação para o Biometano (PAB) [8]. Entre os projetos de maior relevância destacam-se a conversão de infraestruturas existentes para misturas de hidrogénio e gás natural (GN).

Contudo, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), no seu parecer de 2025, manifestou reservas quanto a alguns investimentos propostos, alegando que poderiam gerar custos excessivos para os consumidores sem benefícios proporcionais em segurança no abastecimento ou sustentabilidade [9]. Esta posição evidencia a necessidade de privilegiar soluções descentralizadas e ambientalmente equilibradas, como as centrais de biogás regionais, que valorizam resíduos locais e reforçam a resiliência energética sem dependência de grandes infraestruturas.

A presente dissertação resulta da identificação de uma oportunidade de cooperação operacional entre uma unidade de produção de biometano e uma fábrica de rações situadas em parcelas vizinhas. O estudo visa explorar o potencial de integração energética entre estas duas infraestruturas, com o objetivo de aumentar a eficiência global, reduzir a dependência de energia externa e reforçar a sustentabilidade económica e ambiental das operações.

A motivação para este estudo reside na necessidade de desenvolver soluções técnicas capazes de mitigar os impactos ambientais da atividade agropecuária, reduzir custos operacionais e promover uma transição energética sustentável e descentralizada. A abordagem adotada integra uma análise energética detalhada, baseada em dados reais de funcionamento, complementada por simulações computacionais de sistemas de produção renovável e por propostas de integração de tecnologias como bombas de calor (BC) e sistemas fotovoltaicos (PV), alinhadas com os objetivos de descarbonização definidos no PDIRG 2026 - 2035.

1.2. Objetivos e Relevância do Estudo

O principal objetivo desta dissertação é analisar, de forma integrada, o desempenho energético de uma unidade de produção de biometano e de uma fábrica de rações, com vista a identificar potenciais formas de aproveitamento energético conjunto que conduzam a ganhos de eficiência, menor impacto ambiental e otimização de recursos.

O trabalho é desenvolvido em colaboração com a empresa *Technologies New Energy* (TNE), entidade promotora do projeto da unidade de produção de biometano, que atua no setor das tecnologias energéticas e tem vindo a investir na integração de soluções

renováveis. Esta sinergia assegura o enquadramento prático do estudo, permitindo aplicar a metodologia proposta a um caso real.

De forma mais concreta, os objetivos do trabalho são:

- Caracterizar o processo de produção de biogás e biometano da central, incluindo os respetivos balanços de massa e energia;
- Avaliar o perfil de consumo energético (elétrico e térmico) da fábrica de rações com base em dados reais de funcionamento;
- Analisar a viabilidade de integração de BC, alimentadas por um sistema PV, para suprir necessidades térmicas na central de produção de biometano;
- Simular o desempenho anual do sistema PV com recurso ao *software PVsyst*, avaliando a sua adequação ao perfil de consumo identificado;
- Determinar a viabilidade energética, económica e ambiental das soluções de sinergia propostas;
- Contribuir para o desenvolvimento de um modelo de economia circular energética entre duas unidades agroindustriais próximas.

Este estudo assume particular relevância no contexto atual da transição energética europeia, das metas de neutralidade carbónica para 2050 [4] e das novas orientações do PDIRG 2026-2035 [6], que privilegiam a introdução e gases renováveis e soluções de descentralização. A crescente valorização dos efluentes agropecuários como recurso energético [10] e a necessidade de conciliar políticas ambientais com viabilidade económica tornam este estudo pertinente e atual.

Ao propor uma solução técnica integrada, baseada no uso de energias renováveis, na otimização de fluxos energéticos e na redução da dependência de combustíveis fósseis, o presente trabalho pretende contribuir para a sustentabilidade do setor agroindustrial e para a concretização dos compromissos nacionais de descarbonização.

1.3. Guia de Leitura

A presente dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos principais. O primeiro, correspondente à introdução, apresenta o enquadramento do tema, a motivação e os objetivos do estudo, bem como os desafios energéticos e ambientais associados ao setor agropecuário no contexto da transição energética.

O segundo capítulo reúne os conceitos e tecnologias que sustentam o desenvolvimento do trabalho, abordando a produção e valorização do biogás, a purificação do biometano, e os princípios de funcionamento e eficiência das BC e dos sistemas PV.

O terceiro capítulo procede à caracterização técnica e energética das unidades em estudo — a unidade de produção de biometano e a fábrica de rações —, apresentando os processos produtivos, os balanços energéticos e a integração fotovoltaica com base em dados reais de funcionamento.

No quarto capítulo realiza-se a avaliação da viabilidade da sinergia energética entre ambas as unidades, analisando-se os impactos técnicos, económicos e ambientais da substituição do GPL por biometano na caldeira da fábrica de rações.

Por fim, o quinto capítulo reúne as conclusões principais, apresentando as implicações do estudo para a descarbonização do setor agroindustrial e sugestões para trabalhos futuros.

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS E ESTADO DE ARTE

2.1. INTRODUÇÃO

O presente capítulo reúne os fundamentos teóricos e o estado de arte das tecnologias energéticas relevantes para o trabalho. São abordados os princípios científicos e as bases tecnológicas associadas à produção, purificação e aproveitamento do biogás, bem como as soluções energéticas complementares consideradas, nomeadamente os sistemas PV e as BC.

Neste contexto, pretende-se fornecer uma visão integrada sobre o potencial energético do biogás e do biometano, as principais etapas do seu processo de obtenção e valorização, e a forma como estes podem ser articulados com tecnologias elétricas. A análise inclui ainda uma revisão das principais aplicações industriais e da evolução tecnológica observada nos últimos anos, de modo a sustentar a avaliação comparativa e o estudo de viabilidade apresentados nos capítulos seguintes.

Assim, este capítulo estabelece o enquadramento técnico que suporta as análises energéticas desenvolvidas posteriormente, consolidando o conhecimento necessário para compreender as sinergias entre os sistemas de produção renovável e as necessidades térmicas e elétricas de unidades industriais.

2.2. BIOGÁS: ORIGEM; PRODUÇÃO E APLICAÇÕES

A segurança energética é um dos principais desafios do século XXI impulsionado pela crescente procura industrial, pela escassez de recursos fósseis e pelas potenciais consequências ambientais associadas à sua utilização [4].

O biogás, produzido a partir da decomposição da biomassa, destaca-se como uma fonte de energia renovável com elevado potencial de valorização da matéria orgânica [11].

Este gás renovável é constituído predominantemente por 50 – 85% de metano (CH_4) e 25 – 50% de dióxido de carbono (CO_2), contendo ainda outros gases em menor quantidade, como sulfureto de hidrogénio H_2S e vapor de água [10]. A sua valorização pode ser feita através da combustão direta para aquecimento; da cogeração, isto é, geração combinada de calor e eletricidade, ou ainda através de processos de purificação dando origem ao biometano

que é uma versão purificada do biogás que se assemelha ao GN fóssil e é compatível com os requisitos técnicos para a injeção na rede de GN [12].

Nas regiões de forte atividade agropecuária, o biogás representa uma solução para a valorização energética dos efluentes pecuários, permitindo, simultaneamente, a produção de biofertilizantes a partir do digestato, o que promove um ciclo de aproveitamento de recursos alinhado com os princípios da economia circular [2].

Além disso, a produção de biogás contribui para a redução das emissões de GEE, ao evitar a libertação direta de metano proveniente da fermentação natural da matéria e ao substituir os combustíveis fósseis em processos energéticos [1]. Este metano capturado, após um processo de purificação, dá origem ao biometano, um gás com características semelhantes às do GN, apto para injeção na rede [12].

Nesta secção, apresentam-se as principais matérias-primas associadas à produção de biogás, as tecnologias utilizadas na sua conversão energética, bem como as aplicações industriais que evidenciam o papel desta fonte energética na transição para um modelo energético mais sustentável.

2.2.1. Matérias-Primas para a Produção de Biogás

A produção de biogás pode recorrer a uma variedade de substratos orgânicos, nomeadamente à fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos (RSU); a lamas de estações de tratamento de águas residuais (ETAR); a efluentes pecuários, como estrumes e chorumes; a efluentes agroindustriais e a resíduos agrícolas [12].

O estrume corresponde a uma mistura sólida constituída por dejetos animais e material de cama (como palha ou serrim), apresentando maior teor de matéria seca e fibra. Já o chorume é um efluente predominantemente líquido, composto essencialmente por urina e pequenas frações de fezes, resultante de explorações pecuárias em regime intensivo [13]. Esta diferença de composição reflete-se na concentração de matéria orgânica biodegradável e, consequentemente, no potencial de produção de biogás, sendo o chorume mais fácil de bombear e misturar, enquanto o estrume requer frequentemente pré-tratamentos ou codigestão para otimizar o processo [10].

O potencial de produção de biogás depende da composição da matéria-prima, sendo fatores determinantes o teor de sólidos voláteis e a biodegradabilidade do substrato. De um modo geral, maiores teores de sólidos voláteis correspondem a um maior rendimento

energético. No entanto, desequilíbrios na relação carbono/azoto (C/N), bem como a presença excessiva de nutrientes ou de compostos inibidores, como metais pesados, ácidos gordos voláteis ou amónia, podem comprometer a estabilidade do processo de DA e consequentemente diminuir o potencial de produção de biogás [1][3].

No contexto deste estudo, a principal matéria-prima considerada é o efluente pecuário de origem bovina, classificado como subproduto de origem animal (SPA) e passível de valorização orgânica por DA ou compostagem [3]. A escolha e combinação dos substratos influencia diretamente a qualidade e a composição do biogás, sendo fundamental garantir um equilíbrio adequado de C/N, bem como controlar parâmetros como a carga orgânica, pH, temperatura e presença de inibidores para assegurar a eficiência do processo [14].

Segundo dados da Estratégia Nacional para os Efluentes Pecuários e Agroindustriais (ENEAPAI 2030), em 2019 foram gerados cerca de 23 milhões de m^3 de efluentes pecuários em Portugal, dos quais cerca de 70% são provenientes da produção bovina, que é a considerada no presente estudo [12].

2.2.2. Tecnologias de Produção de Biogás

A eficiência da produção de biogás depende não apenas da escolha das matérias-primas, mas também da tecnologia utilizada para o seu processamento [1].

Existem diversas abordagens para a produção de biogás, entre as quais se destacam, a fermentação de biomassa seca, adequada para resíduos com baixo teor de humidade, como resíduos sólidos urbanos ou agrícolas; a fermentação em lodo de esgoto, geralmente realizada em estações de tratamento de águas residuais; a metanização de resíduos industriais, onde efluentes orgânicos são tratados em ambiente anaeróbio e a DA controlada, que é a tecnologia em foco neste estudo [13]. Apesar deste fenómeno poder ocorrer naturalmente em ambientes como pântanos, esgotos ou aterros sanitários, o biogás só pode ser valorizado energeticamente quando o processo de decomposição se dá em condições controladas, num digestor anaeróbio, na ausência total de oxigénio [14].

Neste estudo, a tecnologia utilizada é a DA, reconhecida como umas das tecnologias mais eficientes para o tratamento de efluentes pecuários [14]. Trata-se de um processo de conversão bioquímica de matéria orgânica, que ocorre na ausência de oxigénio e sob condições específicas de pH e temperatura, na presença de grupos de microrganismos metabolicamente ativos [15].

De acordo com [13], o processo de DA ocorre em quatro fases principais, conforme apresentado na Figura 1, onde estão esquematizadas as transformações da matéria orgânica nas diferentes fases da DA, tendo como produto final o biogás.

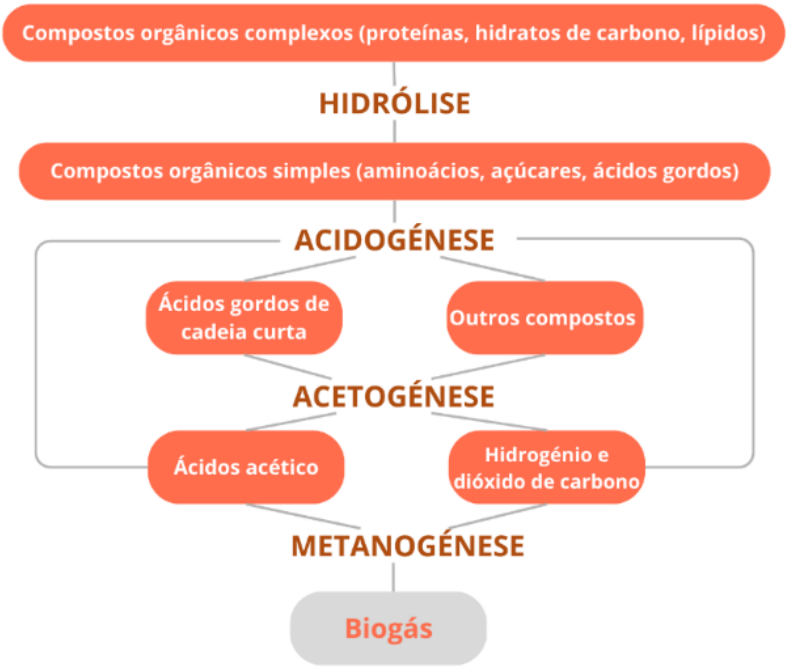


Figura 1 - Esquema das fases da DA [15].

No início da digestão ocorre a hidrólise que corresponde à degradação de compostos orgânicos complexos, como proteínas, hidratos de carbono e lípidos, transformando-os em moléculas mais simples e solúveis, nomeadamente aminoácidos, açúcares e ácidos gordos, pela ação de bactérias denominadas hidrolíticas.

De seguida, os produtos resultantes desta fase são transportados para o interior da célula onde ocorre a acidogénese, dando origem a ácidos gordos voláteis e álcoois. Durante esta fase, também são produzidos subprodutos como dióxido de carbono, hidrogénio e outros compostos intermediários.

Segue-se a acetogénese que corresponde à formação de ácido acético, não só por ação de bactérias sintróficas, produtoras de hidrogénio, que consomem os produtos da acidogénese, mas também devido às bactérias homoacetogénicas que usam H_2 e CO_2 para a conversão.

Por fim, as bactérias metanogénicas transformam o ácido acético e o hidrogénio em metano e dióxido de carbono, formando o biogás. Esta etapa final denomina-se de metanogénese.

O desempenho global da DA resulta, assim, do equilíbrio entre estas etapas microbianas sucessivas, cuja eficiência depende fortemente das condições de funcionamento do processo. De seguida, apresentam-se os principais parâmetros que influenciam a atividade das comunidades bacterianas e, consequentemente, a taxa de produção de biogás, conforme descrito em [14].

No que respeita à temperatura, o processo pode ocorrer em regime psicrófilo (< 25 °C), mesófilo (30 – 40 °C) ou termófilo (> 45 °C), tal como é apresentado na Figura 2.

O regime psicrófilo apresenta menor consumo energético, dado que dispensa o aquecimento do digestor, mas conduz a baixas taxas de reação e, consequentemente, a menor produção de biogás. Já o regime termófilo, embora proporcione maior velocidade de digestão e maior rendimento de metano, requer elevados consumos energéticos para manutenção da temperatura e apresenta maior instabilidade microbiológica, com risco acrescido de inibição por variações de pH ou acumulação de amónia.

Assim, o regime mesófilo (30 – 40 °C) representa o melhor compromisso entre eficiência e estabilidade operacional, sendo o mais utilizado em unidades que tratam chorume bovino. Este regime garante um bom rendimento energético, menor exigência de aquecimento e maior robustez biológica, o que o torna particularmente adequado a centrais que utilizam substratos com elevada humidade e variação sazonal de temperatura ambiente.

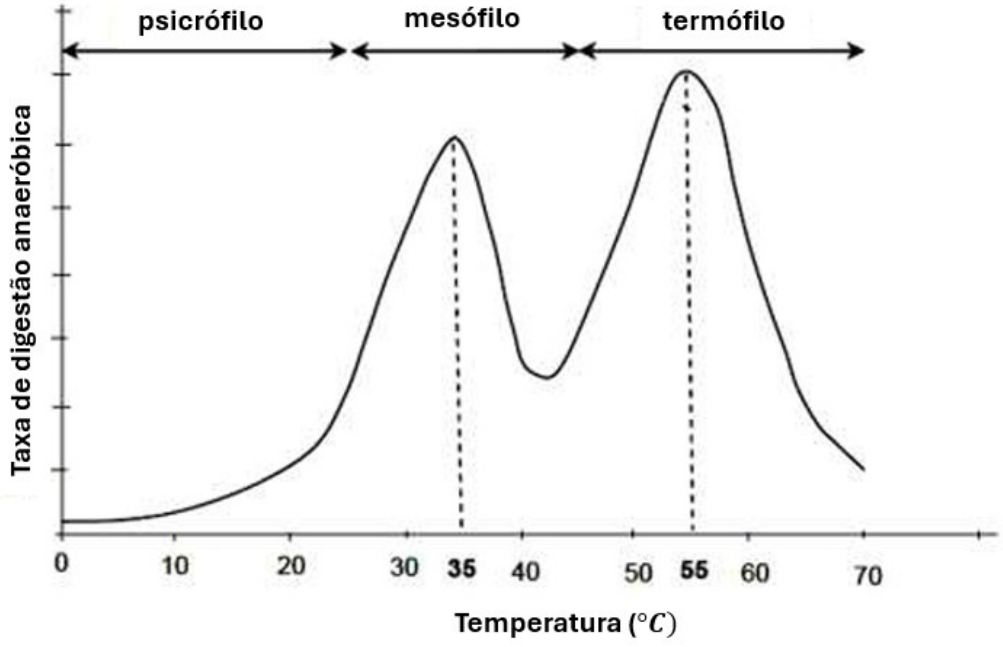


Figura 2 – Gráfico que expressa o impacto da temperatura na taxa de eficiência da DA [10].

Relativamente ao pH, o intervalo ótimo situa-se entre 6,8 e 7,2. Durante as fases iniciais da DA, um pH ligeiramente ácido (5,5 – 6,5) é aceitável, mas é crucial que na metanogénese se mantenha próximo de 7,0. A amónia presente no chorume pode aumentar o pH, sendo necessária a sua monitorização contínua.

O tempo de retenção corresponde ao intervalo durante o qual a biomassa permanece no digestor anaeróbio. Este parâmetro é crucial, pois, para que a decomposição seja completa, a matéria orgânica necessita de se manter no sistema tempo suficiente de forma a passar por todas as fases de digestão, acima descritas. Podemos subdividir este parâmetro em tempo de retenção hidráulico (TRH) e tempo de retenção de sólidos (TRS), que representa o tempo médio de permanência dos líquidos e dos sólidos no sistema, respetivamente. Para chorume, recomenda-se um TRH entre 40 e 45 dias, de forma a garantir a completa decomposição da matéria orgânica e maximizar a produção de metano. Tempos inferiores resultam em menores rendimentos e resíduos mal digeridos.

2.2.3. APLICAÇÕES DO BIOGÁS

O biogás apresenta uma vasta gama de aplicações, com destaque para a produção de energia elétrica e térmica, a cogeração e a purificação para biometano injetável na rede pública de GN [16].

No que respeita à produção de eletricidade e calor, esta é realizada através da combustão do gás em motores de combustão interna, microturbinas ou caldeiras. A eletricidade gerada pode ser injetada na rede elétrica ou utilizada para autoconsumo, enquanto o calor pode ser aproveitado em processos industriais, sistemas de aquecimento ou para estabilização do próprio processo de DA.

A cogeração (*Combined Heat and Power* - CHP) a partir do biogás é especialmente vantajosa em contextos que exigem o fornecimento contínuo de energia térmica, como unidades de tratamento de resíduos, instalações industriais e explorações agropecuárias, promovendo a eficiência energética e a redução do consumo de combustíveis fósseis [11].

Para além das aplicações locais em cogeração, o biogás pode ser sujeito a processos de purificação para obtenção de biometano de elevada pureza, compatível com as redes de GN. Esta valorização enquadra-se nas metas do PAB [8], que incentiva o aproveitamento de resíduos agrícolas, pecuários e industriais para a produção de energia renovável e a injeção descentralizada em redes regionais. Esta estratégia contribui simultaneamente para a redução

das emissões de metano e para a substituição direta do GN fóssil a nível industrial e doméstico, promovendo a integração progressiva do biometano nas infraestruturas energéticas existentes.

2.3. BIOMETANO: PURIFICAÇÃO E INTEGRAÇÃO NA REDE

O biometano é um biocombustível gasoso obtido a partir do biogás, que, após um processo de purificação, adquire uma composição muito semelhante à do GN, com um teor de metano (CH_4), geralmente superior a 96% [12]. Esta semelhança permite a sua injeção direta na rede de distribuição de GN, bem como a sua utilização em aplicações industriais, domésticas e de transportes.

Os gases renováveis apresentam-se como uma oportunidade para a descarbonização do consumo de energia e as redes de gás como uma solução de futuro para a sua distribuição [4].

A valorização do biometano representa uma estratégia energética de crescente importância para a descarbonização do setor do gás, a redução da dependência de combustíveis fósseis e o cumprimento das metas de neutralidade carbónica, tanto a nível nacional [8] como europeu [5].

Nesta secção, são analisadas as principais metas e aplicações associadas ao biometano, as tecnologias de purificação mais relevantes e os requisitos técnicos para a sua injeção na rede.

2.3.1. IMPORTÂNCIA DO BIOMETANO: METAS, APLICAÇÕES E DESAFIOS

O biometano assume um papel estratégico na descarbonização do setor energético e na segurança energética. Por ser obtido a partir da purificação do biogás, proveniente de matéria orgânica, apresenta-se como uma solução renovável e local que permite substituir o GN fóssil sem necessidade de se efetuar adaptações à infraestrutura existente [12].

A principal diferença ambiental entre o biometano e o GN fóssil reside na sua origem biogénica. Enquanto o GN é um combustível fóssil, formado a partir da decomposição de matéria orgânica ao longo de milhões de anos e cuja queima liberta carbono fóssil adicional para a atmosfera, o biometano resulta da transformação de biomassa recente, ou seja, de matéria orgânica que integrou o ciclo natural do carbono num horizonte temporal curto [17].

Durante o crescimento das plantas e das culturas que alimentam os animais, ocorre a fixação do CO_2 da atmosfera por via fotossintética. Esse carbono é subsequentemente incorporado na biomassa vegetal e, mais tarde, nos efluentes pecuários. Assim, quando o biometano é queimado para produzir energia, o CO_2 libertado corresponde ao mesmo carbono que foi previamente removido da atmosfera durante o crescimento da biomassa, não originando um acréscimo líquido de emissões [17].

Em termos de balanço global, o biometano insere-se num ciclo fechado de carbono, no qual as emissões associadas à combustão são compensadas pela captação prévia de CO_2. Este princípio é a base para a sua classificação como combustível renovável e neutro em carbono no âmbito das políticas europeias de descarbonização [18].

Além disso, a valorização energética do chorume através da DA evita a libertação direta CH_4 para a atmosfera, que ocorreria naturalmente durante a fermentação do efluente em lagoas ou tanques de armazenamento. Em termos de balanço global, o biometano integra-se num ciclo fechado e mitigador de carbono, combinando a neutralidade das emissões de CO_2 com a prevenção das emissões de CH_4 associadas à gestão convencional de efluentes pecuários. Este duplo benefício explica o seu reconhecimento como combustível renovável de baixo carbono no âmbito da Diretiva Europeia RED II [18] e o crescente interesse na sua produção descentralizada em explorações agropecuárias.

A nível europeu, o plano REPowerEU estabeleceu a meta de alcançar uma produção anual de 35 mil milhões de metros cúbicos de biometano até 2030, como resposta à crise energética e à necessidade de reduzir a dependência do gás russo [4]. Este objetivo representa aproximadamente 10% do consumo total de GN da União Europeia, refletindo a crescente relevância dos gases renováveis no equilíbrio energético europeu.

Em Portugal, o PAB [12] identifica um conjunto de metas para a promoção do biometano. O objetivo é fomentar o mercado do biometano, de forma a reduzir as importações de GN, descarbonizando a economia nacional e impulsionando a transição para a economia neutra em carbono. A Figura 3 esquematiza os três principais objetivos deste plano.

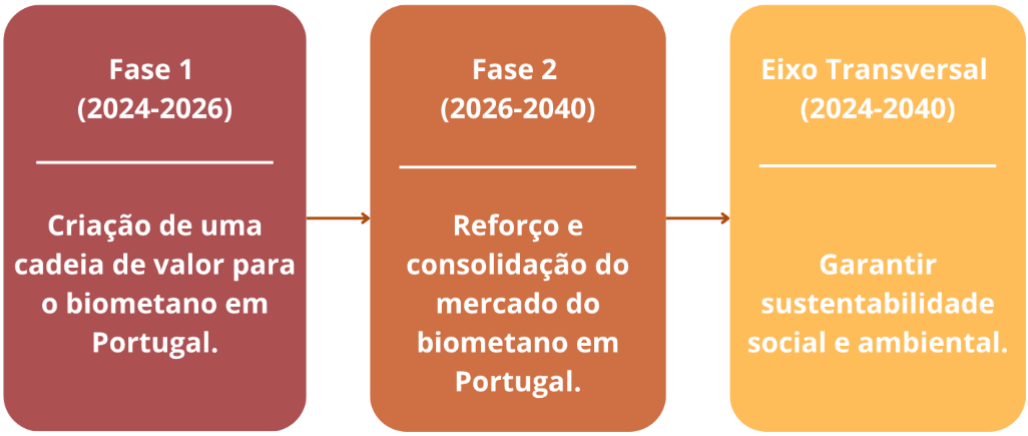


Figura 3 - Fases para o Plano de Ação para o Biometano português [12].

A fase 1 (2024 – 2026) visa acelerar o arranque do setor através da criação de uma cadeia de valor para o biometano em Portugal, com destaque para o desenvolvimento da produção e do consumo, bem como a definição de um quadro regulatório adequado.

A fase 2 (2026 – 2040) tem como objetivo consolidar o mercado nacional de biometano, promovendo o aumento da escala produtiva, o desenvolvimento de cadeias de valor regionais e o reforço da investigação e inovação nesta área.

Ao longo de todo o período (2024 – 2040), pretende-se promover um eixo transversal, focado em garantir a sustentabilidade social e ambiental, através do incentivo à cooperação entre os diferentes agentes da cadeia de valor.

De acordo com o PAB, estima-se que até 2030 poderão estar em operação cerca de 96 instalações de produção de biometano, com uma produção total anual na ordem dos 2,7 TWh. Esta produção permitiria injetar anualmente o equivalente a 260 milhões de metros cúbicos de biometano na rede nacional de gás, substituindo até 9,1% do consumo nacional de GN previsto para esse ano. A partir de 2035, a ambição é atingir 10% de substituição, chegando a 19% em 2040, refletindo uma trajetória de crescimento sustentado [12].

Estas metas nacionais encontram enquadramento no PDIRG 2026–2035 [6], o qual reconhece a injeção de biometano na RNTG como uma prioridade de investimento. O plano prevê o desenvolvimento de infraestruturas regionais de receção, mistura e compressão, de modo a permitir a integração progressiva de gases renováveis na rede, com base em critérios de custo-eficiência e proximidade entre os pontos de produção e consumo.

O parecer da ERSE sobre o PDIRG [9] reforça esta abordagem prudente, defendendo a implementação faseada e tecnicamente justificada de novos investimentos, de forma a assegurar o equilíbrio entre os objetivos ambientais e os custos para os consumidores. O regulador sublinha ainda a importância de promover a interoperabilidade entre o biometano e o hidrogénio verde, antecipando a futura convergência entre os dois vetores energéticos.

A utilização do biometano permite não só uma maior independência energética, mas também a mitigação das emissões associadas ao setor agrícola e agroindustrial [12]. Além disso, ao integrar-se na infraestrutura existente de GN, o biometano pode ser utilizado de forma eficiente nos setores da indústria e dos transportes, contribuindo para o cumprimento das metas de descarbonização estabelecidas a nível nacional e europeu. No setor dos transportes, pode ser utilizado como biometano comprimido (Bio-CNG) ou liquefeito (Bio-LNG), sendo uma alternativa sustentável para veículos, nomeadamente veículos. Também pode ser empregado na produção de eletricidade e calor em sistemas de cogeração, bem como na indústria química para a síntese de produtos como metanol e amoníaco [1]. Estas aplicações tornam o biometano uma solução estratégica para a descarbonização da economia e a transição energética.

Assim, o biometano emerge como um vetor essencial da transição energética portuguesa, articulando-se com as metas europeias e nacionais de descarbonização. A coordenação entre o PAB e o PDIRG 2026 – 2035 estabelece um quadro coerente para o desenvolvimento sustentável deste setor, promovendo simultaneamente a redução de emissões, a independência energética e a coesão territorial.

2.3.2. Tecnologias de Produção de Biometano

A produção de biometano pode ser realizada através de diferentes processos tecnológicos. A DA seguida de *upgrading* é atualmente a tecnologia mais consolidada, apresentando um elevado grau de maturidade e sendo amplamente implementada em diversos países da União Europeia, como a Dinamarca, Alemanha, França, Espanha e Itália [1]. Por outro lado, as tecnologias baseadas em gaseificação e *power-to-methane* (PtM), descritas a seguir, ainda se encontram numa fase menos desenvolvida, necessitando de maior maturação tecnológica e de reforço da sua presença no mercado, para que possam assumir um papel mais relevante na produção de biometano no futuro [17].

A gaseificação da biomassa é um processo de conversão termoquímica que se realiza a temperaturas elevadas, geralmente superiores a 700 °C, envolvendo uma série de reações químicas complexas que conduzem à formação de um gás de síntese (*syngas*), uma mistura que contém gases combustíveis como o monóxido de carbono, o hidrogénio e o metano, este último em menores quantidades. Posteriormente, este gás pode ser submetido a processos de metanação catalítica para aumentar o teor de CH_4 e obter um gás com características semelhantes ao biometano. Esta tecnologia é especialmente adequada para biomassa com baixo teor de humidade, como os materiais lenhocelulósicos, tais como resíduos de madeira, cuja decomposição biológica é mais lenta [15].

No entanto, o rendimento energético global da gaseificação é relativamente baixo, situando-se normalmente entre 50 % e 65 %, devido às perdas térmicas associadas às elevadas temperaturas de operação e à necessidade de purificação subsequente do gás. Além disso, o processo apresenta custos energéticos e de capital significativos, relacionados com o pré-tratamento da biomassa, o controlo das reações e a limpeza dos gases. Assim, apesar da sua versatilidade, a gaseificação só se torna competitiva em instalações de grande escala ou quando integrada em sistemas de cogeração e captura de carbono [17].

Já a tecnologia PtM permite a produção de biometano através da reação de *Sabatier*, combinando CO_2 biogénico, isto é, com origem num processo industrial que utiliza algum tipo de biomassa, com hidrogénio verde, ou seja, hidrogénio obtido a partir de energias limpas, como a eletricidade de origem fotovoltaica [19]. O processo apresenta um rendimento de conversão energética global entre 50% e 60%, considerando as perdas associadas à produção e compressão do hidrogénio [17].

Apesar de inferior à eficiência de outros processos diretos, o PtM oferece vantagens ao armazenar energia elétrica renovável intermitente na forma de metano, facilitando o equilíbrio entre oferta e procura no sistema elétrico e contribuindo para a valorização do CO_2 capturado [12].

Contudo, os custos energéticos do PtM continuam elevados, uma vez que a eletrólise representa cerca de 70% do consumo total de energia do processo, e a metanação catalítica requer condições controladas de pressão e temperatura (200 – 400 °C e 1 – 30 bar). Assim, embora o potencial de integração com fontes renováveis seja elevado, a viabilidade económica atual permanece limitada, dependendo fortemente da redução do custo do hidrogénio verde e do aumento da eficiência dos eletrolisadores [20].

De acordo com o PAB [12] a produção de biometano depende essencialmente do processo de purificação do biogás, realizado através de diferentes tecnologias de upgrading. Entre as soluções atualmente utilizadas na Europa destacam-se a separação por membranas, a lavagem com água, a lavagem com aminas e a adsorção por modulação de pressão (PSA). A escolha da tecnologia depende dos requisitos de qualidade do biometano final, dos consumos energéticos e dos custos de investimento e operação.

A Tabela 1 sintetiza os principais parâmetros técnicos destas tecnologias, permitindo comparar consumos energéticos, perdas de metano, condições de operação e custos associados.

Tabela 1 – Tecnologias de *upgrading* do biogás [12].

Parâmetro	**Tecnologia de *ugrading* de biogás**			
	Separação por Membranas	**Lavagem com Água**	**Lavagem com Aminas**	**PSA**
Capacidade de produção (Nm^3/h biometano)	50 - 1 200	200 – 1 200	400 – 1 200	50 – 1 200
Energia elétrica consumida (kWh/Nm^3 biometano)	> 0,42	0,46	0,27 (sem compressão)	0,43
Energia térmica consumida (kWh/Nm^3)	-	-	0,65	-
Temperatura ($°C$)	-	-	110 – 160	-
Pressão (bar)	> 10	5 - 10	0,1 - 4	4 - 8
Perdas de metano (%)	< 1,5	< 2	< 0,1	< 0,5
CH_4 recuperado (%)	98,5	> 98	> 99,9	> 99,5
Limpeza do gás	Sim	Sim	Sim	Sim
CAPEX (€/Nm^3/h biometano)				
250 Nm^3/h	2 400	3 400	3 000	2 300
OPEX (€/Nm^3/h biometano) *				
250 Nm^3/h	0,116	0,103	0,12	0,101

* Inclui custo de eletricidade, manutenção preventiva e operação com presença fiscal no local

Após a análise dos dados da Tabela 1, torna-se evidente que as quatro tecnologias apresentam desempenhos distintos, adequados a escalas e contextos diferentes.

A separação por membranas baseia-se na diferença de permeabilidade dos componentes do biogás através de membranas poliméricas seletivas. O CH_4 é retido,

enquanto o CO_2 e outros gases atravessam a membrana. Esta tecnologia destaca-se pela sua grande flexibilidade operacional e por uma recuperação de metano muito elevada, sendo por isso amplamente utilizada na Europa.

A lavagem com água tem em conta a diferença de solubilidade entre o CO_2 e o CH_4 na água. O CO_2 é absorvido preferencialmente, enquanto o CH_4 é libertado. Trata-se de um processo físico simples sem recurso a reagentes químicos, embora apresente consumos energéticos superiores devido à recirculação e regeneração da água.

O processo químico da tecnologia lavagem com aminas é similar ao anterior, porém utiliza solventes químicos à base de aminas para absorver o CO_2 de forma seletiva e mais eficiente. Permite atingir níveis de pureza mais elevados e perdas praticamente nulas, mas exige energia térmica adicional para a regeneração dos solventes, o que aumenta os custos operacionais. Assim, é mais adequada a instalações de grande dimensão, onde o calor de processo possa ser recuperado para a regeneração.

Por outro lado, o processo PSA proporciona recuperações elevadas e uma operação modular, sendo especialmente atrativo quando se pretende minimizar consumos energéticos e facilitar intervenções de manutenção. A tecnologia PSA recorre a materiais absorventes que capturam preferencialmente o CO_2, sendo depois despressurizados para regeneração.

De forma geral, todas as tecnologias permitem obter biometano com qualidade compatível com os requisitos de injeção na rede ou uso industrial. No entanto, a seleção final deve considerar não apenas o desempenho energético e ambiental, mas também a escala da unidade de produção, a disponibilidade de calor de processo e o modelo de valorização do biometano.

2.3.3. Parâmetros de Injeção na Rede

A injeção de biometano na RNDG (Rede Nacional de Distribuição de Gás) constitui uma etapa fundamental para a integração de gases renováveis no sistema energético português, permitindo substituir progressivamente o GN fóssil por alternativas de origem biogénica. Este processo requer o cumprimento rigoroso de um conjunto de parâmetros técnicos e legais, que asseguram a segurança operacional, a qualidade do gás distribuído e a compatibilidade com a infraestrutura existente.

Nesta secção, a descrição da infraestrutura, dos componentes de ligação e dos parâmetros de injeção baseia-se essencialmente na documentação técnica disponibilizada pela REN [21].

A rede nacional de gás é uma extensa infraestrutura desenhada para o transporte e distribuição do GN até aos seus consumidores, setores residencial, terciários e indústrias. No caso português, o GN é importado de outros países maioritariamente por barco, sendo recebido no terminal de Sines na forma liquefeita (GNL) ou em alternativa, na forma gasosa via gasoduto, proveniente da interligação com Espanha. O GN é depois transportado na rede de transporte (alta pressão) e subsequentemente na rede de distribuição (média pressão 4 - 20 bar e baixa pressão 0,5 - 4 bar). Como a rede de GN portuguesa é uma infraestrutura relativamente recente, já é capacitada em larga extensão para a injeção e transporte de gases renováveis, podendo ser utilizada com o propósito de descarbonizar o setor do GN.

A ligação para a injeção de biometano na RNDG abrange quatro instalações com diferentes funções, nomeadamente a Instalação de Produção de Biometano (IPB); o Sistema de Receção (SR) que inclui o Ponto de Receção (PR); o gasoduto de biometano e a Estação de Mistura e Injeção (EMI), conforme apresentado na Figura 4.

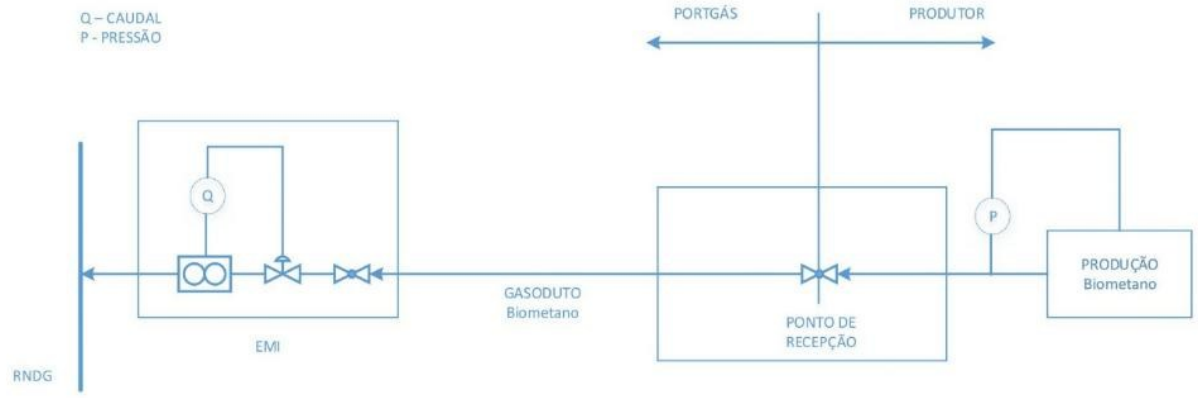


Figura 4 - Esquema conceptual de uma interligação para a injeção de biometano [21].

A produção do biometano é assegurada pela IPB, assim como a garantia dos requisitos definidos para a distribuição.

O SR que integra o PR assegura a interface física entre a IPB e a rede e faz a medição e validação da qualidade do gás.

O gasoduto de biometano corresponde à tubagem de ligação entre a unidade de produção e a rede e a EMI, que recebe o biometano e o injeta na RNDG nas condições específicas de operação definidas para o ponto de injeção.

O produtor é responsável por manter os níveis de pressão adequados à injeção, enquanto o operador da rede de distribuição supervisiona o caudal injetado e valida a conformidade dos parâmetros definidos.

Estas exigências estão alinhadas com o Regulamento de Qualidade de Serviços [22] e com o Despacho nº 806-B/2022 [23], os quais definem os parâmetros de funcionamento que o biometano deve cumprir para ser introduzido na rede. Estes parâmetros são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Valores de referência para a injeção segura de biometano na rede de gás [22] [23].

Parâmetro	Valor de Referência	Unidade
Teor de metano (CH_4)	≥ 94%	% (vol.)
Teor de oxigénio (O_2)	< 1%	% (vol.)
Poder Calorífico Superior (PCS)	≥ 10,5	kWh/Nm^3
Índice de Wobbe	48,17 – 57,66	MJ/Nm^3
Densidade relativa	0,49 – 0,70	-

O metano é o principal constituinte do biometano e do GN, sendo o responsável pelo poder energético do gás. Assim, um teor de metano suficientemente elevado é fundamental para garantir a compatibilidade com os equipamentos existentes. Como se observa na Tabela 2, os valores de referência asseguram que o gás mantém o desempenho térmico necessário para a sua utilização segura e eficiente.

O Índice de Wobbe (IW) constitui outro parâmetro crítico, uma vez que relaciona o poder calorífico com a densidade do gás. Este índice garante que diferentes gases, desde que dentro da gama especificada, possam ser queimados nos mesmos equipamentos sem alterar de forma significativa a energia por unidade de volume fornecida ao utilizador.

A densidade relativa assume particular importância no transporte em rede, influenciando a mistura com o ar, a ventilação e o comportamento hidráulico nas condutas. O intervalo recomendado assegura o funcionamento estável do sistema e a integridade das infraestruturas.

Relativamente ao teor de oxigénio (O_2), valores demasiado elevados podem causar problemas de corrosão, aumentar o risco de explosão e comprometer a qualidade global do gás. Por esse motivo, os limites definidos para a injeção em rede são particularmente restritivos. A pureza do gás deve ainda garantir a ausência de compostos corrosivos ou tóxicos,

como compostos de enxofre (H_2S) e hidrocarbonetos pesados, que podem comprometer a integridade da infraestrutura e a durabilidade dos equipamentos dos consumidores.

Por fim, para que o biometano substitua eficazmente o GN, é necessário assegurar um Poder Calorífico Superior (PCS) adequado, de forma a garantir a mesma energia libertada na combustão por unidade de volume.

Além disso, os parâmetros de pressão e temperatura devem cumprir as condições de operação da rede local, geralmente estabelecidas em condições de Pressão e Temperatura Normais (PTN), ou seja, a 1 atm e 0 °C, assegurando o correto escoamento do gás e prevenindo danos nos equipamentos ou problemas de condensação.

2.3.4. APLICAÇÕES ENERGÉTICAS

O biometano, pela sua equivalência técnica ao GN, apresenta um conjunto de aplicações nos setores industrial, residencial, dos transportes e da produção descentralizada de energia. A possibilidade de injeção direta na rede de GN constitui o principal vetor de integração, permitindo que o biometano seja utilizado em equipamentos e infraestruturas existentes sem necessidade de alterações significativas. Entre as aplicações mais relevantes incluem-se o aquecimento ambiente, a produção de vapor, a cogeração (CHP) e o fornecimento de calor de processo, particularmente em indústrias com exigências térmicas médias ou elevadas.

Do ponto de vista económico, a competitividade do biometano depende de vários fatores estruturais. O custo de produção apresenta elevada variabilidade, influenciado pela tecnologia de *upgrading* utilizada, pela escala da instalação, pela disponibilidade de substratos e pelo modelo de integração na rede. Estudos europeus recentes referem que o custo nivelado de energia (LCOE) do biometano se situa maioritariamente entre 0,08 e 0,14 €/kWh [24]. Em Portugal, os valores de mercado reportados para o período 2024–2025 são tipicamente da ordem dos 0,09 a 0,12 €/kWh, refletindo a maturidade ainda limitada do setor nacional e os custos associados ao upgrading e à injeção na rede [25].

Para além dos fatores tecnológicos, o preço final do biometano é influenciado pelo enquadramento regulatório e pelos instrumentos de política climática. Mecanismos como os mercados de carbono e os incentivos à injeção em rede desempenham um papel determinante na valorização económica do biometano, ao remunerarem as emissões evitadas de metano e a substituição de combustíveis fósseis [26]. Em vários países europeus, a

combinação entre economias de escala, contratos de longo prazo e valorização de créditos de carbono tem permitido aproximar o preço do biometano do GN convencional. Em contextos regulatórios mais maduros, o biometano pode mesmo apresentar custos competitivos, sobretudo em aplicações onde a redução da pegada carbónica tem impacto económico direto [27].

2.4. Bombas de Calor: Fundamentos e Aplicações em Processos Industriais

A crescente necessidade de aumentar a eficiência energética nos processos térmicos industriais tem incentivado a procura de soluções que permitam a substituição de sistemas convencionais baseados em combustíveis fósseis. Neste contexto, as BC têm-se afirmado como uma tecnologia promissora para a recuperação de energia térmica proveniente de fontes a baixa temperatura, elevando o respetivo nível térmico e permitindo o seu aproveitamento em aplicações industriais adequadas ao seu intervalo de operação [28].

Esta secção apresenta uma análise das BC aplicadas ao setor industrial, com ênfase nos tipos de BC, nos critérios de dimensionamento e nas métricas de desempenho relevantes para avaliação técnico-económica. Esta abordagem é essencial para enquadrar a posterior aplicação prática da tecnologia no sistema em estudo, no qual se considera a integração de BC como solução de aquecimento na unidade de produção de biogás.

2.4.1. Princípio Fundamental e Componentes

As BC são equipamentos termodinâmicos que transferem energia térmica de uma fonte de baixa temperatura para um meio a temperatura mais elevada, utilizando energia externa para realizar este trabalho. O seu princípio de funcionamento baseia-se no ciclo de compressão de vapor, uma aplicação prática do ciclo de Rankine invertido, sendo o fluido refrigerante o elemento responsável pela transferência de calor entre os diferentes componentes do sistema [29].

Uma BC opera segundo um ciclo termodinâmico composto por quatro componentes principais: evaporador, compressor, condensador e válvula de expansão [29].

O esquema simplificado apresentado Figura 5 ilustra o ciclo de compressão de vapor, destacando as principais transformações termodinâmicas envolvidas [30].

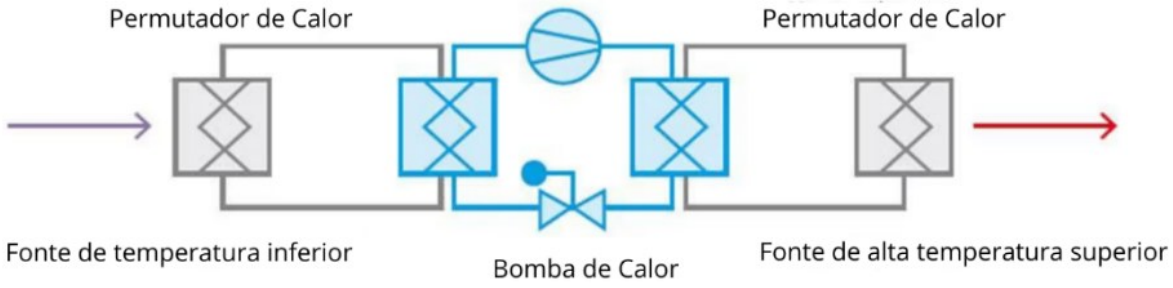


Figura 5 - Esquema simplificado do ciclo de compressão de vapor numa bomba de calor [31].

Inicialmente, o fluido refrigerante, à pressão mais baixa, absorve calor (energia térmica) da fonte fria, passando do estado líquido para vapor. Esta transformação ocorre a pressão constante com aumento da entalpia específica.

De seguida, o vapor saturado entra no compressor, onde é comprimido adiabática e isentropicamente (entalpia e entropia constante), elevando a sua pressão e temperatura. Esta etapa consome trabalho mecânico e aumenta significativamente a energia interna do fluido.

O fluido, agora a alta pressão e temperatura, entra no condensador, onde liberta calor útil para o fluido do processo e condensa, regressando ao estado líquido. Esta transformação é exotérmica e a pressão constante.

Por fim, o líquido refrigerante passa por uma válvula de expansão, onde a pressão e a temperatura diminuem rapidamente, permitindo que este vaporize totalmente ao trocar calor com o evaporador, completando o ciclo [29].

O fluido refrigerante é um dos elementos mais determinantes no funcionamento de uma BC, sobretudo em aplicações industriais, onde os requisitos de segurança, eficiência e sustentabilidade são mais exigentes. Trata-se do meio que percorre o circuito termodinâmico, absorvendo calor na fonte fria e libertando-o na fonte quente, local onde se pretende fornecer o calor. Do ponto de vista ambiental existem dois parâmetros que são particularmente relevantes. O Potencial de Aquecimento Global (GWP – *Global Warming Potential*) que mede o efeito de estufa relativo do fluido em relação ao CO_2 (GWP_{CO_2}= 1) e o Potencial de Destruição da Camada de Ozono (ODP – *Ozone Depletion Potential*) que indica o potencial do fluido para degradar a camada de ozono (idealmente ODP = 0) [28].

Historicamente, o conceito de BC foi proposto pelo físico francês *Sadi Carnot* em 1824, quando estabeleceu os princípios do ciclo termodinâmico. Contudo, foi apenas em 1852 que *Lord Kelvin* propôs a primeira aplicação prática deste conceito para aquecimento de

ambientes. O desenvolvimento comercial significativo das BC ocorreu a partir da década de 1970, impulsionado pelas crises energéticas e pela necessidade de sistemas mais eficientes [29].

2.4.2. Tipos de Bombas de Calor

A classificação das BC baseia-se, fundamentalmente, na fonte térmica utilizada para a captação de energia (ar ambiente, água ou solo) e no meio através do qual essa energia é distribuída ou armazenada (ar ou água) [30]. A Figura 6 ilustra de forma simplificada os principais componentes funcionais de uma BC e os diferentes tipos de fontes de calor.

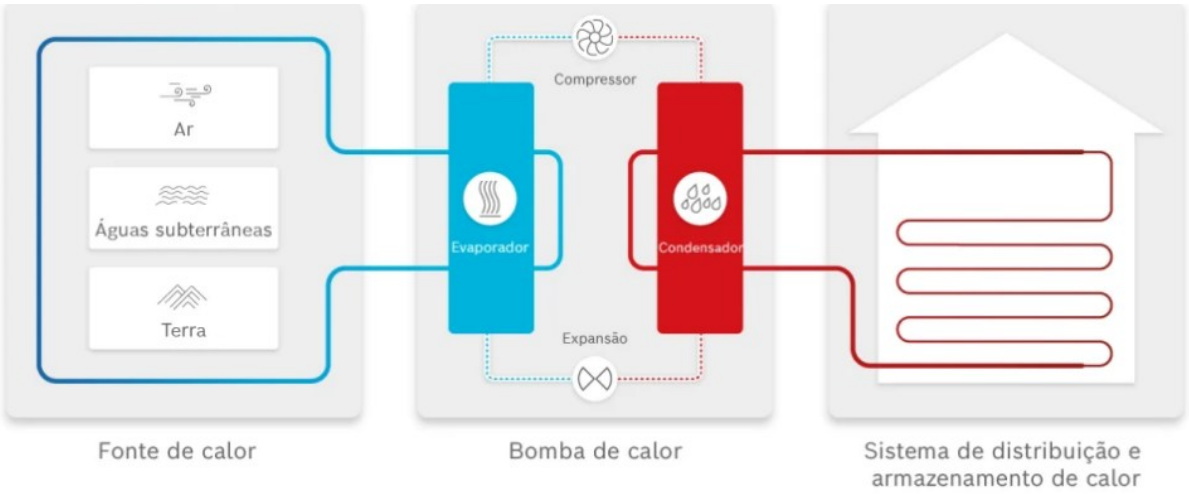


Figura 6 - Esquema genérico de funcionamento de uma bomba de calor [30].

Esta distinção define o tipo de sistema, ou seja, ar-ar, ar-água, água-água ou geotérmicas e condiciona a sua adequação a diferentes aplicações, desde climatização ambiente até ao fornecimento de calor para processos industriais [32].

As BC ar-ar utilizam o ar ambiente como fonte térmica e transferem diretamente a energia captada para o ar interior, através de um sistema de ventilação [30].

Por outro lado, as BC ar-água representam uma evolução funcional relevante, pois captam energia térmica do ar exterior e transferem-na para um circuito hidráulico, geralmente destinado ao aquecimento de águas sanitárias, circuitos de aquecimento por Unidades de Tratamento de Ar (UTA), ventilo-convectores, piso radiante ou outras aplicações térmicas de baixa temperatura [30].

As BC água-água operam através da captação de energia térmica de uma fonte hídrica, como águas subterrâneas, rios, lagos ou efluentes industriais. O calor é então transferido para outro circuito de água, permitindo um fornecimento térmico contínuo. O sistema baseia-se

na extração de água de um poço de captação, passagem pela BC para troca térmica, e devolução da água a um poço de drenagem [33].

Uma outra tecnologia amplamente estudada e aplicada é a das BC geotérmicas, também designadas salmoura-água. Nestes sistemas, o fluido que circula no circuito enterrado não é necessariamente sempre salmoura: pode ser uma mistura de água com anticongelante (como propilenoglicol ou etilenoglicol), água pura ou outras soluções adequadas. A escolha depende das condições climáticas, da profundidade de instalação e dos requisitos ambientais. Este fluido permite captar a energia geotérmica de baixa entalpia presente no subsolo [33].

Em contexto industrial, a sua seleção depende fundamentalmente da disponibilidade e estabilidade da fonte térmica, das temperaturas exigidas pelo processo e da viabilidade técnica da instalação. As soluções mais comuns em contexto industrial são as BC água-água, que permitem aproveitar fluxos térmicos residuais provenientes de processos como a lavagem, a secagem ou a condensação, ou ainda fontes como águas subterrâneas ou efluentes industriais quentes [32].

2.4.3. Eficiência Energética e Desempenho

A quantidade de calor útil fornecida pelo condensador, Q_{cond}, e o trabalho realizado pelo compressor, W_{comp}, permitem calcular a eficiência térmica da BC, expressa através do Coeficiente de Desempenho (COP), definido pela equação (2.1) [34].

$$COP_{aquecimento} = \frac{Q_{cond}}{W_{comp}} \tag{2.1}$$

O COP é o indicador principal do desempenho do sistema, representando a quantidade de energia em forma de calor que se obtém a partir de um dado *input* de energia elétrica. Assim, quanto maior o COP, mais eficiente é a BC. Por exemplo, um equipamento com COP de 3, significa que se consegue transferir três vezes mais calor para a aplicação em vista do que o valor da energia elétrica que foi consumida pela BC [35].

O COP pode ser influenciado por alguns fatores tais como a diferença de temperatura entre as fontes fria e quente, a eficiência do compressor e a eficácias dos permutadores de calor.

Quanto mais elevada for a temperatura da fonte de calor (ar, água ou solo), maior é o COP, pelo que as BC geotérmicas ou água-água tendem a apresentar eficiências superiores às BC ar-água, especialmente em climas frios [29].

Similarmente, quanto menor for a temperatura requerida para o sistema de aquecimento, maior será também o COP. Assim, sistemas de baixa temperatura, como pisos radiantes (35 - 45 °C), proporcionam eficiências superiores comparativamente a radiadores convencionais (60 - 70 °C) [34].

Além disso, as variações sazonais de temperatura afetam significativamente o desempenho das BC, especialmente as que utilizam ar como fonte de calor. Para refletir o desempenho sazonal, utiliza-se o Fator de Eficiência Energética Sazonal (SCOP), que considera o desempenho da BC ao longo de toda a estação de aquecimento, ponderando diferentes condições de funcionamento [35].

2.4.4. Aplicações em Contexto Industrial

As BC têm vindo a ganhar protagonismo como solução eficiente e sustentável em diversos setores industriais e energéticos, dada a sua capacidade de extrair e reutilizar calor de fontes de baixa temperatura, promovendo a descarbonização e a eficiência energética dos processos. A sua aplicação ultrapassa os domínios da climatização, revelando-se particularmente vantajosa em sistemas industriais com consumo térmico contínuo e potencial de recuperação de energia [32].

A Figura 7 apresenta uma comparação entre duas abordagens para o fornecimento de calor em processos industriais, isto é, um sistema tradicional baseado em caldeiras alimentadas por combustíveis fósseis e um sistema alternativo que utiliza BC industriais.

No primeiro caso, é necessário um *input* energético cerca de 10% superior ao calor útil fornecido (considerando perdas de chaminé), o qual resulta em emissões totais de CO_2 correspondentes ao consumo do combustível fóssil. Por outro lado, o sistema com BC necessita apenas de 25% de energia elétrica, ao reaproveitar 75% do calor residual disponível no processo. Esta configuração não só melhora significativamente a eficiência energética, como também reduz as emissões de CO_2 em até 100%, quando alimentada por eletricidade proveniente de fontes renováveis. Este exemplo evidencia o potencial das BC industriais para substituir caldeiras convencionais, especialmente em aplicações até 200 °C, promovendo a descarbonização e a circularidade térmica nos processos industriais [36].

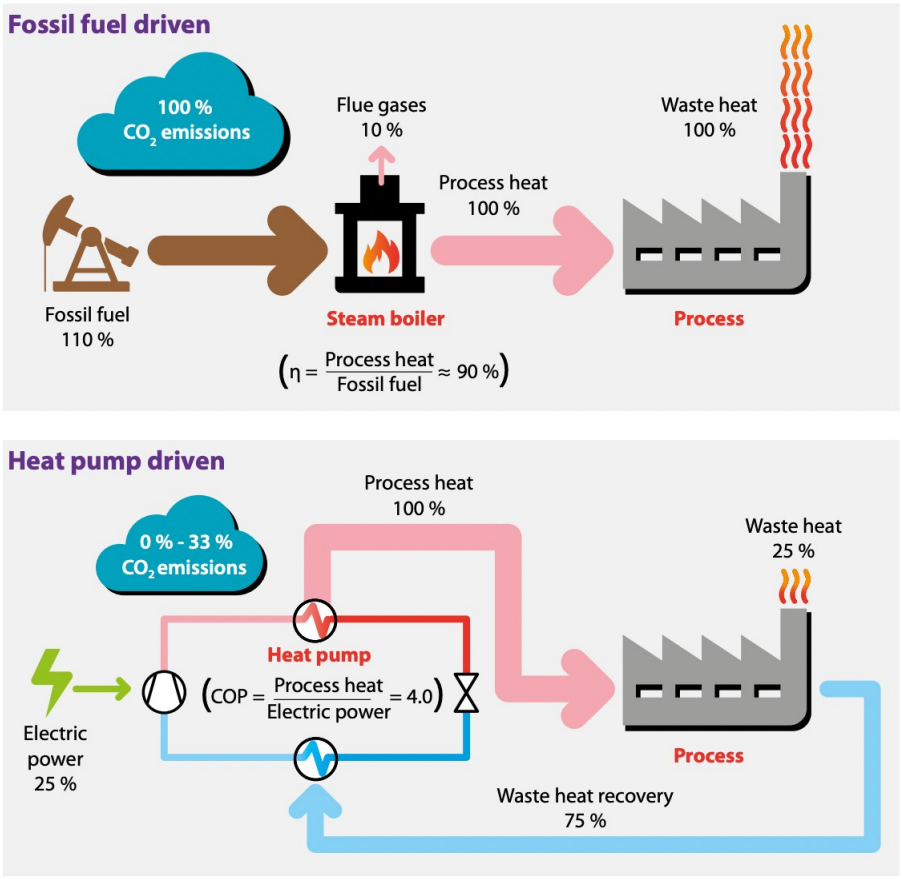


Figura 7 - Comparação entre o fornecimento de calor com caldeiras convencionais a combustível fóssil e com bombas de calor industriais [32].

Além de aumentarem a eficiência energética e reduzirem o consumo de energia primária, estas soluções contribuem para a independência energética, ao deslocarem o uso de gás e petróleo por eletricidade limpa e local. Estima-se que cerca de 37% do consumo final de calor nos processos industriais na Europa pode ser eletrificado com BC, correspondendo a um potencial de 722 TWh por ano, contrastando com os modestos 7 TWh atualmente instalados [32].

No âmbito da integração com energias renováveis, as BC podem operar como elementos de armazenamento térmico indireto, utilizando excedentes de produção elétrica (por exemplo, de sistemas PV ou eólicos) para gerar e acumular calor em reservatórios térmicos, que pode posteriormente ser utilizado conforme a necessidade [35].

No contexto específico de uma central de produção de biogás, a energia térmica desempenha um papel importante na viabilização e estabilidade do processo de DA. A manutenção da temperatura ideal no digestor, bem como outras exigências térmicas associadas ao funcionamento da unidade, representam frações significativas do consumo

energético total. Tradicionalmente, estas necessidades térmicas são supridas com caldeiras alimentadas por GN, diesel ou, em alguns casos, por uma fração do biogás produzido. Embora esta solução seja tecnicamente eficaz, a utilização direta de biogás para autoconsumo pode não ser a opção mais prática ou operacionalmente vantajosa. A instalação e operação de uma caldeira dedicada à queima de biogás implica requisitos adicionais de segurança, sistemas de controlo mais complexos, maior probabilidade de avarias associadas à variabilidade da composição do biogás e necessidades acrescidas de manutenção. Neste contexto, as bombas de calor surgem como uma alternativa mais limpa, segura e de operação simplificada, permitindo garantir as necessidades térmicas sem infraestrutura de combustão e com maior estabilidade de funcionamento [33].

As BC apresentam-se como uma alternativa eficiente e sustentável para suprir estas necessidades térmicas, especialmente quando associadas a fontes de energia renovável, como sistemas PV.

2.4.5. Dimensionamento de Bombas de Calor

O dimensionamento adequado de uma BC é um fator relevante para garantir a eficiência energética, o conforto térmico e a viabilidade económica da instalação. Em aplicações industriais, este processo exige a consideração de múltiplas variáveis técnicas, térmicas e ambientais, uma vez que a BC deve ser selecionada em função das necessidades térmicas do processo e das características da fonte de calor disponível [35].

De forma geral, o dimensionamento envolve a análise do perfil térmico da instalação, das temperaturas de operação e das condições reais de funcionamento ao longo do ano. Parâmetros como a potência térmica requerida, as temperaturas de fornecimento e de fonte de calor, o COP, o SCOP e os requisitos elétricos assumem particular relevância no desempenho final do sistema.

A Tabela 3 apresenta um conjunto de parâmetros habitualmente considerados neste processo de dimensionamento, reunindo valores típicos de referência que auxiliam na seleção da tipologia mais adequada e na previsão do comportamento da BC em condições reais de operação.

Tabela 3 – Parâmetros relevantes para o dimensionamento de BC e respetivos valores típicos [28][37].

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Valor típico	Notas
Potência térmica requerida	$\dot{Q}_{útil}$	kW	20 - 500	Estimada com base nas necessidades térmicas do processo
Temperatura de fornecimento	T_{out}	°C	35 – 80	Depende do processo: digestores mesofílicos requerem 35 – 40 °C
Temperatura de fonte de calor	T_{fonte}	°C	Ar: -5 a 35 Água: 10 a 20 Solo: 12 a 16	Influencia diretamente o desempenho da BC
Coeficiente de Desempenho	COP	-	3 – 5	Depende da tecnologia e das condições de operação
Eficiência Sazonal	SCOP	-	2,5 – 4,5	Reflete a eficiência ao longo de todo o ano
Potência elétrica necessária	P_{el}	kW	$\dot{Q}_{útil}$/COP	Permite estimar a potência do sistema elétrico
Energia térmica anual útil	E_{term}	kWh/ano	$\dot{Q}_{útil} \cdot N_h$	N_h - nº de horas anuais Permite estimar o consumo energético

Com base nestes parâmetros, torna-se possível definir as condições reais de funcionamento e selecionar a tipologia de BC mais adequada ao processo [28][37].

De forma geral, o dimensionamento é fortemente condicionado pela potência térmica requerida, que depende diretamente das necessidades do processo e da sua variação ao longo do tempo. A temperatura de fornecimento constitui também um parâmetro determinante, uma vez que requisitos térmicos mais elevados tendem a reduzir o COP e a aumentar o consumo elétrico do sistema.

A temperatura da fonte de calor (ar, água ou solo) influencia significativamente o desempenho da BC. Fontes com temperaturas mais estáveis, como água subterrânea ou solo, permitem COP mais elevados e operação mais eficiente ao longo do ano.

Os valores típicos de COP e SCOP evidenciam a diferença entre o desempenho instantâneo e o desempenho sazonal, sendo este último particularmente relevante para estimativas de consumo anual e análise económica.

Por fim, os parâmetros potência elétrica necessária e energia térmica anual útil permitem estimar o impacto da BC na infraestrutura elétrica existente, bem como os consumos energéticos anuais do sistema.

Em síntese, o correto dimensionamento de uma BC requer uma análise integrada do perfil térmico, das temperaturas de operação, da estabilidade da fonte de calor e do regime anual de funcionamento. A interpretação conjunta destes fatores é essencial para garantir um equilíbrio adequado entre desempenho técnico, viabilidade económica e fiabilidade operacional.

2.5. SISTEMA FOTOVOLTAICO

A energia solar tem vindo a afirmar-se como uma das fontes renováveis mais promissoras, não apenas pela abundância da radiação solar, mas também pela evolução tecnológica e económica associada aos sistemas de conversão. Entre as tecnologias atualmente disponíveis, o sistema PV destaca-se por permitir a conversão direta da radiação solar em eletricidade através do efeito PV, fenómeno físico observado em certos materiais semicondutores, como o silício, quando expostos à luz solar [38]. Esta tecnologia tem apresentado avanços significativos em termos de eficiência, durabilidade e custos de produção, permitindo uma crescente penetração no setor energético global [39].

Nos últimos anos, a redução acentuada dos custos dos módulos PV, aliada às políticas de incentivo e à crescente exigência de descarbonização dos setores produtivos, tem impulsionado a adoção de sistemas solares PV em contexto industrial. Na maioria das aplicações, o potencial do PV reside na produção para autoconsumo instantâneo, uma vez que a ausência de armazenamento limita a sua capacidade de suprir necessidades energéticas fora dos períodos de radiação solar. A integração de sistemas de armazenamento em larga escala altera de forma significativa os custos, a operação e a viabilidade económica global, pelo que, em ambiente industrial, a energia fotovoltaica é sobretudo utilizada como fonte complementar de produção elétrica no próprio instante. Apesar destas limitações, os sistemas PV contribuem para reduzir a dependência da rede elétrica e podem ser integrados em soluções híbridas com outras tecnologias renováveis ou de eficiência energética, como as BC. Assim, a energia fotovoltaica apresenta-se como uma alternativa para reforçar a sustentabilidade e competitividade da indústria [40].

É, portanto, relevante compreender as caraterísticas técnicas dos sistemas PV, os seus principais componentes, os fatores que condicionam o seu desempenho e os critérios associados ao seu dimensionamento.

Esta secção visa apresentar os fundamentos necessários à compreensão do funcionamento e integração de sistemas PV em contextos industriais, servindo de base à sua posterior aplicação na avaliação energética da unidade em estudo.

2.5.1. EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito PV é o processo físico que permite a conversão direta da energia associada à radiação solar em energia elétrica, fenómeno observado pela primeira vez em 1839 por *Edmond Becquerel* e posteriormente explicado por *Einstein* em 1923. Este processo ocorre em materiais semicondutores, como o silício, quando expostos à radiação solar. A radiação incidente fornece energia suficiente para libertar eletrões das ligações atómicas do semicondutor, criando pares eletrão-lacuna [38]. Desde a produção da primeira célula solar prática em 1954 nos laboratórios *Bell*, a tecnologia PV tem registado avanços significativos, tanto ao nível da eficiência dos materiais como na viabilidade económica [40]. Em contexto industrial, a sua integração revela-se cada vez mais pertinente, nomeadamente em unidades de produção de energia renovável, como centrais de biogás, onde a eletricidade gerada localmente pode cobrir toda ou parte das necessidades energéticas da instalação.

O processo, ilustrado na Figura 8, pode ser descrito em quatro fases: (a) estado inicial com os eletrões ligados aos átomos do semicondutor; (b) incidência de luz e excitação eletrónica; (c) formação do par eletrão-lacuna; e (d) separação de cargas e geração de eletricidade. A eficiência desta conversão depende de vários fatores, incluindo as propriedades do material semicondutor, a intensidade da radiação solar e a temperatura de operação [40].

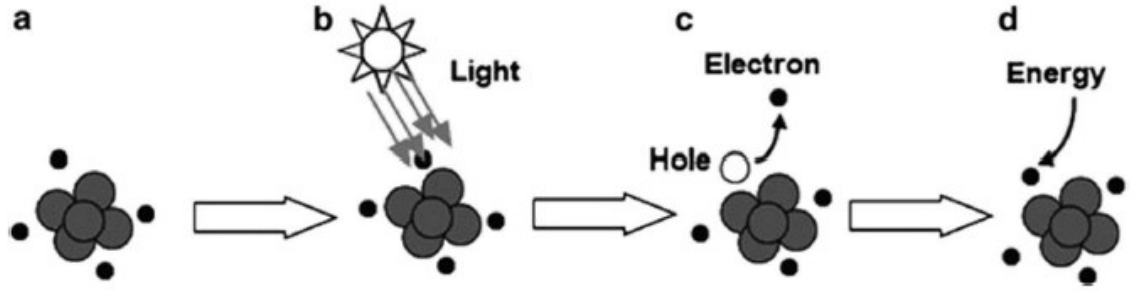


Figura 8 - Representação esquemática do efeito fotovoltaico [41].

2.5.2. Componentes de um Sistema Fotovoltaico

Este subcapítulo foi desenvolvido com base no relatório técnico [40], que apresenta de forma detalhada a constituição e o funcionamento dos principais elementos que compõem um sistema PV.

Um sistema PV é composto por um conjunto de componentes que operam de forma integrada para converter a energia associada à radiação solar em energia elétrica utilizável, garantir a sua adaptação à rede ou aos consumos locais e assegurar a monitorização e proteção do sistema. Os principais componentes incluem: os módulos PV, os inversores, a estrutura de suporte, os cabos e conectores, os sistemas de proteção, e, opcionalmente, sistemas de armazenamento.

Os módulos PV, compostos por várias células solares interligadas, são responsáveis pela absorção da radiação solar e a geração de eletricidade em corrente contínua (DC).

Os inversores transformam essa corrente DC em corrente alternada (AC), compatível com os equipamentos elétricos ou a injeção na rede elétrica.

A estrutura de suporte assegura o posicionamento ideal dos módulos solares, garantindo a sua inclinação e orientação adequadas à localização geográfica e minimizando sombreamentos. Estas estruturas podem ser fixas ou móveis (seguidores solares), e adaptam-se a diferentes tipos de cobertura ou instalação em solo.

Em sistemas com armazenamento, as baterias permitem guardar o excedente energético para uso posterior, sendo o tipo e capacidade selecionados em função do perfil de consumo e da profundidade de descarga. O controlador de carga regula a transferência de energia entre módulos, baterias e cargas, prevenindo sobrecargas e aumentando a durabilidade do sistema.

Finalmente, existem sistemas de monitorização, que permitem avaliar o desempenho energético, detetar anomalias e otimizar a operação contínua da instalação.

2.5.3. Eficiência Energética e Fatores de Desempenho

A eficiência energética de um sistema PV é um parâmetro fundamental na avaliação da sua viabilidade técnica e económica. Trata-se da medida da capacidade do sistema em converter a energia da radiação solar incidente em energia elétrica útil, sendo influenciada por múltiplos fatores que vão além da eficiência nominal das células fotovoltaicas. Para uma análise rigorosa do desempenho global do sistema, torna-se necessário considerar não só os parâmetros

intrínsecos dos módulos, mas também as condições reais de funcionamento e os elementos de instalação e monitorização [42].

A eficiência de conversão das células fotovoltaicas, habitualmente expressa em percentagem, corresponde à razão entre a energia elétrica produzida e a energia solar incidente na superfície do módulo. Este valor, obtido em condições padrão de teste (STC – *Standard Test Conditions*), é influenciado pelo tipo de tecnologia utilizada (monocristalina, policristalina ou de filme fino), sendo uma medida laboratorial que não reflete integralmente o desempenho em ambiente real [40]. Por esse motivo, recorre-se a uma série de indicadores técnicos para avaliar o desempenho energético real ao longo do tempo.

Um dos indicadores mais utilizados é o rendimento energético (*Energy Yield*), que quantifica a energia elétrica efetivamente produzida por cada kilowatt de potência instalada (kWh/kWp), ao longo de um determinado período. Este indicador reflete a produtividade do sistema relativamente à sua capacidade máxima e é influenciado pelas condições climatéricas, nomeadamente a redução de radiação solar devida a nebulosidade, e pelas condições operacionais locais.

Outro parâmetro de grande relevância é o fator de capacidade (*Capacity Factor*), que representa a razão entre a energia efetivamente gerada e a energia que seria produzida se o sistema operasse continuamente à sua potência máxima. Em sistemas PV, este valor varia normalmente entre 10% e 25%, dependendo da latitude, da tecnologia empregue, das perdas térmicas e do sombreamento [42].

A razão de desempenho (RD) é igualmente importante, pois integra todas as perdas do sistema, desde a eficiência dos módulos até às perdas nos inversores, cablagens e condições de instalação. É expressa como a percentagem entre a produção real e a produção teórica, considerando a radiação solar incidente no plano dos módulos. Valores típicos situam-se entre 70% e 90%, sendo indicativos da qualidade do projeto e da manutenção [40].

A radiação solar incidente (ISR) representa a energia solar disponível por unidade de área (kW/m^2) e é necessária para interpretar corretamente os indicadores anteriores. A monitorização deste parâmetro permite identificar desvios de desempenho e implementar medidas corretivas sempre que necessário [42].

Finalmente, o LCOE é um indicador económico que permite comparar diferentes tecnologias e configurações de produção de energia. Representa o custo médio por kilowatt-

hora produzido ao longo da vida útil do sistema, incorporando o investimento inicial, os custos de operação e manutenção e a produção estimada. Um LCOE mais baixo traduz-se numa solução mais competitiva e sustentável [42].

Para além dos indicadores de desempenho, diversos fatores influenciam a eficiência dos sistemas PV. As condições ambientais, como a temperatura, a radiação solar, o vento e a sujidade nos módulos, afetam diretamente o rendimento, sendo a elevação da temperatura um fator redutor da eficiência. A localização geográfica e a orientação/inclinação dos módulos determinam o potencial solar captado, podendo ser otimizadas através de sistemas de seguimento solar, que ajustam a posição dos módulos ao longo do dia[40].

Por fim, uma manutenção preventiva adequada, aliada à monitorização remota e análise de dados, permite garantir um desempenho estável e eficiente ao longo da vida útil do sistema, prevenindo falhas e otimizando o rendimento energético.

2.5.4. Integração em Processos Industriais

A integração de sistemas PV em ambientes industriais tem vindo a ganhar expressão como uma estratégia eficiente e sustentável para reduzir a dependência energética externa, a mitigar as emissões de GEE e a promover a eficiência energética. Em particular, a utilização de energia solar para alimentar BC em unidades industriais constitui uma abordagem sinérgica que combina a eletrificação de processos térmicos com produção descentralizada de energia renovável [39].

No caso específico de uma unidade de produção de biometano, a integração de um sistema PV tem como principal objetivo alimentar as BC responsáveis por manter a temperatura ótima do digestor anaeróbio, reduzindo a necessidade de combustíveis fósseis ou biogás para aquecimento. Esta abordagem permite maximizar a fração de biogás que pode ser purificada e injetada na rede, aumentando a valorização económica da produção.

As principais vantagens técnicas e económicas desta integração incluem [40]:

- Aumento do autoconsumo energético, especialmente durante as horas de maior radiação solar (coincidente com os períodos de operação intensiva das BC);
- Redução da fatura elétrica, através da substituição parcial da energia da rede por energia renovável local;
- Estabilização térmica do processo de DA, graças à operação contínua das BC;
- Elegibilidade para incentivos financeiros e fiscais associados à transição energética.

Do ponto de vista regulamentar, a integração de sistemas PV na indústria em Portugal é apoiada por um quadro legal favorável e programas de incentivo. O Decreto-Lei n.º 15/2022 facilita o autoconsumo através das Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), com isenção de licenciamento até 1 MW [43]. Existem também apoios no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência, Portugal 2030 (PRR) e Fundo Ambiental, dirigidos a projetos de eficiência energética.

A nível europeu, a Diretiva (UE) 2018/2001 (RED II) e o plano REPowerEU promovem a eletrificação industrial com renováveis, estabelecendo metas obrigatórias [4].

2.5.5. Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos

O dimensionamento de um sistema PV tem como objetivo garantir a produção de eletricidade adaptada às necessidades energéticas da instalação, maximizando o autoconsumo e assegurando a viabilidade técnica e económica da solução.

Este processo envolve a análise do perfil de consumo elétrico da instalação e do potencial solar do local, além de ser importante perceber as condições técnicas da instalação como orientação, área disponível ou sombreamento [42].

No caso específico da central de biogás em estudo, o sistema PV é dimensionado para alimentar BC utilizadas na manutenção térmica do digestor anaeróbio, reduzindo o consumo de energia da rede.

O primeiro passo consiste na determinação da energia elétrica anual necessária para o funcionamento das BC, designada por E_{cons} (kWh/ano). Esta é obtida a partir da energia térmica anual exigida pelo processo E_{term} (kWh/ano) dividida pelo COP médio das BC, conforme expresso na equação (2.2).

$$E_{cons} = \frac{E_{term}}{COP} \tag{2.2}$$

A potência nominal a instalar (P_{PV}) é determinada com base na energia elétrica anual necessária e no recurso solar disponível no plano dos módulos, através da irradiação solar média anual H_{sol} (kWh/m^2/ano) e da razão de desempenho do sistema PR, conforme a equação (2.3). O termo PR corresponde à razão de desempenho, que incorpora perdas associadas a inversores, temperatura, cablagem, e outros fatores (tipicamente entre 0,75 e 0,85) [40].

$$P_{PV} = \frac{E_{cons}}{H_{sol} \cdot PR} \tag{2.3}$$

A validação do espaço disponível para a instalação dos módulos é feita com base na eficiência dos módulos PV ($\eta_{módulo}$) e na irradiância de referência em condições padrão de teste ($G_{STC} = 1000\ W/m^2$), definida como a intensidade de radiação solar utilizada internacionalmente para caracterizar o desempenho dos módulos PV, recorrendo à equação (2.4).

$$A_{PV} = \frac{P_{PV}}{\eta_{módulo} \cdot G_{STC}} \tag{2.4}$$

Para este tipo de análise, o *software PVsyst* é amplamente utilizado, permitindo realizar simulações detalhadas com base em dados climáticos reais, orientação e inclinação dos painéis, sombreamento, perdas elétricas e curvas de carga horária. O *PVsyst* permite ainda testar diferentes cenários operacionais e comparar indicadores como a produção anual estimada, o autoconsumo, o retorno do investimento e o tempo de amortização do sistema [44].

Em síntese, o dimensionamento de um sistema PV deve ser cuidadosamente ajustado ao perfil de consumo, à disponibilidade solar local, às condições físicas e técnicas da instalação e à estratégia de operação pretendida. Quando corretamente planeado, contribui de forma significativa para a redução da dependência energética, a eficiência do processo industrial e a valorização sustentável de recursos energéticos locais.

2.6. COMENTÁRIOS E SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os principais fundamentos teóricos necessários à compreensão das soluções tecnológicas analisadas na presente dissertação. Começou-se por abordar o biogás, destacando-se o seu processo de produção a partir de resíduos orgânicos, a importância da DA e o potencial energético desta fonte renovável. Seguidamente, explorou-se o biometano, com particular atenção nas tecnologias de purificação e nos requisitos técnicos para a sua injeção na rede de GN.

Importa referir que as tecnologias e conceitos abordados se inserem num contexto nacional em evolução, marcado pela implementação de políticas de promoção dos gases renováveis, como o biometano. O enquadramento estratégico estabelecido por planos

nacionais e europeus recentes reforça a relevância das soluções estudadas, consolidando o papel do biometano enquanto vetor energético essencial para a descarbonização e para a transição sustentável do setor industrial e agropecuário.

Foram ainda analisadas duas tecnologias de apoio fundamentais ao modelo energético proposto: as BC, como solução eficiente para assegurar as necessidades térmicas da instalação, e os sistemas PV, como fonte renovável para suprimento parcial das necessidades elétricas. Em ambos os casos, foram descritos os princípios de funcionamento, os componentes, os critérios de dimensionamento e as respetivas aplicações em contexto industrial.

Os conteúdos apresentados neste capítulo reúnem os fundamentos teóricos necessários à análise dos sistemas energéticos considerados na dissertação. Estes elementos servirão de base às avaliações desenvolvidas nos capítulos seguintes.

3. CASOS DE ESTUDO

3.1. INTRODUÇÃO

O presente capítulo tem como objetivo caraterizar detalhadamente as duas unidades em análise neste trabalho: uma unidade de produção de biometano e uma fábrica de rações. Esta caracterização constitui a base para a análise energética desenvolvida no capítulo seguinte, onde se avaliam sinergias técnicas e energéticas entre a produção e o consumo de energia em contexto local.

A abordagem adotada envolve, por um lado, a descrição do processo produtivo da central de biometano, incluindo a origem da matéria-prima, o funcionamento do sistema de DA e o rendimento energético resultante após a etapa de *upgrading*. Por outro lado, procede-se à análise do processo produtivo, das infraestruturas e do perfil de consumo energético da fábrica de rações, com distinção entre consumos elétricos e térmicos, estimados com base em dados reais.

A análise conjunta destas duas unidades permite fundamentar a avaliação da viabilidade de uma integração energética local, explorando potenciais sinergias entre a central de biometano e a fábrica de rações no âmbito da descarbonização industrial.

3.2. CENTRAL DE PRODUÇÃO DE BIOMETANO

A presente secção descreve a unidade de produção de biometano considerada neste estudo, cuja conceção técnica foi desenvolvida com base em pressupostos operacionais representativos e dados reais disponibilizados pela entidade promotora. A central encontra-se atualmente em fase de projeto e será instalada na freguesia de Bagunte, concelho de Vila do Conde, em terreno pertencente à Cooperativa Agrícola local.

A unidade foi concebida para operar em regime contínuo ao longo do ano, de forma a assegurar a estabilidade do processo de DA, a valorização eficiente dos substratos disponíveis e a maximização da produção de biogás e biometano. Neste enquadramento, assume-se que a alimentação dos digestores e as necessidades energéticas associadas ao processo se mantêm aproximadamente constantes, sendo os consumos analisados numa base anual média.

A análise da instalação exige a caracterização da sua configuração funcional, incluindo a definição dos principais equipamentos, fluxos de matéria e energia, e os requisitos associados ao processo de DA. São apresentados os elementos necessários para o balanço de massa e de energia, que servem de base à avaliação da viabilidade de integração energética com a unidade industrial parceira, analisada nos capítulos seguintes.

O projeto integra-se no Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC) e na Estratégia Nacional para o Biometano, contribuindo para a descarbonização do setor energético português e para a economia circular [12].

3.2.1. Enquadramento e Caraterísticas Gerais

A central de produção de biometano em análise integra-se num projeto de valorização energética de efluentes pecuários, promovido pela empresa TNE, com o apoio da Cooperativa Agrícola de Vila do Conde. Esta iniciativa surge como resposta à crescente necessidade de soluções sustentáveis para a gestão dos efluentes pecuários, à pressão ambiental associada às práticas agrícolas convencionais e à ambição nacional de transição energética, alinhada com os objetivos do PNEC e da PAB [12].

A unidade tem como finalidade a valorização energética de efluentes pecuários e resíduos agroindustriais, com ênfase no chorume de origem bovina proveniente das explorações agrícolas da região. Está prevista a DA da matéria orgânica para produção de biogás, posteriormente sujeito a processos de purificação para obtenção de biometano com qualidade compatível com os requisitos da rede de GN. Adicionalmente, prevê-se a valorização agronómica do digestato como fertilizante orgânico, em conformidade com as boas práticas de economia circular e gestão sustentável de nutrientes.

A instalação será implantada na freguesia de Bagunte, concelho de Vila do Conde, em terreno classificado como solo industrial no Plano Diretor Municipal (PDM), conforme apresentado na Figura 9. A área disponível apresenta uma superfície aproximada de 38 000 m^2, com declives naturais moderados, entre 2% e 5%, boas condições geotécnicas e ausência de obstáculos relevantes à implantação. A acessibilidade ao local é assegurada pela proximidade à EN13 e à autoestrada A28, facilitando as operações logísticas associadas ao transporte de matérias-primas e produtos resultantes.



Figura 9 - Local de implementação da central de produção de biometano. Registo fotográfico cedido pela Cooperativa Agrícola de Vila do Conde (2025)

A central está a ser projetada para operar em regime contínuo, com o objetivo de maximizar a estabilidade do processo e a eficiência da conversão energética. O principal objetivo é o fornecimento de biometano à rede pública, através de injeção na RNDG, em conformidade com os requisitos técnicos definidos pela REN Portgás Distribuição [21].

A unidade terá capacidade para tratar até 186 955 toneladas por ano de efluentes pecuários e resíduos orgânicos. Com base no balanço de massa, estima-se uma produção anual de cerca de 5,7 milhões de Nm^3 de biogás. Este biogás será submetido a um processo de *upgrading* por membranas, obtendo-se cerca de 3,8 milhões de Nm^3/ano de biometano, com um teor de metano superior a 95%, adequado para injeção na rede de GN.

As principais matérias-primas previstas são o chorume de bovino leiteiro, como carga base, complementado por resíduos agroindustriais de origem alimentar, nomeadamente resíduos orgânicos provenientes do processamento de frutas e hortícolas, bem como lamas da indústria de lacticínios, cuja proporção é ajustada de forma a garantir o equilíbrio nutricional do processo e a otimizar a produção de biogás.

3.2.2. Constituição da Central e Processo de Funcionamento

A central de produção de biometano foi projetada segundo um modelo modular e funcional, baseado na tecnologia industrial desenvolvida pela empresa *Host Bioenergy* [45]. A conceção do sistema foi adaptada aos requisitos operacionais definidos pela entidade promotora,

integrando equipamentos e fluxos compatíveis com o tratamento de efluentes pecuários e resíduos agroindustriais.

O processo central baseia-se na DA em regime contínuo e ambiente mesofílico, complementado por operações de receção, purificação e valorização dos subprodutos.

De uma forma geral, a central apresenta a configuração da Figura 10. O sistema inclui silos e tanques de armazenamento da biomassa líquida e sólida, respetivamente, que alimentam os digestores onde ocorre a DA, produzindo biogás e digestato. A matéria orgânica resultante deste processo segue para um separador que distingue a fração líquida da sólida, ambas valorizáveis como biofertilizantes, enquanto o biogás segue para uma unidade de *upgrading*, onde é purificado para obtenção do biometano. O CO_2 separado durante este processo por ser de origem biogénica e climaticamente neutro, é enviado para uma unidade de liquefação e valorização, onde pode ser posteriormente utilizado em aplicações industriais ou como precursor de combustíveis sintéticos[46].

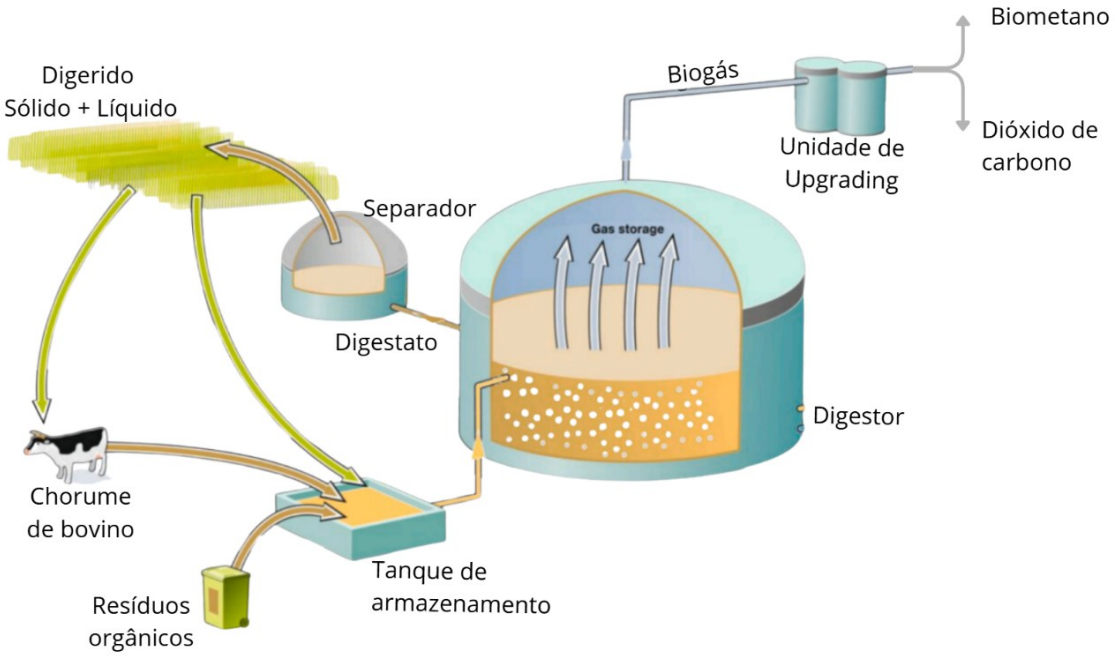


Figura 10 - Configuração geral de uma central de produção de biometano [46].

As matérias-primas incluem principalmente chorume bovino, resíduos alimentares e lamas industriais. O chorume e as lamas são introduzidos por bombagem direta para silos como os da Figura 11, enquanto os resíduos sólidos, nomeadamente as frutas e legumes, são descarregados em contentores equipados com trituração e homogeneização como o representado na Figura 12.



Figura 11 -Silos de poliéster que armazenam a fração líquida da matéria-prima [45].



Figura 12 - Contentor que armazena a fração sólida da matéria-prima [45].

Na central em estudo, o processo de DA está distribuído por dois digestores primários e um digestor secundário.

Os digestores primários, como o representado na Figura 13, constituem a etapa principal da digestão, onde ocorre a maior parte da hidrólise, acidogénese e metanogénese. Estes reatores operam em paralelo, recebendo a matéria orgânica fresca e garantindo um volume de reação suficiente para promover a degradação inicial dos substratos.

Após este primeiro estágio, o digestato é transferido para o digestor secundário, cuja função é assegurar a pós-digestão biológica. Nesta fase, a fração orgânica mais resistente continua a ser degradada, permitindo recuperar metano adicional e estabilizar o efluente final.

A utilização de digestores primários seguidos de um digestor secundário aumenta o tempo de retenção hidráulica global, melhora a degradação dos sólidos e contribui para um rendimento superior na produção de biogás, uma vez que o processo decorre de forma mais completa e estável.

O biogás produzido nos digestores primários é conduzido por linhas independentes até uma conduta comum, onde se mistura com o biogás proveniente do digestor secundário. Esta unificação permite formar um fluxo homogéneo de biogás bruto antes das etapas subsequentes de armazenamento, desumidificação e purificação.



Figura 13 - Digestor primário utilizado na unidade de produção de biogás [45].

A DA converte a matéria orgânica em biogás rico em CH_4 e CO_2, com pequenas quantidades de sulfureto de hidrogénio (H_2S) e vapor de água. O gás gerado é captado na parte superior dos digestores, sendo encaminhado para o sistema de purificação.

Todos os digestores são cobertos por uma membrana dupla, que permite o armazenamento do biogás com elevada estanquidade e segurança.

A Figura 14 ilustra os misturadores mecânicos instalados no interior dos digestores, responsáveis por homogeneizar o conteúdo e melhorar o contacto entre as bactérias e o substrato, maximizando a produção de biogás por tonelada de substrato tratado.



Figura 14 - Misturadores que se encontram no interior dos digestores [45].

O digestato proveniente dos biodigestores é bombeado para o separador de fase, onde um parafuso sem-fim comprime a biomassa contra uma malha metálica perfurada, separando mecanicamente a fração líquida da sólida.

O digerido sólido, ilustrada na Figura 15, é rico em nutrientes e utilizado como fertilizante orgânico.

O digerido líquido embora possua algum valor agronómico, não é valorizado nesta unidade, uma vez que necessita de tratamento adicional para cumprir os requisitos legais de aplicação agrícola ou descarga. Por esse motivo, é encaminhada para uma ETAR, onde é devidamente tratado antes da sua eventual utilização ou rejeição final.



Figura 15 – Fração sólida do digestato após separação [45].

O biogás produzido é submetido a um processo de purificação com recurso a um sistema de membranas, apresentado na Figura 16. Através de três etapas de separação por diferença de pressão através das membranas, os componentes principais do biogás, nomeadamente o CH_4 e o CO_2, são separados, permitindo recuperar mais de 99,5% do metano.

Na primeira etapa, o biogás previamente comprimido a cerca de 10 bar é introduzido num módulo de membranas poliméricas. Nesta fase, os compostos mais permeáveis, como o CO_2, o vapor de água e outros gases em menores quantidades, atravessam a membrana, constituindo o permeado, enquanto a fração rica em metano permanece do lado de fora da membrana, com uma concentração significativamente mais elevada de CH_4.

Na segunda etapa, essa corrente de metano proveniente da primeira membrana é encaminhada para um segundo módulo de separação, com o objetivo de remover o CO_2 residual ainda presente. Esta operação permite aumentar a pureza do metano, aproximando-se dos valores exigidos para o biometano injetável na rede (> 94% de CH_4).

A terceira etapa tem como finalidade a recuperação de metano. O permeado gerado na segunda etapa, embora pobre em metano, ainda contém uma fração aproveitável de CH_4. Por esse motivo, este fluxo é recirculado para a entrada do sistema, permitindo maximizar a taxa

de recuperação de metano e reduzir ao mínimo as perdas associadas ao processo de purificação.

O biometano obtido, com teor superior a 94% de CH_4, cumpre os requisitos técnicos para injeção na rede de GN, funcionando como substituto direto do GN convencional [21].



Figura 16 - Sistema de *upgrading* que utiliza a tecnologia de membrana interna [45].

Após a purificação, o biometano com teor de metano superior a 94% é conduzido para uma unidade de compressão, onde a pressão é ajustada de acordo com os requisitos da rede de distribuição. Esta operação cumpre os requisitos técnicos da entidade distribuidora, sendo garantido o controlo contínuo da qualidade do gás, nomeadamente em termos de teor de metano, humidade, oxigénio e compostos de enxofre. O sistema integra medição de volume e energia, dispositivos de segurança e comunicação com o sistema de supervisão da central, assegurando a rastreabilidade e conformidade do biometano injetado.

Além da remoção seletiva dos constituintes indesejados do biogás, o processo de *upgrading* inclui também a captura e liquefação do CO_2 separado. A liquefação permite transformar o CO_2 num subproduto valorizável, com aplicações relevantes em diversos setores industriais. O CO_2 liquefeito pode ser utilizado na indústria agroalimentar (atmosfera modificada, refrigeração e bebidas carbonatadas), na produção de gelo seco, em estufas agrícolas para enriquecimento de CO_2, em processos de inertização ou em sistemas de combate a incêndios. A possibilidade de comercialização deste subproduto contribui para reforçar a viabilidade global da instalação e enquadra-se nos princípios de economia circular associados à produção de biometano. Embora a análise económica detalhada desta

valorização não seja abordada neste estudo, torna-se importante reconhecer o contributo deste fluxo lateral no desempenho global da unidade.

O CO_2 removido durante este processo é conduzido para a unidade de liquefação, onde será valorizado como subproduto industrial. O sistema, representado no *layout* da Figura 17, integra vários módulos funcionais interligados: (1) tanque criogénico, utilizado para o armazenamento final do CO_2 liquefeito; (2) Contentor de liquefação do CO_2, onde ocorre a compressão, arrefecimento e mudança de fase; (3) Rede de tubagens de interligação, responsável pelo transporte de CO_2 entre os diferentes módulos; (4) Vasos de filtração, destinados à remoção de condensados e impurezas residuais antes da liquefação; (5) Módulo de bombeamento, que eleva a pressão para os níveis necessários ao processo de liquefação; (6) Contentor de análise, equipado com instrumentação para controlo de qualidade do CO_2; (7) Contentor de testes sensoriais, usado para verificações adicionais de pureza conforme requisitos industriais; (8) Ponto de amostragem para camiões, que permite recolha de amostras para controlo externo; (9) Multiplexador de gases, utilizado na comutação e encaminhamento de fluxos para os diversos módulos; (10) Calhas técnicas, onde se organizam cablagens e tubagens auxiliares; (11) Fundação em betão, onde todos os equipamentos estão instalados para garantir estabilidade e isolamento estrutural.

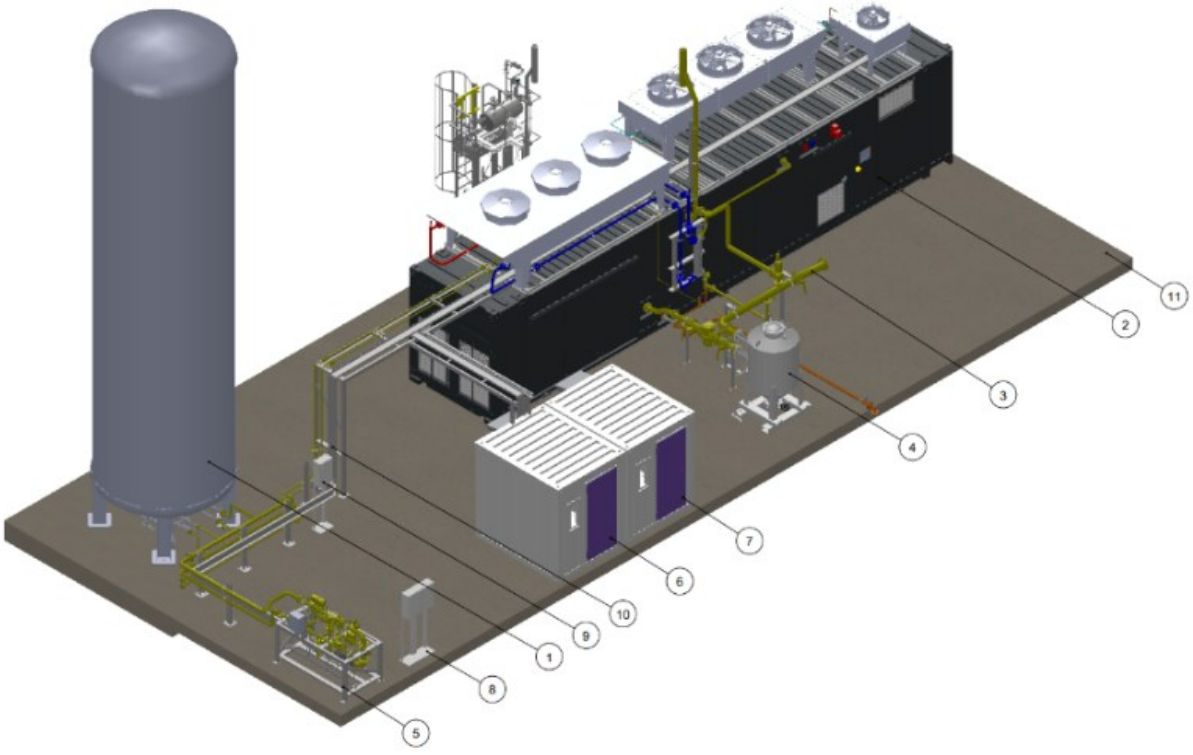


Figura 17 - *Layout* técnico da unidade de liquefação de CO_2 [45].

O processo de liquefação inicia-se com a compressão do CO_2 até pressões típicas entre 15 e 20 bar, realizada no módulo (5). Posteriormente, o gás é conduzido ao contentor de liquefação (2), onde atravessa um conjunto de permutadores de calor responsáveis por um arrefecimento progressivo até temperaturas da ordem dos –50 °C.

Quando são atingidas as condições de pressão e temperatura de ponto de liquefação, o CO_2 muda de estado físico para líquido. A seguir, o fluido é encaminhado para o tanque criogénico (1), onde permanece armazenado a baixa temperatura e pressão controlada, facilitando o transporte e a posterior valorização industrial.

Os módulos de filtração (4) e análise (6) asseguram que o CO_2 cumpre os requisitos de pureza impostos pelo utilizador final, enquanto o multiplexador de gases (9) e as tubagens de ligação (3) otimizam a distribuição interna dos fluxos, garantindo estabilidade e segurança operacionais.

3.2.3. BALANÇO DE MASSA

Efetuou-se uma estimativa do balanço de massa da central de biogás em estudo, com o objetivo de quantificar os fluxos de matéria do processo de DA. A avaliação do balanço de massa permite compreender o comportamento da matéria-prima, bem como para determinar a eficiência de conversão em biogás e posteriormente em biometano.

O potencial de matéria-prima considerado neste estudo não resultou de uma estimativa teórica efetuada no âmbito desta dissertação, mas sim de um levantamento prévio realizado pela empresa promotora da central de biogás. Este levantamento baseou-se no contacto direto com produtores agrícolas e agroindustriais da região envolvente, permitindo quantificar as disponibilidades anuais de chorume de vacas leiteiras, resíduos de frutas e legumes e lamas provenientes da indústria de laticínios.

Os substratos utilizados na produção de biogás incluem diferentes materiais orgânicos, com características físico-químicas diversas que influenciam diretamente o rendimento do processo. A Tabela 4 apresenta a distribuição anual da matéria-prima que alimenta a central, permitindo identificar a predominância do chorume de vacas leiteiras, complementado por resíduos sólidos de frutas e legumes e por lamas provenientes da indústria de lacticínios.

Tabela 4 - Quantidade de matéria-orgânica inserida na central durante um ano. Fonte: Simulação Técnica (Anexo A).

Produtor	Tipo de Substrato	Quantidade (ton/ano)
Agricultores	Chorume	180 000
Horpozim [47]	Frutas e Legumes	5 955
Lactogal [48]	Lamas de laticínios	1 000
	Total	186 955

Como evidencia a Tabela 4, o chorume representa a maior fração de matéria-prima, refletindo a elevada disponibilidade local deste resíduo. Os restantes substratos, embora em menor quantidade, contribuem para diversificar a composição da alimentação orgânica, o que é benéfico para o equilíbrio nutricional do processo de DA. Esta diversidade é essencial para garantir estabilidade microbiológica e aumentar o potencial global de produção de biogás.

A caracterização físico-química dos substratos é determinante para estimar o potencial de produção de biogás. A Tabela 5 sintetiza os parâmetros mais relevantes, incluindo o teor de matéria seca, o conteúdo de matéria orgânica degradável e a quantidade anual de matéria seca efetivamente introduzida no sistema. Estes indicadores permitem avaliar o contributo energético de cada resíduo e determinar a massa de matéria orgânica biodegradável disponível para digestão.

Tabela 5 - Características dos substratos introduzidos na central. Fonte: Simulação Técnica (Anexo A)

Substrato	Massa (ton/ano)	L/S	DM - Matéria Seca (%)	Quantidade DM (ton/ano)	$\frac{\mathbf{OM}}{\mathbf{DM}}$ (%)	OM – Matéria Orgânica (%)	Quantidade OM (ton/ano)
Chorume	180 000	L	10,0	18 000	87,5	8,80	15 750
Frutas e Legumes	5 955	S	35,0	2 084	58,8	20,6	1 225
Lamas de Laticínios	1 000	L	30,0	300,0	95,0	28,5	285,0
Total	186 955	-	10,9	20 384	-	9,2	17 260

A Tabela 5 evidencia que a mistura global de substratos apresenta um teor reduzido de matéria seca, característica associada ao uso predominante de chorume. Apesar disso, a fração orgânica biodegradável constitui a maior parte da matéria seca total, o que é

particularmente relevante para estimar o potencial de produção de biogás, dado que apenas a OM volátil contribui para a geração de metano.

Com base nos valores registados, a quantidade total de DM introduzida situa-se próxima de 20 384 ton/ano, das quais cerca de 17 260 ton correspondem a OM biodegradável. Esta proporção confirma que, embora os substratos apresentem baixa percentagem de sólidos, a fração efetivamente convertível em biogás é significativa, permitindo sustentar a produção anual da central.

A partir destes dados, a massa de DM biodegradável pode ser estimada pela equação (3.1), em que M_s representa a percentagem de DM (ton/ano), Q_r o caudal de resíduos (ton/ano) e M_d a percentagem de DM biodegradável.

$$M_s = Q_r \times M_{\mathrm{d}} \tag{3.1}$$

Cada substrato foi depois avaliado quanto ao seu potencial de produção de biogás e metano, utilizando como indicadores o volume de biogás por tonelada de OM (Nm^3 biogás/ton OM) e a respetiva percentagem de CH_4 no biogás. Considerou-se um potencial médio ponderado de cerca de 329 Nm^3/ton OM, ajustado às proporções relativas de cada substrato, tendo em conta os potenciais individuais obtidos por análise laboratorial.

O processo de DA envolve dois digestores em série, com um tempo total de retenção de 43 dias. A produtividade teórica adotada (220 m^3 biogás/ton OM biodegradável) permite então estimar o volume anual de biogás através da equação (3.2), onde V_B representa o volume de biogás (Nm^3 /ano), M_s a massa de matéria seca (ton/ano) e V_{B/M_s} o fator teórico de conversão volume de biogás por matéria seca.

$$V_B = M_s \times V_{B/M_s} \tag{3.2}$$

Integrando estes resultados, a Tabela 6 apresenta os principais valores estimados, permitindo comparar a contribuição individual de cada substrato para a produção total de biogás e metano na central.

Tabela 6 - Produção estimada de biogás e metano por tipo de substrato utilizado na central de biogás. Fonte: Simulação Técnica (Anexo A)

Substrato	OM – Matéria Orgânica (ton/ano)	Potencial CH_4 (Nm^3/ton OM)	Produção de CH_4 (10^3 Nm^3/ano)	Metano no Biogás (%)	Volume de Biogás (10^3 Nm^3/ano)
Chorume	15 750	210	3 307	57,0	5 087
Frutas e Legumes	1 225,5	320	392,1	58,0	580,9
Lamas de laticínios	285,00	330	940,5	60,4	148,2
Total	17 260	220	3 793	57,1	5 676

Com base nos cálculos realizados, estima-se que a central produzirá anualmente um total de 5 676 $\times 10^3$ Nm^3 de biogás, dos quais 3 793 $\times 10^3$ Nm^3 correspondem a metano.

Para integrar os dados de produção de biogás no balanço de massa anual da central, teve-se por base a composição típica do biogás. De acordo com [17] o biogás apresenta aproximadamente 60% de CH_4 e 40% de CO_2. Tendo em conta esta composição, ou seja, as frações volumétricas de metano (x_{CH_4}) e dióxido de carbono (x_{CO_2}) no biogás e considerando as massas volúmicas dos respetivos gases a 0 °C e 1 atm, ou seja, 0,716 kg/Nm^3 para o CH_4 e 1,977 kg/Nm^3 para o CO_2, conforme indicado em [49], é possível obter a massa volúmica média do biogás através da equação (3.3).

$$\rho_B = x_{CH_4} \cdot \rho_{CH_4} + x_{CO_2} \cdot \rho_{CO_2} \tag{3.3}$$

Assim, a densidade média do biogás considerada é de 1,22 kg/Nm^3.

Considerando o volume total anual de biogás bruto produzido na unidade é possível converter esse valor em massa, pela equação (3.4).

$$M_B = \rho_B \cdot V_B \tag{3.4}$$

Desta forma, o valor anual da massa do biogás é de 6 925 toneladas.

Após a DA, o biogás produzido é enviado para um sistema de purificação por membranas, onde se procede à separação do CH_4 do CO_2 e de outras impurezas. Esta separação visa obter biometano com um teor mínimo de 97% de CH_4. O volume de metano

bruto contido no biogás é de 3 793 $\times 10^3$ Nm^3. Para atingir a pureza de 97%, o volume de biometano resultante é obtido pela equação (3.5), obtendo-se o valor de 3 991 $\times 10^3$ Nm^3.

$$V_{BM} = \frac{V_{CH_4\ bruto}}{0{,}97} \tag{3.5}$$

O volume dos gases como o CO_2 e outras impurezas retiradas durante a purificação é dado pela diferença entre o volume de biogás e o volume de biometano produzido. Assim, obtemos um valor de 1 765 $\times 10^3$ Nm^3 para o volume das impurezas.

Para efeitos de balanço de massa, os volumes de biometano e do subproduto gasoso resultantes do processo de purificação foram convertidos em massa, utilizando as massas volúmicas médias dos respetivos gases nas condições padrão de temperatura e pressão (0 °C e 1 atm).

A massa volúmica do biometano foi considerada como 0,750 kg/Nm^3, valor que corresponde à massa volúmica de uma mistura com 97% de CH_4 e pequenas quantidades de impurezas residuais, como CO_2, O_2 ou H_2O [50]. Para este cálculo usou-se a massa volúmica do metano puro, que é de aproximadamente 0,716 kg/Nm^3 a 0 °C e 1 atm, ajustada para refletir a composição do biometano comercial.

Por sua vez, a densidade do subproduto gasoso foi considerada como 1,87 kg/Nm^3, valor correspondente à massa volúmica do CO_2 puro nas mesmas condições padrão [50]. Esta escolha justifica-se pelo facto do CO_2 representar a fração dominante dos gases retirados no processo de *upgrading*, sendo os restantes compostos, como vapor de água, sulfureto de hidrogénio ou azoto, presentes em quantidades residuais e com impacto mínimo na massa volúmica global da mistura. Aplicando estes valores de massa volúmica aos volumes estimados, obtém-se uma massa anual de 2 855 toneladas de biometano e de 3 301 toneladas de subprodutos gasosos.

O digestato corresponde à matéria remanescente após o processo de DA e representa a fração da matéria-prima que não é convertida em biogás. Este é composto essencialmente por matéria orgânica não degradada, bem como por sólidos inorgânicos presentes na matéria seca original dos substratos. A sua composição final depende da biodegradabilidade dos substratos e da eficiência do processo de digestão.

O digestato total produzido na central foi quantificado em 179 678 toneladas por ano, representando 96,1% da massa de entrada no sistema. Após o processo de DA, este digestato

é encaminhado para uma unidade de separação mecânica por prensa de parafuso, a qual permite a divisão em duas frações distintas: o digerido líquido e o digerido sólido.

A fração líquida apresenta um teor de matéria seca de cerca de 6% e corresponde a uma massa anual de 165 469 toneladas, o que equivale a 88,1% da massa total de entrada. Esta fração é predominantemente composta por água, contendo também nutrientes dissolvidos como o azoto, fósforo e potássio, podendo ser recirculada no processo ou utilizada como fertilizante líquido em aplicações agrícolas.

Por outro lado, a fração sólida, com um teor de matéria seca de 25%, corresponde a 14 209 toneladas por ano, o que representa aproximadamente 7,6% da massa de entrada. Esta fração possui uma maior concentração de sólidos e matéria orgânica estabilizada, sendo habitualmente valorizada como fertilizante orgânico sólido.

A distribuição observada entre frações líquida e espessa é compatível com os valores expectáveis em unidades de DA com elevada percentagem de chorume na matéria-prima, refletindo o elevado conteúdo hídrico dos substratos utilizados. Estes dados evidenciam que a maior parte da massa permanece no sistema sob forma de digestato, reforçando a importância da sua adequada gestão e valorização como subproduto agrícola.

De forma a representar graficamente os principais fluxos de massa ao longo do processo, foi elaborado um diagrama de Sankey com base nos dados obtidos no balanço de massa da central. O diagrama de Sankey é uma ferramenta gráfica amplamente utilizada na análise energética para representar fluxos de energia, massa ou exergia em sistemas complexos. A principal característica deste tipo de diagrama é a largura proporcional das setas, que corresponde quantitativamente ao fluxo representado, permitindo visualizar de forma intuitiva as transformações, aproveitamentos e perdas ao longo de um processo [51]. A Figura 18 apresenta o diagrama de Sankey representativo do balanço de massa anual da central de produção de biogás, com base nos principais fluxos identificados ao longo do processo de DA e posterior purificação do biogás. Este tipo de representação gráfica permite visualizar, de forma proporcional, a conversão da matéria-prima em produtos energéticos e subprodutos, destacando a eficiência e perdas associadas ao sistema.

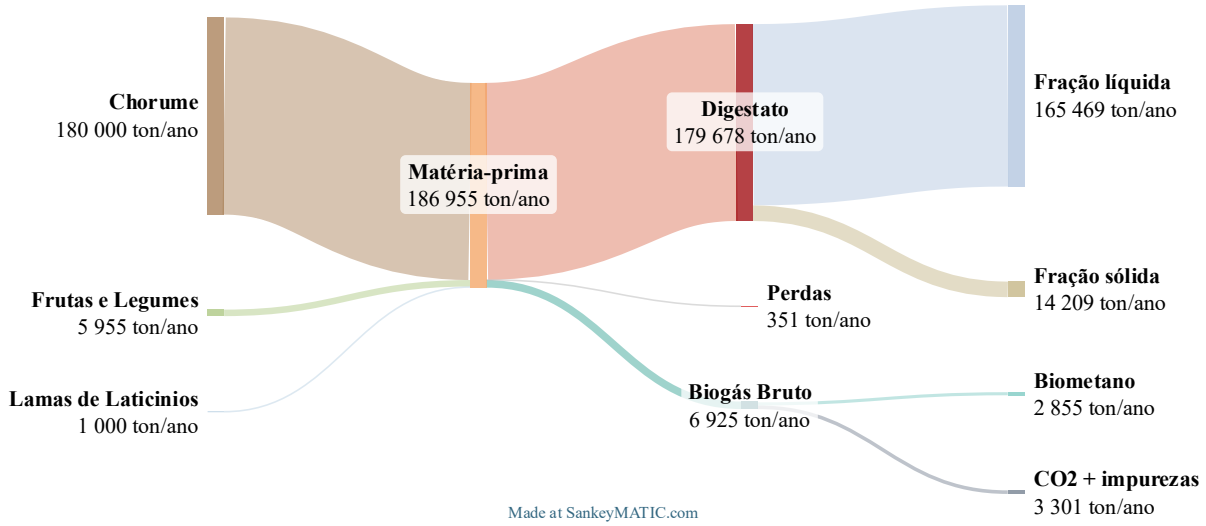


Figura 18 - Diagrama de Sankey representativo do balanço de massa anual da central de produção de biometano. Dados do Anexo A.

O diagrama de Sankey permite visualizar, de forma clara e proporcional, como a massa introduzida na central se distribui entre os diferentes fluxos de saída. Fica evidente que a maior parte da massa permanece como digestato, principalmente na forma líquida, enquanto apenas uma pequena fração é convertida em biogás. As perdas representam uma quantidade muito reduzida. Esta representação confirma a coerência do balanço realizado e reforça a importância da correta gestão dos subprodutos gerados no processo.

3.2.4. Balanço Energético

Segue-se o balanço energético que constitui uma etapa essencial na avaliação do desempenho e sustentabilidade de unidades de produção de biometano, permitindo quantificar os fluxos de energia gerados, consumidos e aproveitados ao longo do processo [52].

O presente capítulo tem como objetivo desenvolver o balanço energético global da unidade de produção de biogás em estudo, abrangendo não apenas a conversão da matéria-prima em biogás e posteriormente em biometano, mas também os fluxos associados ao consumo e à produção de energia elétrica e térmica no processo.

No presente estudo, optou-se por considerar a eletrificação total da central, não porque a utilização de sistemas CHP seja energeticamente ou ambientalmente desfavorável, na verdade, a valorização térmica ou elétrica de parte do biogás é, em muitos casos, uma solução eficiente e sustentável. Esta opção foi adotada sobretudo por razões de simplificação

operacional e de enquadramento metodológico, evitando a necessidade de incorporar equipamentos adicionais, como motores de combustão, queimadores ou caldeiras e respetivos requisitos de manutenção, licenciamento e controlo de emissões.

Neste contexto, toda a energia contida no biogás é convertida em biometano para posterior injeção na rede de GN, enquanto as necessidades térmicas e elétricas da instalação são asseguradas exclusivamente através de BC e do fornecimento de energia elétrica da rede.

A produção de biogás na unidade em estudo resulta da DA de diferentes resíduos orgânicos provenientes de três fontes principais: chorume bovino, excedentes da indústria hortofrutícola e lamas provenientes da indústria de lacticínios.

A Tabela 7 apresenta a quantidade anual de cada tipo de substrato introduzido na central, bem como o respetivo potencial de produção de biogás (Nm^3/ton OM). Este indicador é mais adequado do que o PCI dos resíduos, uma vez que os substratos introduzidos não são combustíveis diretos; a energia útil resulta exclusivamente do metano produzido durante a DA.

Tabela 7 - Potencial de produção de biogás das matérias-primas introduzidas na unidade.

Tipo de Substrato	**Quantidade (ton/ano)**	**Potencial de biogás (Nm^3/ton OM)**	**Produção estimada (10^3 Nm^3/ano)**
Chorume	180 000	323	58 140
Frutas e Legumes	5 955	474	2 820
Lamas de laticínios	1 000	520	520
		Total	61 480

A quantidade total de biogás potencialmente recuperável a partir das matérias-primas introduzidas na central é de cerca de 61 480 × 10^3 Nm^3/ano. Este valor corresponde ao volume máximo teoricamente disponível antes de considerar limitações reais do processo de DA, tais como a biodegradabilidade efetiva dos substratos, tempos de retenção e condições operatórias. Assim, este volume constitui o ponto de partida para o balanço energético da unidade.

A energia recuperada sob a forma de biogás depende diretamente do conteúdo de metano, uma vez que o CO_2 não possui poder calorífico. Para o cálculo da energia útil do

biogás, considerou-se o PCI do metano igual a 9,97 kWh/Nm^3, aplicando-se a proporção volumétrica para obter o PCI médio do biogás [53].

O teor de metano contido no biogás foi determinado com base na equação (3.6), sendo x_{CH_4} definida como a fração molar do metano na mistura gasosa resultante da DA.

$$x_{CH_4} = \frac{V_{CH_4}}{V_B} \cdot 100 \quad (3.6)$$

Com base nesta definição, e considerando a composição típica do biogás produzido na unidade em estudo, obtém-se um teor médio de aproximadamente 67% de CH_4.

Com a composição considerada, o PCI médio do biogás é de aproximadamente 6,66 kWh/Nm^3, conforme descrito na Tabela 8.

Tabela 8 – Cálculo do PCI do biogás [53].

Componente	Percentagem (%)	PCI (kWh/Nm^3)	Contributo energético no biogás (kWh/Nm^3)
Metano (CH_4)	67	9,97	6,66
Dióxido de Carbono (CO_2)	33	0	0
		Total	6,66

Assim, a energia útil recuperada sob a forma de biogás foi determinada pela equação (3.7).

$$E_B = V_B \cdot PCI_B \quad (3.7)$$

Desta forma, a energia química contida no biogás tem o valor de 37,8 GWh/ano.

Após o processo de DA e produção de biogás, este é sujeito a um sistema de purificação por membranas, de forma a separar o CH_4 dos restantes constituintes, nomeadamente CO_2 e outras impurezas. O objetivo deste processo é obter um gás com elevado teor de CH_4, denominado biometano, adequado para injeção na rede de GN.

Considerou-se a produção de biometano com 97% de metano, pelo que o valor do PCI calculado assumiu o valor de 9,67 kWh/Nm^3, conforme descrito na Tabela 9.

Tabela 9 - Cálculo do PCI do biometano [53].

Componente	Percentagem (%)	PCI (kWh/Nm³)	Contributo energético no biometano (kWh/Nm³)
Metano (CH_4)	97	9,97	9,67
Dióxido de Carbono (CO_2)	3	0	0
		Total	9,67

Assim, a energia útil recuperada sob a forma de biometano foi determinada pela equação (3.8), obtendo-se o valor de 37,8 GWh/ano.

$$E_{BM} = V_{BM} \cdot PCI_{BM} \tag{3.8}$$

Considerando-se o cálculo do volume de biometano a partir do volume total de CH_4 gerado na DA e assumindo uma pureza final de 97%, admite-se, neste modelo simplificado, que toda a energia contida no metano é transferida integralmente para o biometano, desconsiderando perdas no processo de *upgrading*. Assim, o rendimento do processo de purificação não é avaliado nesta abordagem.

De forma a compreender melhor a transformação energética ao longo do processo de valorização dos substratos orgânicos, apresenta-se na Figura 19 o diagrama de Sankey correspondente à energia química disponível e à sua evolução até à obtenção de biometano. Salienta-se que este diagrama é ilustrativo, representando a energia química teórica associada ao conteúdo orgânico biodegradável dos substratos, e não energia diretamente utilizável como combustível. Os valores atribuídos aos resíduos expressam energia potencial e não devem ser interpretados como energia efetivamente recuperada.

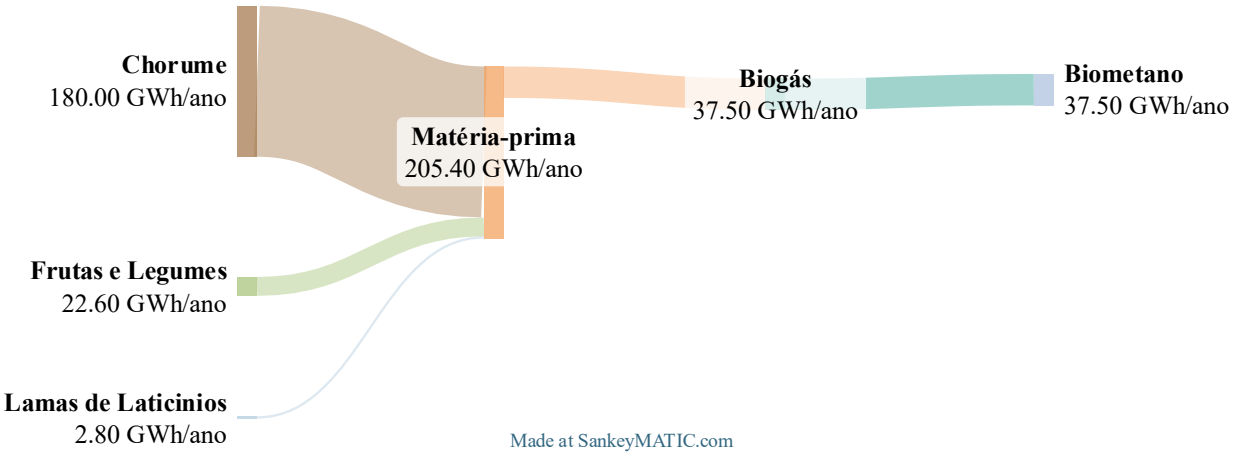


Figura 19 - Diagrama de Sankey representativo dos fluxos de energia química no processo de produção de biometano. Dados do Anexo A.

A análise da energia elétrica e térmica da central de produção de biometano, teve por base simulações técnicas desenvolvidas a partir de uma base de dados da empresa *Host*, fornecedora dos equipamentos para a central de produção de biometano em estudo.

Trata-se de uma base de dados técnica e confidencial, construída pela *Host* a partir de medições e históricos de operação de unidades semelhantes, com o objetivo de suportar a simulação de desempenho energético de novas instalações. Embora não correspondam diretamente a dados medidos na central em estudo, cuja construção ainda se encontra em fase de projeto, os valores simulados são tecnicamente realistas e coerentes com o tipo de tecnologia prevista, permitindo uma análise energética representativa (Anexo A).

Ainda assim, considera-se relevante apresentar nesta secção uma descrição genérica do processo de cálculo dos consumos e identificar os equipamentos envolvidos.

Para assegurar o funcionamento contínuo da unidade, a central de produção de biometano depende exclusivamente do fornecimento externo de energia elétrica. Com base na simulação técnica disponibilizada pela empresa *Host*, o consumo anual de eletricidade encontra-se organizado em quatro blocos funcionais da instalação, detalhados na Tabela 10.

O consumo associado à produção de biogás inclui essencialmente os sistemas de agitação dos digestores, as bombas de recirculação de substratos e *digestato*, as bombas de alimentação e os sistemas de controlo e monitorização. O consumo relativo ao processo de *upgrading* é dominado pelo funcionamento de compressores, ventiladores, bombas de vácuo e outros auxiliares responsáveis pela separação seletiva do metano e remoção de impurezas. Já o consumo das bombas de calor está associado aos compressores, ventiladores e

controladores térmicos necessários para suprir as necessidades térmicas dos digestores. Por fim, o processo de liquefação do CO_2 envolve compressores de refrigeração, unidades de condensação e bombas de circulação de fluidos térmicos.

O consumo de energia associado a cada bloco funcional da unidade foi determinado com base na potência nominal dos equipamentos ($P_{nom,i}$), no respetivo tempo anual de operação (t_i) e num fator de carga representativo da diferença entre a potência efetiva e a potência nominal ($f_{c,i}$).

A estimativa do consumo anual de energia elétrica é obtida através da expressão (3.9).

$$E_{el} = \sum_{i=1}^{n} P_{nom,i} \cdot f_{c,i} \cdot t_i \quad (3.9)$$

Para permitir uma leitura comparativa mais clara, os valores foram normalizados por volume de biometano produzido, resultando numa intensidade elétrica global apresentada igualmente na Tabela 10.

Tabela 10 - Energia elétrica consumida pela central de produção de biogás. Fonte: Simulação Técnica (Anexo A).

Atividade	Energia elétrica (MWh/ano)	Energia elétrica (kWh/m^3)
Consumido na produção do biogás	- 1 292	- 0,330
Consumido no processo de *ugrading*	- 1 688	- 0,432
Consumido pelas BC	- 2 815	- 0,720
Consumido na liquefação do CO_2	- 1 034	- 0,264
Eletricidade necessária	- 6 829	-1,746

A análise dos resultados evidencia que as BC constituem o principal centro consumidor de energia elétrica da instalação, refletindo a elevada exigência térmica associada ao aquecimento dos digestores e à compensação das perdas térmicas ao longo do processo de DA. Seguem-se os consumos associados ao *upgrading*, que incluem a compressão e purificação do biogás, processos que requerem energia significativa devido às pressões de operação e ao funcionamento contínuo dos sistemas auxiliares.

A produção de biogás apresenta uma intensidade elétrica inferior, uma vez que as operações envolvidas, como agitação, recirculação e alimentação, embora contínuas, apresentam potências unitárias mais reduzidas quando comparadas com os compressores e unidades térmicas. Por seu lado, o processo de liquefação do CO_2 revela uma intensidade

elétrica moderada, associada sobretudo à refrigeração profunda necessária para transformar o gás em fase líquida.

Quando analisado globalmente, o consumo elétrico normalizado indica a carga energética total necessária por metro cúbico de biometano produzido, permitindo comparar o desempenho da unidade com outras instalações semelhantes. A distribuição percentual obtida revela a contribuição relativa de cada processo para a intensidade elétrica total, destacando o peso das necessidades térmicas e dos sistemas de purificação no funcionamento da central.

A energia térmica da central é maioritariamente utilizada para satisfazer as necessidades do processo de DA, incluindo o aquecimento do substrato, a compensação das perdas térmicas e a manutenção das condições operacionais adequadas nos digestores. Paralelamente ao consumo interno, a instalação integra também mecanismos de recuperação de calor residual em duas etapas relevantes do processo: no *upgrading*, onde o calor gerado pelos compressores e equipamentos auxiliares é recuperado, e na etapa de liquefação do CO_2, na qual parte do calor rejeitado pelos sistemas de refrigeração é igualmente aproveitado.

Conforme sintetizado na Tabela 11, as BC representam a principal fonte de energia térmica interna, contribuindo de forma dominante para o suprimento das necessidades térmicas do processo. A esta contribuição somam-se os sistemas de recuperação associados à purificação e à liquefação, que reforçam o equilíbrio energético da instalação. Em conjunto, estas fontes permitem compensar praticamente todo o consumo térmico associado à produção de biogás, resultando num balanço térmico líquido próximo de zero. Esta tendência mantém-se igualmente quando os fluxos térmicos são avaliados em termos específicos por volume de biometano, verificando-se que a produção interna de calor é comparável às necessidades do processo.

A recuperação térmica associada à liquefação do CO_2 origina ainda um excedente de calor que, embora tecnicamente reintegrado no sistema, pode ser considerado um recurso com potencial de valorização externa, tendo em conta que as necessidades térmicas internas se encontram já supridas. Este excedente poderá ser utilizado em aplicações complementares ou como parte de sinergias energéticas com outras instalações.

A Tabela 11 apresenta de forma estruturada estes fluxos térmicos, evidenciando o consumo, a produção e a recuperação de energia térmica, bem como a sua expressão normalizada por unidade de biometano produzido.

Tabela 11 - Energia térmica consumida e produzida pela central de produção de biogás. Fonte: Simulação Técnica (Anexo A).

Atividade	Energia térmica (MWh/ano)	Energia térmica (kWh/m³)
Consumido na produção de biogás	- 9 533	- 2,44
Produzido pelas BC	8 078	2,07
Recuperado no processo de *upgrading*	1 455	0,372
Recuperado na liquefação do CO_2	329	0,0841
Calor líquido	329	0,0841

A Figura 20 apresenta o diagrama de *Sankey* que representa os fluxos de energia elétrica e térmica na central de produção de biogás. Neste contexto o diagrama tem como objetivo ilustrar, de forma visual e proporcional, os principais consumos internos da instalação e a forma como a energia elétrica é convertida em energia térmica e aplicada no processo.

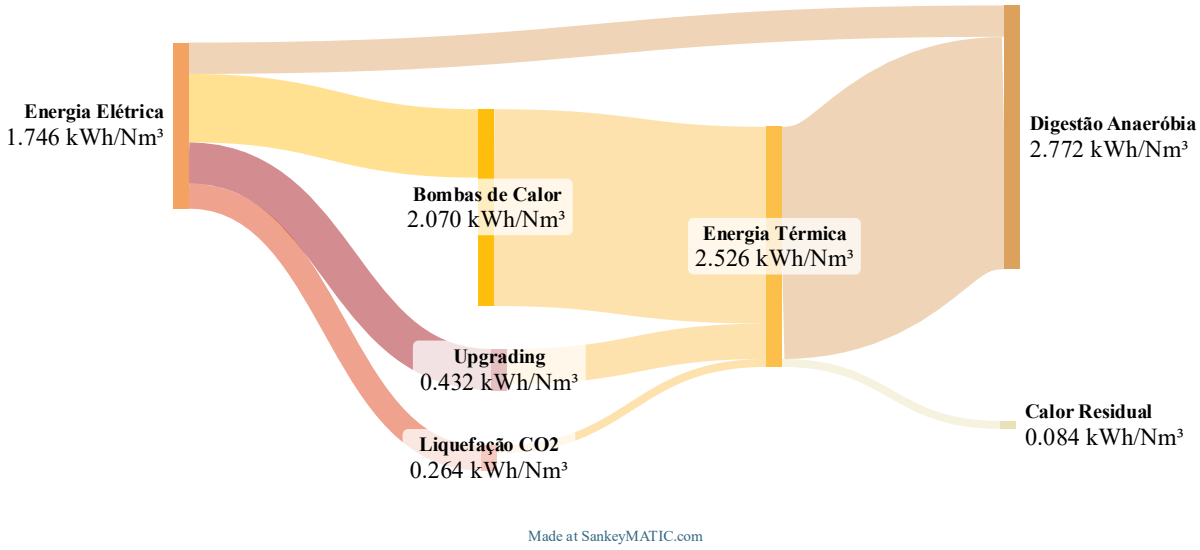


Figura 20 - Diagrama de Sankey representativo dos fluxos de energia elétrica e térmica por metro cúbico de biometano produzido na central. Dados do Anexo A.

3.2.5. Integração da Produção Fotovoltaica

A integração de um sistema PV na unidade de produção de biometano surge como uma estratégia para reduzir a dependência energética externa e promover a descarbonização das operações da central. Considerando que esta unidade consome eletricidade em várias fases do processo, nomeadamente nas BC referidas anteriormente, torna-se relevante avaliar o potencial de suprimento local com recurso a uma fonte de energia renovável, abundante e de baixo custo como a energia solar.

A opção por um sistema PV ligado à rede (*on-grid*) visa assegurar um regime de autoconsumo parcial, em que a energia solar é prioritariamente utilizada na central e os excedentes são injetados na rede. Este modelo é particularmente atrativo em unidades com consumo energético constante ao longo do ano, como é o caso das instalações de DA com operação contínua.

3.2.5.1. Simulação da Produção Fotovoltaica (PVsyst)

Para perceber a viabilidade técnica da integração fotovoltaica e estimar a produção de energia elétrica ao longo de um ano típico, procedeu-se à realização de uma simulação numérica recorrendo ao *software PVsyst*. Esta ferramenta, utilizada em estudos de dimensionamento e avaliação de sistemas PV, permite caracterizar o desempenho esperado do sistema com base em dados climáticos da região, características dos componentes e perfis de consumo definidos.

A simulação foi efetuada num único cenário, não tendo sido conduzido um processo de otimização paramétrica nem uma análise de sensibilidade sistemática aos principais parâmetros de entrada. Os valores adotados para a configuração do sistema resultam de critérios técnicos usuais em projetos industriais, considerando constrangimentos físicos do local, simplicidade construtiva e compromisso entre produção energética e viabilidade económica.

A simulação foi parametrizada com a localização geográfica real da unidade, situada em Bagunte, Vila do Conde, utilizando dados meteorológicos do tipo *Typical Meteorological Year* provenientes da base *Meteonorm* 8.0 (1996-2015). Estes dados incluem registos horários de irradiação global e difusa, temperatura ambiente e condições atmosféricas representativas da climatologia local. O *PVsyst* utiliza estes dados como *input* principal para o cálculo da energia recebida pelos módulos e para a modelação das perdas associadas, nomeadamente perdas térmicas, óticas e geométricas.

Para considerar com precisão o efeito de obstáculos circundantes, o horizonte real do terreno foi importado para o *PVsyst* através da ferramenta integrada de ligação ao PVGIS, permitindo assim incorporar obstruções naturais e construídas no cálculo das perdas de sombreamento. Além disso, foi desenvolvido um cenário 3D no *PVsyst* para representar a geometria do terreno, permitindo calcular as sombras de forma mais rigorosa.

O sistema PV considerado na simulação corresponde ao projeto previsto para a unidade, composto por 2 268 módulos bifaciais Trina Solar TSM-DEG18MC-20(II)-500, com potência unitária de 500 Wp, totalizando 1 134 kWp de potência instalada. Neste contexto, kWp (kilowatt-pico) representa a potência nominal máxima dos módulos em condições de teste padronizadas, sendo utilizado apenas como referência para caracterizar a capacidade instalada do sistema e estimar o seu potencial de produção anual.

Os módulos foram instalados em estrutura fixa do tipo *shed*, com inclinação de 20° e orientação a sul (azimute 0°). Esta inclinação resulta de um compromisso entre o desempenho energético e constrangimentos físicos do local de implantação. Embora valores de inclinação próximos de 30° sejam frequentemente apontados como ótimos para maximização da produção anual da unidade nesta latitude, a área disponível no terreno é limitada, pelo que inclinações mais elevadas conduziriam a maiores distâncias entre filas e a um aumento significativo do risco de sombreamento mútuo. A opção por uma inclinação de 20° permite reduzir esses efeitos de sombreamento, otimizar a ocupação do espaço disponível e favorecer a produção em período estival, mantendo simultaneamente um bom desempenho anual global do sistema. A conversão da energia elétrica é assegurada por 6 inversores Huawei SUN2000-150K-MG0-400V, com potência nominal total de 900 kWac, resultando num rácio DC/AC de 1,26, valor adequado para maximizar o aproveitamento dos inversores sem perdas relevantes por *clipping*, ou seja, perdas de energia associadas à limitação de potência do inversor quando a produção dos módulos excede a sua capacidade máxima.

Relativamente ao perfil de consumo, dado que a central não dispõe ainda de registos horários de consumo, foi utilizado o perfil de carga *Agricultural BDEW L2*, disponibilizado como perfil padrão no *software PVsyst* e representativo de unidades agroindustriais com operação contínua. Esta opção assegura uma aproximação realista à distribuição horária dos consumos e permite avaliar a fração de autoconsumo PV. Este perfil é automaticamente incorporado pelo *PVsyst* na simulação, permitindo calcular a energia consumida diretamente e a energia excedente enviada à rede.

A utilização deste perfil permitiu estimar a fração de energia solar que poderá ser consumida diretamente na instalação e a energia excedente a injetar na rede elétrica.

3.2.5.2. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

Com o sistema PV definido, procedeu-se ao cálculo de sombras a partir do cenário 3D, apresentado na Figura 21 e realizou-se a simulação do sistema PV.



Figura 21 - Perspetiva do desenho do sistema fotovoltaico.

Assim, obteve-se um relatório detalhado do sistema PV da unidade com as informações inseridos pelo utilizador do *software* e os resultados obtidos são a previsão para um ano de produção energética, considerando as perdas.

A Figura 22 apresenta o perfil de produção mensal estimado, evidenciando a variação sazonal da produção de energia. Esta informação é útil para articular o fornecimento solar com os consumos horários da central e avaliar a potencial integração com outras tecnologias, como as BC.

Resultados principais

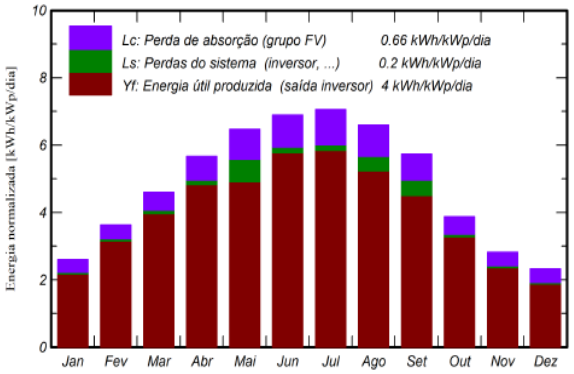
Produção do sistema

Energia produzida	*1654.87 MWh/ano*	*Produção específica*	*1459 kWh/kWp/ano*
Energia utilizada	*310.25 MWh/ano*	*Índice de perf. PR*	*82.26 %*
Energia aparente	*1505.09 MVAh/ano*	*Fração solar*	*51.40 %*

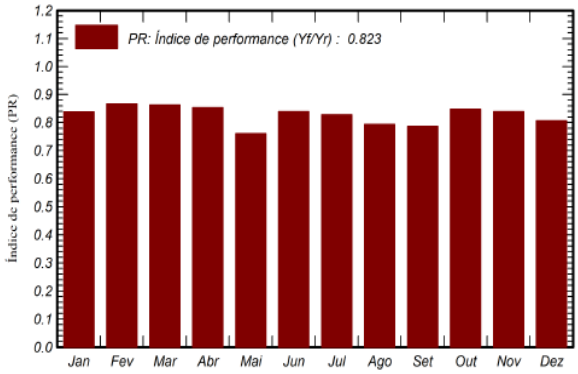
Avaliação económica

Investimento		Custo anual		LCOE	
Global	*725 755.00 EUR*	*Anuidades*	*0.00 EUR/ano*	*Custo da energia*	*0.04 EUR/kWh*
Específico	*0.64 EUR/Wp*	*Custos operação*	*20 457.11 EUR/ano*		
		Período amortização	*7.2 anos*		

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
Janeiro	55.2	24.67	9.86	80.4	73.7	78.2	28.48	11.09	65.3	17.39
Fevereiro	77.5	37.51	10.37	101.7	93.7	102.5	25.71	12.15	87.9	13.55
Março	120.7	58.33	12.32	142.6	132.1	143.3	26.31	13.62	126.0	12.69
Abril	155.9	65.42	13.79	169.9	157.6	168.9	25.48	15.00	149.4	10.48
Maio	196.9	72.31	16.09	200.6	185.9	196.2	26.33	15.05	157.9	11.29
Junho	207.4	77.89	18.28	206.8	191.8	202.2	23.52	15.54	181.1	7.98
Julho	216.8	68.31	19.55	218.8	203.0	211.5	24.36	15.69	189.9	8.67
Agosto	191.6	72.64	19.99	204.5	189.8	199.5	24.34	14.17	169.9	10.17
Setembro	146.1	47.80	18.65	172.1	160.0	168.9	25.46	12.91	140.6	12.55
Outubro	94.9	41.71	16.80	119.9	110.7	118.2	26.33	12.65	102.7	13.68
Novembro	61.4	31.11	12.55	84.6	77.3	82.4	25.48	11.00	69.5	14.48
Dezembro	47.5	22.16	10.73	72.1	65.1	67.5	28.44	10.61	55.3	17.84
Ano	1571.9	619.87	14.94	1774.0	1640.7	1739.2	310.25	159.48	1495.4	150.77

Legendas

GlobHor	*Irradiação horizontal total*	*EArray*	*Energia efetiva à saída do grupo*
DiffHor	*Irradiação difusa horizontal*	*E_User*	*Energia fornecida ao consumidor*
T_Amb	*Temperatura ambiente*	*E_Solar*	*Energia do sol*
GlobInc	*Incidência global no plano dos sensores*	*E_Grid*	*Energia injetada na rede*
GlobEff	*Global efetivo, corrigido para IAM e sombras*	*EFrGrid*	*Energia de rede*

Figura 22 - Resultados principais da simulação *PVsyst* para o sistema fotovoltaico da unidade de biometano de Vila do Conde.

Após a análise do relatório prevê-se uma produção anual de 1 654,87 MWh, o que corresponde a uma produção específica de 1 459 kWh/kWp/ano. Este valor indica a quantidade de energia gerada por cada kWp instalado ao longo de um ano e reflete a eficiência do sistema em transformar a radiação solar em energia elétrica.

O PR do sistema é de 82,26%. O PR é um indicador de eficiência que revela a relação entre a energia efetivamente gerada e a energia potencial que poderia ser gerada se o sistema operasse em condições ideais, ou seja, sem perdas. Um valor de 82,26% sugere um sistema com bom desempenho, com perdas térmica e de sombreamento e eficiência dos inversores.

Além dos resultados anuais este relatório apresenta ainda a produção mensal de energia do sistema que varia ao longo do ano devido à variação da irradiância solar. Os valores do PR mensal reforçam a sazonalidade do desempenho do sistema e permitem avaliar o impacto das condições climáticas sobre a geração de energia.

A simulação no *PVsyst*, permite também a avaliação de um diagrama de perdas como o da Figura 23, utilizado para representar as diferentes etapas de perda de energia num sistema PV, desde a radiação incidente até à energia efetivamente injetada na rede elétrica.

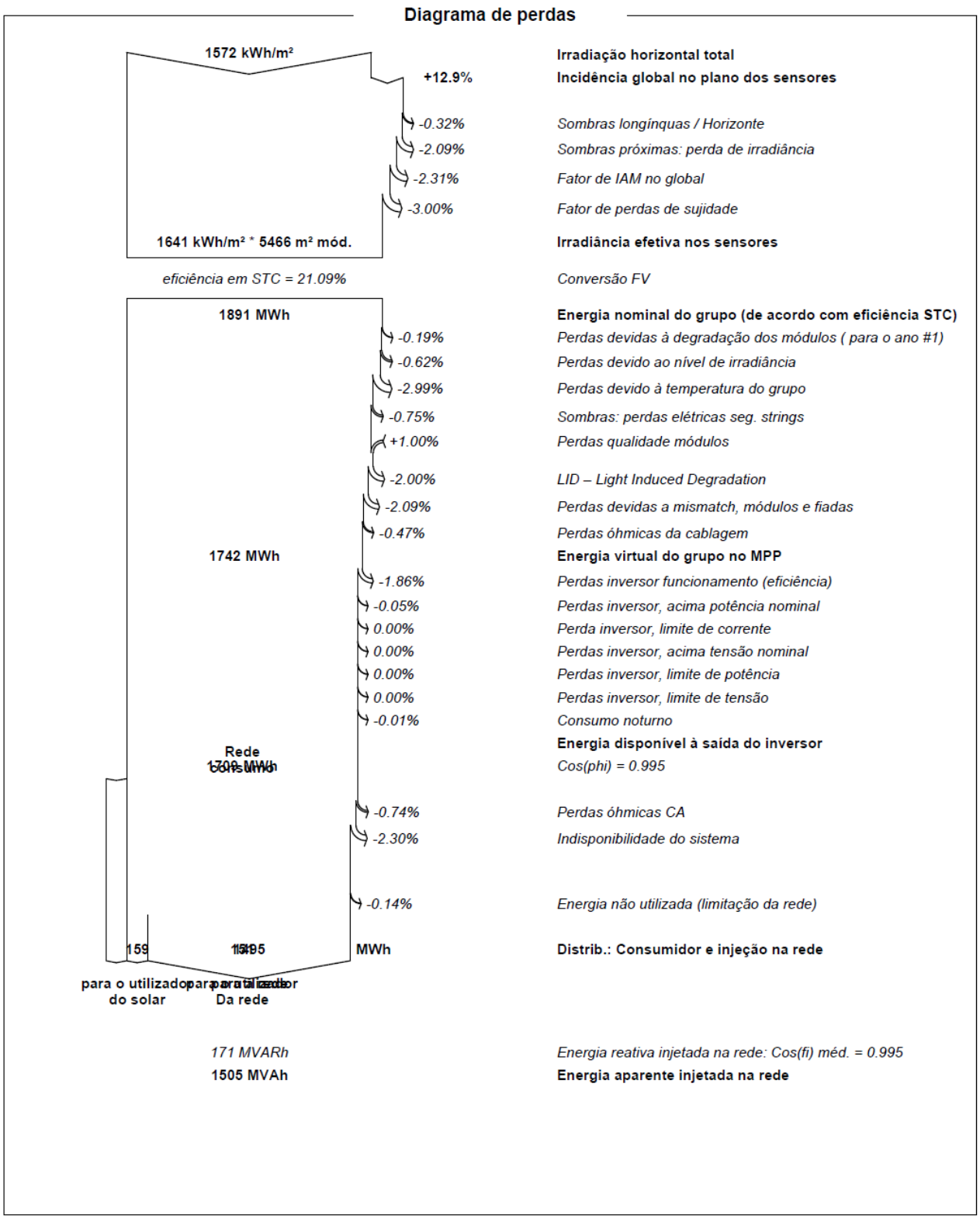


Figura 23 - Diagrama de perdas energéticas do sistema fotovoltaico simulado no software PVsyst.

No diagrama de perdas da Figura 23, é apresentada a decomposição da eficiência do sistema ao longo de cada estágio, detalhando a quantidade de energia perdida em cada uma das fases.

Entre as perdas mais relevantes destacam-se:

- Perdas por sombras próximas: Embora a configuração do sistema minimize sombras, estima-se uma perda de 2,09% causada por sombras projetadas por estruturas próximas (*sheds*), especialmente em ângulos solares baixos.
- Perdas óticas por sujidade e reflexão: A acumulação de poeiras, partículas orgânicas e outros contaminantes sobre a superfície dos módulos compromete a transmissão de luz incidente e reduz a produção elétrica. Estas perdas, estimadas em 3,00%, são relevantes em ambientes rurais como o da central.
- Perdas térmicas devido à temperatura dos módulos: A temperatura dos módulos tem um impacto significativo nas perdas do sistema. Durante o ano, são estimadas perdas devido à temperatura de 2,99%, resultando num impacto importante na produção anual.
- Perdas por *mismatch* e tolerância dos módulos: O *mismatch* entre módulos refere-se às discrepâncias de desempenho entre módulos ligados em série ou em paralelo, causadas por variações de fabrico, degradação não uniforme ou sombreamento parcial. No projeto simulado, esta diferença leva a perdas de 2,09%.
- Perdas nos inversores: Os inversores apresentam uma eficiência inferior a 100% na conversão da DC em AC, o que gera uma perda de 1,86%.
- Indisponibilidade do sistema: Refere-se ao tempo estimado em que o sistema poderá estar inoperacional devido a manutenção, falhas técnicas ou outros motivos operacionais. No presente estudo, considera-se uma indisponibilidade de 2,30%, valor prudente para garantir a fiabilidade das previsões de produção energética.

Estes valores situam-se dentro dos intervalos considerados aceitáveis para sistemas desta dimensão, o que valida a robustez do dimensionamento.

3.2.5.3. ANÁLISE ECONÓMICA

A viabilidade económica da instalação fotovoltaica na unidade de produção de biometano foi avaliada com base nos resultados obtidos através da simulação no software *PVsyst*. O sistema apresenta uma potência instalada de 1134 kWp, com um investimento total estimado de 725 755 €, resultando num custo específico de 0,64 €/Wp.

A produção elétrica anual prevista é de 1654,87 MWh, correspondente a uma produção específica de 1459 kWh/kWp/ano e um PR de 82,26%, o que reflete um bom desempenho para a localização e tecnologia escolhida.

Tendo em conta os preços médios da eletricidade praticados no setor industrial, estimados em 0,13 €/kWh, o sistema permite evitar uma despesa anual de cerca de 215 133 €. Esta poupança anual é calculada através do produto entre a produção elétrica prevista e o preço médio da eletricidade, seguindo a metodologia utilizada no relatório do *PVsyst*. Consequentemente, o período de amortização resulta da razão entre o investimento total (725 755 €) e a poupança anual estimada (215 133 €), conduzindo a um *simple payback* inferior a 4 anos, o que reforça a atratividade do investimento. Importa destacar que este período corresponde ao *simple payback*, uma vez que o cálculo não integra taxa de desconto, em conformidade com o procedimento adotado pelo software.

Do ponto de vista do LCOE, a instalação evidencia um valor de 0,04 €/kWh, significativamente inferior ao custo da eletricidade proveniente da rede. Este LCOE é determinado diretamente pelo *PVsyst*, tendo por base o investimento inicial, a produção anual e um horizonte temporal de 25 anos, não incluindo atualização financeira nem taxa de desconto.

Além dos benefícios económicos, o sistema contribui para a redução da pegada carbónica da unidade, tornando-a menos dependente de fontes fósseis e mais alinhada com os objetivos de transição energética.

3.3. FÁBRICA DE RAÇÕES

A análise da fábrica de rações AGRIVIL XXI, localizada nas proximidades do local do projeto da central de produção de biometano, constitui uma vertente complementar deste trabalho, permitindo avaliar sinergias energéticas entre as duas unidades. A proximidade geográfica, aliada ao perfil de consumo energético da fábrica, levanta a possibilidade de integração de soluções energéticas sustentáveis, promovendo uma abordagem mais eficiente e circular na gestão de recursos. Nesta secção procede-se à caracterização técnica e funcional da unidade fabril, com foco nos aspetos relacionados com a infraestrutura instalada e o consumo energético.

3.3.1. Enquadramento e Caraterísticas Gerais

A fábrica de produção de rações em análise está integrada no cluster agropecuário promovido pela Cooperativa Agrícola de Vila do Conde. Localiza-se na freguesia de Bagunte, no concelho de Vila do Conde, inserindo-se numa zona rural com forte presença de explorações agropecuárias. Na Figura 24 é possível visualizar a unidade fabril que se encontra em proximidade direta com o terreno da central de produção de biometano em estudo, o que representa um fator favorável à exploração de sinergias energéticas locais, em particular no que respeita à distribuição de energia térmica entre instalações.



Figura 24 - Vista aérea da fábrica de rações da Cooperativa Agrícola de Vila do Conde. Fonte: Cooperativa Agrícola de Vila do Conde (2025)

A unidade labora em regime diurno, com funcionamento de segunda a sexta-feira entre as 07h00 e as 19h00. A produção é orientada para a formulação de rações para animais de produção, nomeadamente para alimentação de bovinos.

Do ponto de vista produtivo, a fábrica é composta por duas linhas de produção distintas. A linha 1 encontra-se destinada à produção de rações em mistura farinadas, tratando-se de um processo totalmente mecânico e elétrico, sem envolvimento de energia térmica. A linha 2, por sua vez, permite a produção de rações de mistura e integra ainda a produção de ração granuladas, incorporando uma fase adicional de tratamento térmico e compactação. Este vapor é produzido localmente através de uma caldeira alimentada a GPL.

Durante o primeiro semestre de 2025, a unidade registou uma produção total próxima das 34 mil toneladas, repartidas entre produtos farinados e granulados. A produção mensal apresenta alguma variabilidade, refletindo flutuações na procura e na disponibilidade de matérias-primas. A Tabela 12 apresenta a distribuição mensal do volume de produção por tipo de produto no período de janeiro a junho de 2025.

Tabela 12 - Produção mensal por tipo de produto (janeiro-junho 2025). Fonte: Elaboração própria com base em dados fornecidos pela fábrica de rações.

Mês	Misturas – Linha 1 (ton)	Misturas - Linha 2 (ton)	Granulados (ton)	Total Produzido (ton)
Janeiro	2 910	1 611	1 211	5 733
Fevereiro	2 664	1 403	1 181	5 249
Março	3 004	1 583	1 223	5 811
Abril	2 724	1 708	1 094	5 527
Maio	3 368	1 409	1 331	6 109
Junho	2 933	1 687	1 145	5 766
Total			7187	34 198

As necessidades energéticas da fábrica assentam, assim, em três vetores principais. A energia elétrica é amplamente utilizada no acionamento dos diversos equipamentos eletromecânicos, incluindo moinhos, misturadores, transportadores, elevadores, ventiladores e sistemas de controlo. A energia térmica está associada exclusivamente ao processo de granulação, sendo assegurada pela caldeira a GPL. Adicionalmente, regista-se o consumo de gasóleo, consumido por veículos internos, tais como empilhadores e camiões, destinados às operações de carga, descarga e movimentação de materiais no interior da fábrica.

3.3.2. Processo Produtivo

O processo de fabrico de rações na unidade fabril é composto por uma sequência estruturada de operações que visam a transformação e acondicionamento de matérias-primas em produtos finais adequados à alimentação animal.

A organização do processo produtivo encontra-se representada nos esquemas das Figuras 25 e 27, destacando as principais etapas desde a receção dos ingredientes até à expedição do produto final.

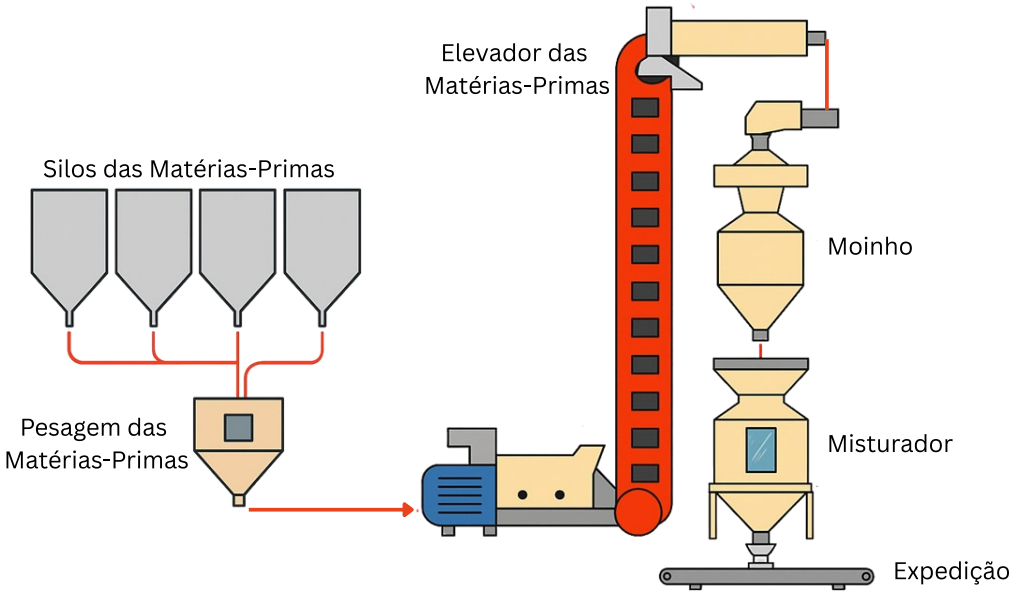


Figura 25 – Esquema representativo do processo produtivo da linha 1, que tem como produto final rações em mistura. Fonte: Elaboração própria a partir do fluxograma interno disponibilizado pela unidade fabril (Anexo B).

A operação inicia-se com a receção e armazenamento das matérias-primas. As matérias sólidas como o bagaço de soja, bagaço de colza e a polpa de citrinos, bem como outros produtos de origem vegetal são armazenados em silos verticais. Existem silos com controlo de temperatura armazenam as matérias-primas líquidas, nomeadamente o melaço e o óleo de soja. A fábrica possui ainda silos de menores dimensões que armazenam os aditivos como o propileno glicol. Além disso, são rececionados os materiais de embalamento e matérias-primas em sacos, que são acondicionados em zonas de armazenamento específicas.

As matérias-primas são extraídas dos silos por sem-fins transportadores, conduzidas até balanças automáticas que efetuam a dosagem segundo fórmulas pré-definidas. Os aditivos minoritários são frequentemente pesados manualmente. Assim, após a receção e o armazenamento, as matérias-primas são conduzidas aos sistemas de pesagem localizados na base da estrutura. A partir daí, seguem um percurso ascendente através de um elevador até ao ponto mais alto da instalação, iniciando depois um trajeto descendente por gravidade através dos equipamentos representados na Figura 26, que incluem as etapas de moagem e mistura da linha 1.



Figura 26 - Estrutura vertical da linha 1 da fábrica de rações, com destaque para as etapas de moagem, mistura e descarga do produto final.

As matérias-primas que exigem refinação passam por moinhos, ativados consoante a necessidade. A moagem tem como objetivo reduzir o tamanho de partícula, promovendo uma mistura mais homogénea e facilitando a digestibilidade do produto final.

As matérias-primas são homogeneizadas num misturador de pás, onde são incorporados, se necessário, aditivos líquidos e sólidos.

Após a mistura o processo pode seguir dois percursos distintos.

No caso das misturas farinados, o produto é armazenado temporariamente, podendo ser expedido a granel ou sujeito a embalamento e rotulagem, seguido da respetiva expedição. Assim, termina o processo produtivo da linha 1.

Se o produto final desejado for ração granulada, a mistura proveniente da fase de homogeneização é elevada e submetida ao condicionamento térmico, dando início ao processo de granulação.

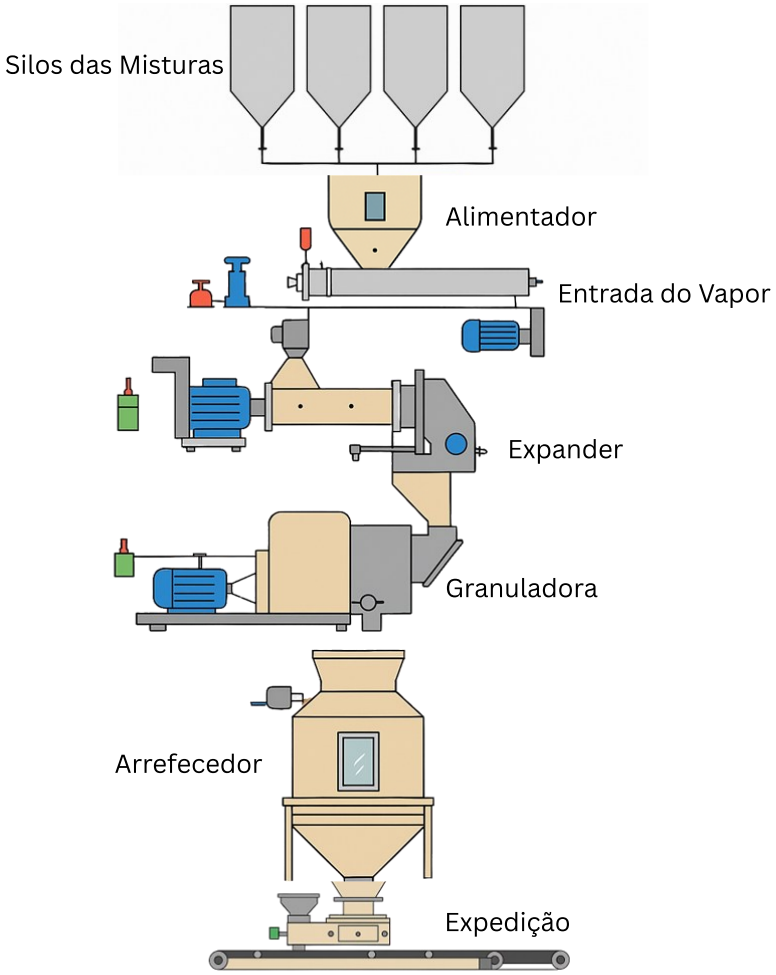


Figura 27 - Esquema representativo do processo de granulação, aplicável à linha 2, que complementa a produção de rações em mistura com a transformação em granulados. Fonte: Elaboração própria a partir do fluxograma interno disponibilizado pela unidade fabril (Anexo B).

Nesta fase, a mistura é elevada novamente, de forma a reentrar na linha de granulação na zona mais elevada da mesma.

De seguida, um injetor de vapor condiciona termicamente a mistura, promovendo a gelatinização parcial dos amidos, e esta é submetida a uma expansão térmica, num equipamento denominado de *expander*, com o objetivo de garantir uma melhor higienização e digestibilidade do produto. A mistura segue para a granuladora onde é compactada através de matrizes específicas adquirindo assim a forma final. A fábrica possui duas granuladoras, permitindo adaptar o formato à formulação desejada.

A ração granulada é arrefecida para evitar a degradação do produto nos silos, garantindo a sua estabilidade e durabilidade.

O produto final, é expedido a granel ou em sacos, conforme as necessidades dos clientes. Antes da expedição, o produto é rotulado e amostrado para controlo de qualidade.

A Figura 28 apresenta a estrutura real desta fase do processo, representando os equipamentos envolvidos, desde o alimentador das misturas farinadas até à expedição das rações em granulado.



Figura 28 - Estrutura vertical da linha 2 da fábrica de rações, desde a injeção de vapor até à expedição das rações granuladas.

A organização sequencial e modular da unidade fabril, aliada à separação clara entre processos mecânicos e térmicos, permite uma análise segmentada dos consumos energéticos por etapa de produção. Essa análise é desenvolvida na secção seguinte, com base em dados reais de operação.

3.3.3. Perfil de Consumo Energético

A avaliação do perfil de consumo energético da unidade fabril foi realizada com base em dados reais de produção entre janeiro e junho de 2025. Esta análise permite caracterizar o consumo de energia elétrica e térmica ao longo dos diversos processos produtivos da unidade, com especial destaque para o vetor térmico, dada a sua relevância na etapa de granulação e o seu potencial de descarbonização.

A fábrica funciona exclusivamente em dias úteis, entre as 07h00 e as 19h00, definindo um perfil de consumo energético concentrado no período diurno, compatível com sistemas de produção renovável, como a energia solar fotovoltaica. Os picos de consumo elétrico ocorrem sobretudo no início do turno, aquando do arranque simultâneo dos equipamentos.

3.3.3.1. Consumo de Energia Elétrica

No que diz respeito à energia elétrica, esta é requerida na maioria dos equipamentos envolvidos na produção das rações.

A Tabela 13 apresenta a evolução mensal do consumo de eletricidade, da produção total e dos indicadores específicos de eficiência energética entre janeiro e junho de 2025.

Tabela 13 - Consumo mensal de energia elétrica, produção total e indicadores específicos da fábrica de rações (janeiro a junho de 2025). Fonte: Elaboração própria com base em dados fornecidos pela fábrica de rações.

Mês	Energia consumida (kWh)	Custo Total (€)	Total Produzido (ton)	Consumo Específico (kWh/ton)	Custo Específico (€/ton)
Janeiro	55 612	3 735	5 733	9,70	0,651
Fevereiro	59 998	3 903	5 249	11,4	0,744
Março	56 680	3 879	5 811	9,75	0,667
Abril	65 844	3 946	5 527	11,9	0,714
Maio	58 031	4 096	6 109	9,50	0,670
Junho	59 444	4 216	5 766	10,3	0,731

Para melhor compreender a eficiência energética da unidade, foi calculado o consumo mensal de energia elétrica para o período de recolha de dados, expresso em kWh por tonelada de produto. Embora os valores mensais se encontrem já sintetizados na Tabela 13, a representação gráfica apresentada na Figura 29 permite evidenciar de forma mais clara a variabilidade temporal deste indicador ao longo do semestre analisado. A utilização de um gráfico de linhas com marcadores destaca o carácter discreto das observações mensais,

enquanto a inclusão de uma linha média facilita a identificação do comportamento global do consumo específico. Os resultados mostram que este indicador se manteve entre 9,5 kWh/ton e 11,9 kWh/ton, com um pico em abril, mês em que o consumo elétrico aumentou de forma mais acentuada em comparação com a produção.

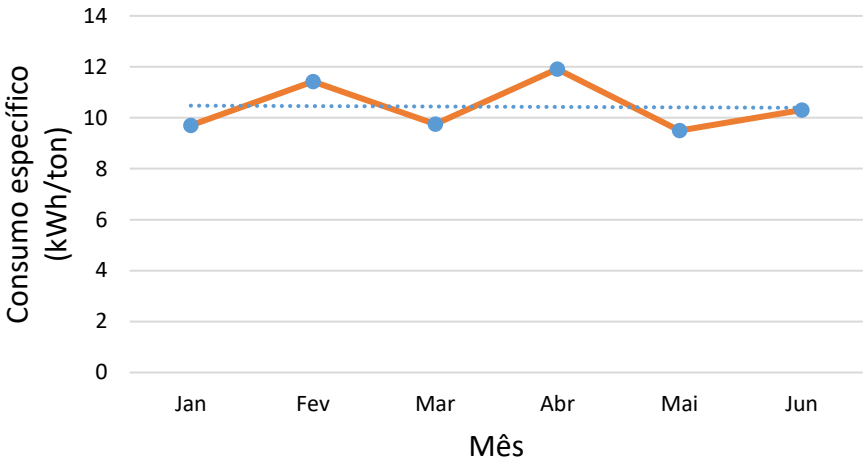


Figura 29 - Consumo específico de energia elétrica (kWh/ton) entre janeiro e junho de 2025.

De forma análoga, analisou-se a evolução mensal do custo específico de energia elétrica (€/ton), calculado a partir dos valores faturados. Apesar de esta informação estar igualmente refletida na Tabela 13, a Figura 30 permite visualizar de forma imediata a dispersão dos valores em torno do comportamento médio, bem como a sua tendência temporal. O gráfico evidencia oscilações entre 0,651 €/ton e 0,744 €/ton, refletindo simultaneamente variações no consumo específico e flutuações no preço da eletricidade contratada ao longo do período em análise.

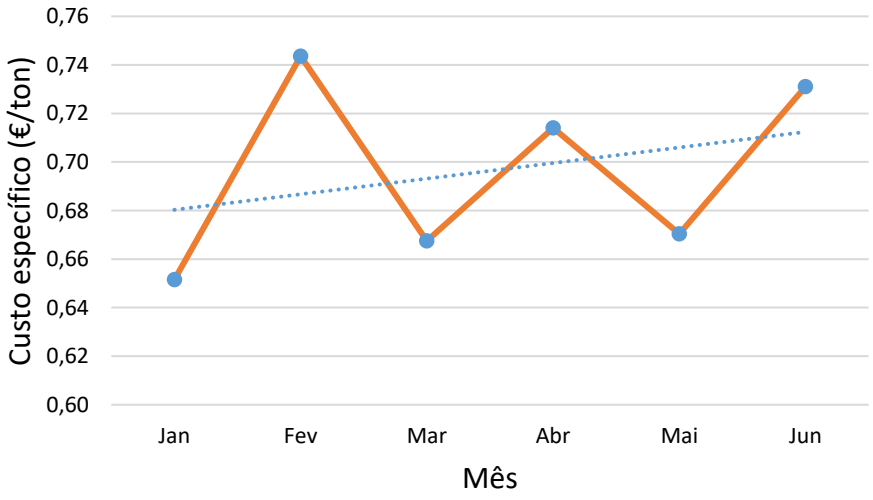


Figura 30 - Evolução mensal do custo específico de energia elétrica (€/ton) no primeiro semestre de 2025.

Em termos absolutos, o custo mensal da eletricidade variou entre 3 735 € e 4 215 €, representando um peso energético relevante, mas inferior ao da componente térmica.

3.3.3.2. CONSUMO DE ENERGIA TÉRMICA

O consumo de energia térmica representa um dos principais vetores de consumo e impacto ambiental na operação da fábrica de rações em estudo, especialmente na linha dedicada à produção de rações granuladas. Neste processo, a aplicação de calor é imprescindível para garantir a qualidade do produto final, seja através do condicionamento da mistura, da granulação ou do aquecimento de matérias-primas líquidas.

A unidade dispõe de uma caldeira industrial a GPL, modelo *Vapobloc 50 MCR-11*, cuja caracterização técnica relevante para o presente estudo está na Tabela 14, sendo a respetiva documentação técnica e declaração de conformidade apresentada no Anexo C.

Tabela 14 - Parâmetros operacionais da caldeira *Vapobloc 50 MCR-11*, utilizada na fábrica de rações. Fonte: Documentação técnica da caldeira (Anexo C).

Parâmetro	Valor
Volume útil de água	6 820 L
Pressão máxima admissível	11 bar
Temperatura de operação	188 °C
Capacidade de produção de vapor	2 100 kg/h
Eficiência térmica estimada	87%

A principal função da caldeira é fornecer vapor saturado para três principais pontos de consumo. Por um lado, o vapor é utilizado no *expander*, responsável pelo condicionamento térmico da mistura, promovendo gelatinização de amidos e plastificação antes da granulação, e na granuladora, onde ocorre a aglomeração das partículas sob pressão e temperatura controladas, formando o granulado final. Por outro lado, os condensados são aproveitados para o aquecimento dos silos de melaço de forma a assegurar a viscosidade e temperatura adequada desta matéria-prima.

A quantificação do consumo de energia térmica, equação (3.10), baseou-se nos registos reais de produção de rações granuladas no período de janeiro a junho, ou seja, 7 187 toneladas. A unidade forneceu também o valor médio de vapor consumido por tonelada de produto, determinado operacionalmente a partir do balanço diário da caldeira. Este indicador,

representado por k_{vap}, tem o valor de 600 kg/ton, e corresponde ao vapor necessário para o condicionamento térmico da mistura, gelatinização dos amidos e granulação.

$$m_{vap}(kg) = m_{prod}(ton) \cdot k_{vap}\ (kg/ton) \tag{3.10}$$

O consumo de GPL, equação (3.11), foi calculado com base na relação entre massa de combustível (m_{GPL}) e produção de vapor disponibilizada pela fábrica, obtida a partir dos registos operacionais da caldeira VAPOBLOC 50 MCR-11. Segundo estes dados, cada quilograma de GPL origina aproximadamente r_{GPL} = 16 kg de vapor, valor compatível com o desempenho do equipamento em operação.

$$m_{GPL} = \frac{m_{vap}}{r_{GPL}} \tag{3.11}$$

Com base no PCI do GPL, considerado 46 MJ/kg, a energia total de entrada do GPL é dada pela expressão (3.12).

$$E_{GPL} = m_{GPL} \cdot PCI_{GPL} \tag{3.12}$$

A aplicação das equações apresentadas aos dados de produção do período de janeiro a junho permitiu determinar, para cada mês, a massa total de vapor necessária, o consumo correspondente de GPL, o número de horas de funcionamento da caldeira e a energia térmica associada. A Tabela 15 sintetiza estes resultados, permitindo observar a variação mensal tanto da produção como dos consumos energéticos, bem como a consistência dos valores específicos face aos parâmetros técnicos definidos.

Tabela 15 - Resultados mensais de produção de rações granuladas, consumo de vapor e GPL, horas de funcionamento da caldeira e energia térmica associada, para o período de janeiro a junho.

Mês	Produção (ton)	Vapor (kg)	GPL (kg)	Horas da Caldeira	Energia GPL (GJ)
Janeiro	1 211	726 900	45 431	346,1	2 090
Fevereiro	1 181	708 936	44 308	337,6	2 038
Março	1 223	734 262	45 891	349,6	2 111
Abril	1 094	656 514	41 032	312,6	1 887
Maio	1 331	798 852	49 928	380,4	2 297
Junho	1 145	687 252	42 953	327,3	1 977
Total	7 185	4 312 716	269 543	2 053	12 399

A energia útil fornecida ao processo resulta da aplicação da eficiência média da caldeira. De acordo com a informação operacional disponibilizada pela fábrica, a caldeira apresenta uma eficiência média, representada por η_{cal}, igual a 0,87, conforme apresentado na equação (3.13).

$$E_{útil} = E_{GPL} \cdot \eta_{cal} \tag{3.13}$$

Em termos de entalpia de vapor saturado produzido, tendo em conta que se considerou a entalpia do vapor (h_{vap}) igual a 2,75 MJ/kg, a energia útil pode ser expressa recorrendo à equação (3.14).

$$E_{vap} = m_{vap} \cdot h_{vap} \tag{3.14}$$

A análise do fluxo energético principal demonstra que, para o período em estudo, a energia de entrada proveniente do GPL totalizou 12 399 GJ. Deste valor, 10 787 GJ foram efetivamente convertidos em energia útil na forma de vapor, enquanto 1 612 GJ corresponderam a perdas térmicas inerentes ao processo de combustão e transferência de calor.

A distribuição do consumo de vapor pelos diferentes equipamentos da linha de produção foi definida com base em análise termodinâmica do processo e nas práticas operacionais habitualmente adotadas na indústria de produção de rações. Considerou-se que 35% do vapor total produzido é direcionado para o *expander*, responsável pelo condicionamento térmico da mistura; 55% é consumido pela granuladora, onde ocorre a aglomeração das partículas sob pressão e temperatura controladas; e os restantes 10% são utilizados no sistema de aquecimento de melaço, aproveitando o calor dos condensados. Esta repartição constitui a base para o cálculo detalhado dos consumos energéticos por equipamento e para a posterior análise do potencial de recuperação de energia.

A Figura 31 apresenta a distribuição semestral da energia térmica consumida por equipamento, evidenciando o peso relativo de cada um no consumo total de vapor. Estes valores confirmam a importância da granuladora como principal ponto de consumo térmico da unidade, enquanto o aquecimento apresenta um perfil mais estável e menos representativo no balanço global.

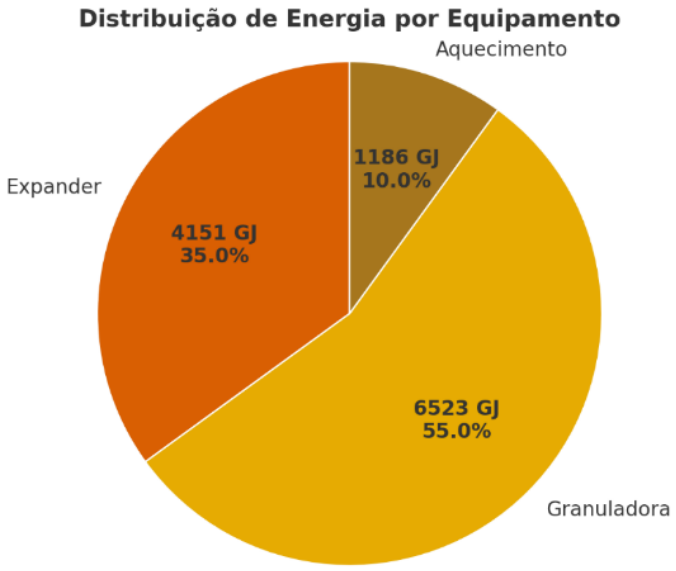


Figura 31 - Distribuição da energia térmica por equipamento na fábrica de rações, no 1º semestre de 2025.

A recuperação de condensados constitui uma oportunidade relevante para maximizar a eficiência energética do processo. Considerando a produção total de vapor no semestre (4 313 ton) e assumindo uma fração de recuperação, representada por f_{rec}, igual a 0,90 conforme indicado pelos dados operacionais da fábrica, determina-se a massa de condensados recuperados, através da equação (3.15).

$$m_{conds} = m_{vap} \cdot f_{rec} \tag{3.15}$$

A energia térmica contida nestes condensados pode ser determinada pela relação da equação (3.16).

$$E_{conds} = m_{conds} \cdot cp \cdot \Delta T \tag{3.16}$$

Considerando a diferença de temperatura entre o condensado (90 °C) e o ambiente (25 °C), e utilizando um calor específico da água de 4,18 kJ/(kg·°C), a energia térmica disponível para aproveitamento é de cerca de 1 054 GJ.

3.4. Balanço Energético Conjunto

Nesta secção, procede-se à análise comparativa entre os consumos energéticos da unidade fabril e a produção energética da central de biometano. Os dados apresentados têm por base

o funcionamento típico durante um ano completo de operação, recorrendo a medições reais, estimativas técnicas fundamentadas e simulações energéticas previamente descritas.

Esta análise baseia-se na caraterização dos consumos globais da fábrica de rações e da produção energética da central de biometano.

3.4.1. Perfil Global de Consumo Energético da Fábrica de Rações

A análise do perfil de consumo energético da fábrica, baseada nos dados reais de operação do primeiro semestre de 2025, revelou um desempenho consistente tanto no vetor elétrico como no térmico.

No que respeita ao consumo de eletricidade, verificou-se um consumo específico médio de 10,4 kWh por tonelada de produto, com valores mensais situados entre 9,5 e 11,9 kWh/ton. No total do período analisado, foram consumidos 355 611 kWh para uma produção acumulada de 34 198 toneladas.

Para permitir uma visão anual, procedeu-se à extrapolação dos dados do primeiro semestre, estimando-se assim um consumo elétrico anual de aproximadamente 711 MWh, o que corresponde a um consumo específico anual semelhante ao verificado no período analisado (10,4 kWh/ton).

No vetor térmico, que constitui o principal contributo energético do processo, a produção de vapor desempenha um papel determinante na linha de granulação. Com base na produção semestral de 7 185 toneladas de granulado e considerando um consumo de 600 kg de vapor por tonelada, a necessidade de vapor totaliza cerca de 8 625 toneladas anuais.

A caldeira alimentada a GPL registou, considerando para uma duração anual, um consumo equivalente a 539 toneladas de combustível ano, traduzindo-se numa energia química de entrada de 24 798 GJ ano. Considerando a eficiência média da caldeira (87%), a energia útil disponibilizada ao processo ascende a 21 574 GJ/ano.

A distribuição do consumo entre os diferentes equipamentos confirma a predominância da linha de granulação, responsável por aproximadamente 55% do vapor utilizado, seguindo-se o expander (35%) e o sistema de aquecimento do melaço (10%).

Desta forma, a fábrica de rações apresenta um perfil energético caracterizado por exigências simultâneas de eletricidade e calor, sendo este último claramente predominante, especialmente nas etapas de condicionamento e granulação.

3.4.2. PRODUÇÃO DA CENTRAL DE BIOMETANO

O balanço energético da central de biometano revela uma transformação significativa da energia química contida nas matérias-primas. A energia total disponível nos substratos introduzidos ascende a aproximadamente 205 GWh por ano, distribuída entre chorume bovino (180 GWh/ano), resíduos hortofrutícolas (22,6 GWh/ano) e lamas de lacticínios (2,8 GWh/ano).

O processo de DA converte esta energia em biogás com um conteúdo energético de 37,8 GWh por ano, correspondendo a um rendimento energético de 18,4%. Este valor é representativo da eficiência típica da DA, onde a maior parte da energia remanescente permanece no digestato sob a forma de matéria orgânica não degradada e calor não aproveitado.

A central adota uma estratégia de eletrificação total, prescindindo de sistemas de cogeração em favor de uma solução mais alinhada com os princípios da descarbonização e flexibilidade operacional. As necessidades energéticas da instalação incluem um consumo elétrico anual de 6 829 MWh, distribuído entre a produção de biogás (1 292 MWh/ano), o processo de *upgrading* (1 688 MWh/ano), as BC (2 815 MWh/ano) e a liquefação do CO_2 (1 034 MWh/ano).

3.5. COMENTÁRIOS E SÍNTESE DO CAPÍTULO

A análise da central de produção de biometano e da fábrica de rações, desenvolvidas ao longo deste capítulo, permite identificar fatores que apontam para a viabilidade técnica e estratégica de integração energética entre ambas as unidades. A proximidade física entre as duas infraestruturas, ambas implantadas na freguesia de Bagunte, no concelho de Vila do Conde, constitui um elemento crucial na minimização de perdas energéticas e de custos associados à infraestrutura de ligação. Esta localização comum, no seio de um polo agroindustrial promovido pela Cooperativa Agrícola de Vila do Conde, cria um contexto particularmente favorável à implementação de soluções de autoconsumo partilhado e transferência de calor.

No que respeita à central de produção de biometano, foi descrito o enquadramento do projeto, a localização, as matérias-primas previstas e o processo produtivo, incluindo a DA, a purificação por membranas e a liquefação do CO_2. Foram também quantificados os fluxos

de massa e energia, evidenciando-se uma produção anual estimada de 3 800 000 Nm^3 de biometano, obtida a partir de cerca de 186 955 toneladas de matéria-prima. Este valor reflete a produção energética total do processo, sem aplicação de fatores de rendimento, garantindo uma representação direta dos resultados obtidos.

Relativamente à fábrica de rações, procedeu-se à descrição do enquadramento geográfico, das linhas de produção e do processo produtivo, com destaque para as necessidades energéticas. O consumo elétrico anual foi estimado em 711 MWh, associado principalmente ao acionamento de equipamentos mecânicos, enquanto o consumo térmico, proveniente de uma caldeira a GPL, representa o vetor energético mais relevante, com 8 625 toneladas de vapor necessárias anualmente para a produção de rações granuladas. Este consumo implica 539 toneladas de GPL por ano, equivalentes a uma energia útil de 21 574 GJ, com perdas associadas ao rendimento da caldeira. Foi ainda quantificado o potencial de aproveitamento dos condensados, representando uma oportunidade de melhoria de eficiência.

A análise conjunta dos perfis de produção e consumo evidencia potencial significativo de integração energética. A proximidade física entre as duas unidades, a complementaridade entre a produção de energia térmica e elétrica na central de biometano e as necessidades energéticas da fábrica de rações constituem condições favoráveis para a implementação de estratégias de economia circular e descarbonização.

Estas conclusões reforçam a pertinência da análise desenvolvida no capítulo seguinte, onde são avaliados cenários de sinergia energética.

4. AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE DE SINERGIA ENERGÉTICA

4.1. INTRODUÇÃO

A crescente necessidade de descarbonizar o setor industrial e aumentar a eficiência energética tem incentivado a exploração de sinergias locais entre unidades de produção e consumo de energia. Neste contexto, a análise conjunta da unidade de produção de biometano e da fábrica de rações representa uma oportunidade estratégica para a criação de um ecossistema energético mais sustentável, assente nos princípios da economia circular.

A abordagem metodológica adotada permitiu caracterizar detalhadamente ambas as instalações, quantificar os seus fluxos energéticos e identificar as oportunidades de integração que poderão contribuir para a otimização energética do sistema conjunto. A unidade de biometano, com a sua capacidade de produção de energia renovável a partir de resíduos orgânicos, e a fábrica de rações, com as suas necessidades energéticas bem definidas, apresentam características complementares que justificam uma análise integrada.

O presente capítulo tem como objetivo avaliar a conversão da caldeira atualmente alimentada a GPL para o uso de GN, conversão esta que torna automaticamente o equipamento compatível com biometano devido às semelhanças físico-químicas e energéticas entre ambos os gases.

Após o estudo da conversão da caldeira para operação com GN, analisou-se a viabilidade de abastecer o sistema térmico com uma mistura de GN e biometano, recorrendo ao biometano produzido na unidade adjacente e complementando o fornecimento com GN adquirido.

4.2. DESCARBONIZAÇÃO DA FÁBRICA DE RAÇÕES

A descarbonização do setor industrial assume um papel central no cumprimento das metas nacionais e europeias de neutralidade carbónica. Em Portugal, está estabelecida a redução de 55% das emissões de GEE até 2030, em comparação com 1990, e o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica até 2050 [54]. Neste enquadramento, o setor industrial deverá contribuir com uma redução de 40% das suas emissões até 2030, em relação a 2005,

reforçando a importância da transição para soluções energéticas mais limpas e sustentáveis [12].

A análise comparativa dos perfis energéticos das duas unidades em estudo revela características complementares que sugerem oportunidades de integração. A unidade de biometano produz 37,8 GWh de energia renovável por ano sob a forma de biometano. Por sua vez, a fábrica de rações consome 6,0 GWh de energia térmica, proveniente da atual queima de GPL.

A principal oportunidade de sinergia identificada consiste na substituição do GPL pelo biometano produzido na central. Esta medida permite descarbonizar significativamente o processo térmico da fábrica, uma vez que o biometano é considerado um combustível de origem renovável e neutro em carbono. A utilização direta de biogás não é considerada, dado que a caldeira convertida para GN requer um combustível com características equivalentes e apenas o biometano apresenta composição e poder calorífico compatíveis, ao contrário do biogás bruto, cujo menor teor de metano e presença de outros gases exigiriam adaptações adicionais no sistema de combustão.

A presente secção tem como objetivo avaliar a viabilidade energética, técnica, económica e ambiental desta substituição, tendo por base em dados operacionais reais e em cenários ajustados ao contexto regulatório em vigor, nomeadamente no que respeita à fiscalidade sobre emissões de CO_2 e aos compromissos de descarbonização assumidos em Portugal.

4.2.1. Análise Energética

A substituição do GPL por uma mistura de biometano e GN na caldeira industrial da fábrica de rações exige uma análise rigorosa das equivalências energéticas de forma a garantir que as necessidades térmicas do processo são integralmente satisfeitas.

4.2.1.1. Propriedades dos combustíveis

A análise energética inicia-se com a caracterização detalhada das propriedades energéticas dos três combustíveis envolvidos: GPL, biometano e GN. Estas propriedades determinam as quantidades necessárias de cada combustível para fornecer a mesma energia térmica aos processos produtivos da fábrica.

O GPL atualmente utilizado na fábrica de rações corresponde a uma mistura típica de 60% propano e 40% butano, apresentando um elevado poder calorífico e uma massa volúmica significativamente superior à dos combustíveis gasosos [55][56]. Estas características conferem-lhe uma elevada densidade energética, embora também impliquem maiores emissões específicas e custos superiores por unidade de energia útil [50].

O biometano, por sua vez, resulta do processo de *upgrading* do biogás, atingindo concentrações de metano superiores a 95% [57]. Esta maior pureza coloca-o energeticamente muito próximo do gás natural, diferenciando-se essencialmente pelo facto de ser um combustível renovável e neutro em carbono [58].

Já o GN disponibilizado na rede nacional apresenta um teor de metano ligeiramente inferior ao do biometano, mas com propriedades físico-químicas muito semelhantes [59]. A sua menor massa volúmica facilita a mistura com o ar durante a combustão, contribuindo para um processo mais eficiente [58].

Na Tabela 16 estão compiladas as propriedades fundamentais utilizadas nos cálculos seguintes referentes aos três combustíveis em análise.

Para além das propriedades termodinâmicas usuais, também se considerou o IW, utilizado para comparar o desempenho de diferentes combustíveis gasosos em equipamentos de combustão. O IW resulta da relação entre o poder calorífico volumétrico (PCI_{vol}) e a raiz quadrada da sua densidade relativa face ao ar (ρ_{rel}), conforme a equação (4.1).

$$IW = \frac{PCI_{vol}}{\sqrt{\rho_{rel}}} \tag{4.1}$$

A densidade relativa é calculada como $\rho_{rel} = \rho_{gás}/\rho_{ar}$, assumindo uma densidade do ar a condições normais de 1,293 kg/Nm^3 [58]. Este parâmetro permite comparar o desempenho de combustão entre gases com diferentes propriedades físico-químicas e avaliar a sua utilização num mesmo queimador sem alterações significativas ao equipamento. Os valores obtidos para o GPL, biometano e GN encontram-se na Tabela 16.

Tabela 16 - Propriedades energéticas e físicas dos combustíveis, incluindo o Índice de Wobbe. Os valores apresentados correspondem a condições PTN (0 °C, 1 atm).

Combustível	Massa volúmica (kg/Nm^3)	PCI (MJ/kg)	PCI (MJ/Nm^3)	PCI (kWh/Nm^3)	IW (MJ/Nm^3)
GPL	2,01	46,1	92,7	25,8	71,8
Biometano	0,72	49,7	35,8	9,94	46,3
GN	0,78	48,9	35,2	9,78	43,8

Em síntese, o GPL apresenta um PCI por unidade de volume bastante superior, resultado direto da sua maior massa volúmica, enquanto o biometano e o GN exibem valores próximos entre si.

Além disso, o GN e o biometano mostram valores de IW significativamente mais baixos, mas muito próximos entre si, o que confirma a sua compatibilidade para utilização num mesmo queimador após conversão adequada.

Assim, a substituição do GPL deve ser avaliada não só em termos energéticos, mas também pelos benefícios ambientais associados.

4.2.1.2. EQUIVALÊNCIAS ENERGÉTICAS

A determinação correta do consumo energético atual constitui o ponto de partida para o dimensionamento da solução alternativa. A fábrica de rações consome atualmente GPL para alimentar a caldeira existente, cuja eficiência é de η_{GPL}= 87%. A energia térmica total e a energia útil correspondentes foram calculadas através das equações (4.2) e (4.3).

$$E_{GPL} = m_{GPL} \cdot PCI_{GPL} \tag{4.2}$$

$$E_{útil} = E_{GPL} \cdot \eta_{GPL} \tag{4.3}$$

Através da equação (4.4) e tendo por base essa energia útil, determinou-se o volume de mistura gasosa necessário após conversão para operação a biometano e gás natural, considerando uma eficiência superior, η_{GN} = 89% [60] e o poder calorífico da mistura, calculado pela equação (4.5).

$$V_{gases} = E_{útil} \cdot PCI_{mist} \cdot \eta_{GN} \tag{4.4}$$

Este cálculo considera o poder calorífico médio da mistura, que varia conforme a proporção de biometano e GN utilizada, tal como na expressão (4.5). Para uma mistura equilibrada de 50% biometano e 50% GN, o poder calorífico médio é de 35,5 MJ/Nm^3.

$$PCI_{mist} = (PCI_{BM} \cdot x_{BM}) + (PCI_{GN} \cdot x_{GN}) \quad (4.5)$$

Os parâmetros adotados nos cálculos encontram-se sintetizados na Tabela 17.

Tabela 17 - Síntese dos parâmetros energéticos e de combustão utilizados na análise.

Parâmetro	Valor
Massa anual de GPL consumido	539 ton
Energia total do GPL	24 852 GJ
Energia útil (87%)	21 621 GJ
PCI da mistura 50/50 BM–GN	35,5 MJ/Nm³
Volume total de mistura necessário	684 325 Nm³/ano
Volume anual de biometano	309 052 Nm³
Percentagem da capacidade da central	8,1%

A análise mostra que a substituição do GPL por uma mistura de biometano e GN é tecnicamente viável, mantendo a energia útil necessária ao processo produtivo, aumentando ligeiramente a eficiência e reduzindo o consumo total de combustível. Dada a proximidade entre as instalações, a implementação de uma conduta dedicada entre a central de biometano e a fábrica surge como uma solução tecnicamente simples e com vantagens operacionais, eliminando transporte rodoviário e garantindo segurança e continuidade de abastecimento.

4.2.2. Análise Técnica

A integração da nova configuração de combustíveis com os sistemas existentes da fábrica de rações requer uma abordagem sistemática, de modo a minimizar as interrupções operacionais e a maximizar a compatibilidade com os equipamentos auxiliares. Esta integração abrange não apenas a caldeira principal, mas também os sistemas de distribuição de vapor, controlo de processo, e gestão energética.

A conversão da caldeira *Vapobloc 50 MCR-11*, originalmente concebida para GPL, para a utilização de combustíveis gasosos, como o biometano e o GN, requer modificações técnicas fundamentadas na diferença das propriedades físico-químicas dos combustíveis e nos requisitos de combustão.

A alteração mais significativa está relacionada com o sistema de alimentação de combustível, uma vez que o GPL é armazenado e fornecido em fase líquida, necessitando de

vaporizadores e sistemas de pressurização específicos, os quais deixam de ser necessários com a utilização de combustíveis já fornecidos em fase gasosa.

No entanto, a nova configuração requer tubagens de maior diâmetro para suportar os caudais volúmicos gasosos superiores.

Para dimensionar as tubagens teve-se como base o consumo máximo da caldeira. Para uma potência térmica de 1 570 kW, e tendo em conta o PCI do GN (PCI_{GN} = 9,78 kWh/Nm^3), aplicou-se a equação (4.6).

$$Q_{máx} = \frac{P_{caldeira}}{PCI_{GN}} \tag{4.6}$$

Assim, obteve-se um caudal volúmico máximo de 161 Nm^3/h, em condições normalizadas (0 °C, 1 atm), o que significa que a caldeira consumirá 161 metros cúbicos normais de GN por hora.

Para selecionar o diâmetro da tubagem, utiliza-se a equação de *Darcy-Weisbach* (equação 4.7), que relaciona a perda de carga num tubo com o caudal, diâmetro, comprimento e propriedades do fluido [61].

$$\Delta P = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{\rho\, v^2}{2} \tag{4.7}$$

Onde ΔP diz respeito à perda de carga (Pa) considerada; f é o fator de atrito (adimensional); L é o comprimento da tubagem (m); D é o diâmetro interno (m) que se pretende determinar; ρ é a densidade do gás (kg/m^3) e v é a velocidade do gás (m/s).

Estabeleceu-se uma perda máxima de 5 mbar (500 Pa) ao longo de 120 m de tubagem, entre o ponto de entrada e a caldeira. Este limite garante a pressão adequada nos queimadores. Com base nas propriedades do GN e admitindo uma velocidade de cerca de 15 m/s, recomendada para instalações industriais, determinou-se que que é necessária tubagem uma tubagem DN50 em aço inoxidável AISI 316L com parede de 2,5 mm [62].

A escolha do aço AISI 316L garante resistência à corrosão e durabilidade, particularmente importante nas instalações de GN onde podem existir vestígios de humidade e compostos sulfurosos [58]. A espessura de parede de 2,5 mm garante resistência mecânica adequada para a pressão de trabalho de 16 bar.

O sistema de regulação de pressão é necessário para reduzir e controlar a pressão do GN desde a pressão de fornecimento até à pressão adequada aos queimadores, garantindo uma pressão constante e estável em todas as condições operacionais [63].

A modificação dos queimadores de GPL para a mistura de GN com biometano, baseia-se na alteração das caraterísticas de injeção e mistura ar-combustível, considerando as diferentes propriedades de combustão dos gases. Assim, é necessária a modificação nos orifícios de injeção de combustível de modo a adequar-se às diferentes características de densidade e velocidade de chama dos gases naturais.

O dimensionamento dos orifícios tem por base a equação *Saint-Venant* (equação 4.8) que descreve o escoamento de gases através de orifícios sob pressão [64].

$$Q = C_d \cdot A \cdot \sqrt{2 \cdot \Delta P \cdot \rho} \tag{4.8}$$

Onde Q é o caudal volumétrico (m^3/s); C_d diz respeito ao coeficiente de descarga, tipicamente 0,6 para orifícios bem dimensionados; A é a área do orifício (m^2) através da qual se determinará o diâmetro; ΔP é a diferença de pressão através do orifício (Pa) e ρ é a massa volúmica do gás (kg/m^3).

Para manter a potência térmica quando se substitui GPL por GN, é necessário compensar as diferenças de densidade e poder calorífico. O GPL tem uma massa volúmica de 2,01 kg/Nm^3, enquanto o GN tem apenas 0,78 kg/Nm^3. Esta diferença de densidade afeta diretamente o caudal mássico através dos orifícios.

Assim, de forma a manter a potência térmica, o caudal mássico energético deve permanecer constante, pelo que a equação (4.9) deve ser tida em conta.

$$m_{GPL} \cdot PCI_{GPL} = m_{GN} \cdot PCI_{GN} \tag{4.9}$$

Aplicando a equação de *Saint-Venant* e considerando que a pressão diferencial se mantém constante obtém-se a expressão (4.10).

$$\frac{A_{GN}}{A_{GPL}} = \sqrt{\frac{\rho_{GPL}}{\rho_{GN}} \cdot \frac{PCI_{GPL}}{PCI_{GN}}} \tag{4.10}$$

Dado que a área de um orifício é proporcional ao quadrado do diâmetro, a relação entre os diâmetros pode ser expressa conforme a equação (4.11).

$$\frac{D_{GN}}{D_{GPL}} = \sqrt{\frac{A_{GN}}{A_{GPL}}} \tag{4.11}$$

Substituindo os valores, a relação dos diâmetros é igual a 1,48. Tendo em conta que o diâmetro original dos orifícios de GPL é 29,4 mm, o novo diâmetro deverá ter o valor de 43,5 mm.

Este resultado demonstra que, para assegurar a mesma potência térmica, os orifícios dos queimadores devem ser redimensionados de modo a permitir a passagem de um caudal superior da mistura de GN com biometano, compensando a menor densidade e poder calorífico destes combustíveis face ao GPL.

Além disso, a combustão eficiente depende de uma mistura adequada entre o combustível e o ar, assegurando que a quantidade de oxigénio disponível é suficiente para oxidar completamente os hidrocarbonetos, sem resultar em excesso de ar ou em combustíveis não queimados. Esta relação é definida pela estequiometria da reação de combustão, sendo designada por relação ar–combustível estequiométrica [65].

A determinação deste parâmetro baseia-se na quantidade de oxigénio necessária para queimar cada componente do combustível. Determina-se primeiro o oxigénio necessário pela reação química de cada hidrocarboneto e, em seguida, converte-se essa necessidade para ar, dividindo pela fração mássica de oxigénio presente no ar. O resultado fornece a massa total de ar exigida para queimar 1 kg de combustível.

No caso do GPL, composto essencialmente por uma mistura de propano (C_3H_8) e butano (C_4H_{10}), a reação de combustão teórica deve considerar a proporção molar de cada componente. Admitindo uma composição típica de 60% propano e 40% butano, a reação global pode ser expressa como a combinação ponderada das reações individuais de cada componente. Assim, a reação química completa pode ser expressa conforme a equação (4.12), correspondendo a uma relação estequiométrica teórica de 15,7 kg de ar/kg de combustível [66].

$$\begin{aligned} C_3H_8 + 5\ O_2 &\rightarrow 3\ CO_2 + 4\ H_2O \\ C_4H_{10} + 6{,}5\ O_2 &\rightarrow 4\ CO_2 + 5\ H_2O \end{aligned} \tag{4.12}$$

Já o GN e o biometano são considerados praticamente equivalentes em termos de composição, sendo ambos constituídos maioritariamente por CH_4. Como consequência, a sua

relação ar–combustível pode ser diretamente obtida a partir da reação estequiométrica do metano, dada pela equação (4.13), resultando numa relação de 17,2 kg de ar /kg de combustível [66].

$$CH_4 + 2\ O_2 \rightarrow CO_2 + 2\ H_2O \quad (4.13)$$

A relação ar – combustível estequiométrica é superior no GN em comparação com o GPL, refletindo as diferenças nas respetivas composições químicas.

Calculou-se o aumento percentual necessário de entrada de ar e obteve-se 9,6%, o que significa que o GN requer uma maior quantidade de ar para garantir a combustão completa quando comparado com o GPL.

A implementação de sistemas de monitorização contínua das emissões permite não só o cumprimento dos requisitos regulamentares, mas também a otimização contínua dos parâmetros de combustão. Analisadores de oxigénio e monóxido de carbono nos gases de combustão fornecem a informação em tempo real para ajustes automáticos da mistura ar-combustível [65].

A conversão para combustíveis gasosos requer a implementação de sistemas de segurança específicos, adequados às características dos gases combustíveis. Estes sistemas são dimensionados conforme as normas europeias EN 746-2 para equipamentos industriais de combustão [67].

A instalação de novos sensores de deteção de fugas de gás metano é obrigatória, uma vez que o metano possui características de deteção diferentes do GPL e requer sistemas específicos de monitorização [65].

É ainda necessário a instalação de válvulas de corte rápido na alimentação de combustível que são acionadas automaticamente quando existir deteção de gás ou falha de gás. Uma das válvulas deve ser instalada na entrada da casa da caldeira e a outra junto aos queimadores [62].

Na Tabela 18 apresenta-se uma síntese das modificações necessárias para a conversão da caldeira de GPL para a mistura de GN com biometano, organizada por área de conversão.

Tabela 18 - Síntese das modificações necessárias para conversão de GPL para biometano/gás natural.

Área de conversão	Modificação	Justificação
Alimentação	Tubagem em aço inox DN50 e regulação de pressão	Adequação ao maior caudal de GN
Queimadores	Aumento do diâmetro dos orifícios (43,5 mm)	Ajuste à menor densidade e PCI do GN
Mistura ar-combustível	Aumento de 10% no ar de combustão	Relação estequiométrica superior do CH_4
Segurança	Deteção de fugas, válvulas de corte	Requisitos de segurança para gases leves como o CH_4

Em síntese, as modificações propostas permitem a adaptação da caldeira *Vapobloc 50 MCR-11* às condições específicas de operação com biometano e GN, assegurando a manutenção da potência térmica nominal, a eficiência do processo de combustão e o cumprimento das exigências de segurança. Esta conversão garante não apenas a compatibilidade técnica com os novos combustíveis, mas também a fiabilidade operacional e a preparação da unidade para um contexto energético mais sustentável.

4.2.3. AVALIAÇÃO AMBIENTAL

A substituição do GPL por biometano representa uma medida de elevado impacto ambiental positivo, contribuindo significativamente para a redução das emissões de GEE de origem fóssil associadas ao processo produtivo da fábrica de rações.

A análise centra-se nas emissões de CO_2 equivalente (CO_2eq), que representam o principal impacto climático dos combustíveis fósseis. Os fatores de emissão utilizados baseiam-se nas diretrizes do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) de 2019, complementadas por dados específicos da Agência Portuguesa do Ambiente para combustíveis utilizados em Portugal [19].

O GPL utilizado atualmente na fábrica de rações apresenta um fator de emissão de 3,45 kg CO_2eq/kg, valor que inclui as emissões diretas da combustão e considera o potencial de aquecimento global dos diferentes componentes da mistura propano-butano. Uma vez que o consumo anual de GPL corresponde a 539 toneladas, as emissões de CO_2 anuais são 1 860 ton CO_2eq.

Para efeitos de comparação, é relevante considerar a pegada carbónica associada ao biometano. De acordo com o IPCC, o biometano apresenta frequentemente emissões negativas de CO_2eq. Este resultado deve-se ao facto de que a DA capta o metano que, de outra forma, seria libertado diretamente para a atmosfera caso o chorume não fosse valorizado energeticamente. Dado que o metano possui um potencial de aquecimento global 28 a 34 vezes superior ao CO_2, evitar a sua libertação acarreta um benefício climático substancial. Consequentemente, o balanço líquido de emissões do biometano resulta na designada *carbon negativity*, evidenciando que a utilização deste combustível não só substitui emissões fósseis como também evita emissões que ocorreriam na ausência de tratamento.

Neste contexto, a substituição do GPL por biometano elimina as emissões diretas associadas ao combustível fóssil, contribui para um benefício climático adicional proveniente da captura e valorização do metano agrícola. O impacto ambiental da transição é, portanto, duplamente positivo, reforçando a viabilidade ambiental da integração entre as duas instalações.

A Tabela 19 apresenta a comparação dos cenários de substituição do GPL por misturas de biometano e GN.

Tabela 19 - Comparação das emissões anuais de CO_2 equivalente para o cenário atual com GPL e para diferentes cenários de substituição parcial por misturas de biometano e gás natural.

Cenário	Combustível	Emissões (tCO_2eq/ano)	Redução face ao GPL (t/ano)	Redução (%)
Atual	GPL	1 860	—	—
Cenário 1	20% Biometano + 80% GN	1 478	382	21
Cenário 2	30% Biometano + 70% GN	1 276	584	31
Cenário 3	50% Biometano + 50% GN	873	987	53
Cenário 4	100% Biometano	-135	1995	107

De forma geral, podemos contatar que à medida que a fração de biometano aumenta, verifica-se uma redução progressiva das emissões anuais de CO_2 equivalente. Este comportamento resulta de dois efeitos complementares. Por um lado, o GN apresenta um fator de emissão inferior ao GPL, o que justifica a diminuição observada nos cenários com menor incorporação de biometano. Por outro lado, o biometano possui um balanço carbónico favorável, frequentemente associado a emissões negativas devido à captura de metano que, de outra forma, seria libertado para a atmosfera. Assim, a introdução crescente de biometano

não só substitui emissões fósseis como evita emissões adicionais associadas ao armazenamento e decomposição dos efluentes.

No cenário com 100% de biometano, o valor líquido negativo resulta da contabilização de um crédito por emissões evitadas associado à captura e valorização de metano proveniente do tratamento dos efluentes, considerando o CO_2 da combustão como biogénico, este crédito (expresso em CO_2 equivalente) supera as emissões contabilizadas, conduzindo a um balanço líquido negativo.

Para compreender estes resultados, é importante perceber quais as metas nacionais e qual o seu impacto para a indústria.

Portugal está vinculado à neutralidade carbónica em 2050, conforme definido na Lei de Bases do Clima, e às metas intermédias de redução de emissões previstas no PNEC 2030. Embora estas metas não constituam obrigações individuais para a fábrica, uma vez que esta não integra o regime europeu de comércio de emissões (EU-ETS), traduzem-se em orientações setoriais que condicionam a regulamentação futura e os requisitos ambientais aplicáveis à indústria.

Para a empresa, a redução das suas emissões assume relevância estratégica e operacional. A manutenção de níveis elevados de emissões de combustíveis fósseis pode implicar custos acrescidos no futuro, nomeadamente através de taxas sobre carbono, obrigações acrescidas de comunicação dos consumos energéticos e das emissões, limitações ao uso de certos combustíveis ou necessidade de investir em medidas corretivas impostas por legislação subsequente. Em contrapartida, a redução antecipada das emissões permite à fábrica alinhar-se com a trajetória nacional de descarbonização, mitigar riscos regulatórios e económicos, e reforçar a sua competitividade num contexto industrial progressivamente orientado para combustíveis de baixo carbono.

4.2.4. Análise Económica

A avaliação económica da substituição do GPL por uma mistura de biometano e GN baseia-se numa análise dos custos atuais e projetados de cada combustível. Esta análise utiliza preços de mercado atualizados para 2025, refletindo as condições económicas contemporâneas do setor energético português. Além disso, considera os investimentos necessários à alteração do combustível, particularmente no que respeita às modificações na caldeira.

4.2.4.1. CUSTO DOS COMBUSTÍVEIS

A análise económica começa pela determinação precisa dos custos atuais de combustível, que servem de referência para avaliar o impacto financeiro da substituição do GPL pela mistura de GN e biometano. O custo anual com GPL resulta do produto entre o consumo anual e o preço unitário do combustível, que corresponde a 0,95 €/kg [68], preço obtido através da fatura de fornecimento de 2025. Este cálculo direto revela que a fábrica de rações gasta anualmente mais de 512 005 € em combustível GPL.

Para facilitar a comparação entre combustíveis com unidades e poderes caloríficos distintos, estes preços foram convertidos em termos de custo energético específico (€/kWh). No caso do GPL, o valor de referência é 0,085 €/kWh.

Relativamente aos combustíveis alternativos, considerou-se como referência o preço médio do GN em Portugal para consumidores industriais em 2025, fixado em 0,075 €/kWh. Este valor, reportado pela ERSE, reflete a maior maturidade do mercado de GN, caracterizado por uma infraestrutura consolidada e custos de distribuição mais baixos quando comparados com o GPL [69].

No caso do biometano, o preço encontra-se normalmente reportado como uma faixa entre 0,09 e 0,12 €/kWh, refletindo as variações associadas ao processo de purificação (upgrading), à escala de produção e às condições contratuais de fornecimento [12]. Para efeitos desta análise, foi adotado o valor médio de 0,105 €/kWh, considerado representativo e equilibrado, permitindo comparar de forma transparente a sua competitividade face ao GN e ao GPL. Este enquadramento garante que a análise económica assenta em pressupostos realistas e alinhados com as práticas do setor energético nacional e europeu.

A Tabela 20 sintetiza os preços de referência utilizados neste estudo.

Tabela 20 - Preços de referência dos combustíveis considerados na análise.

Combustível	Preço de referência (€/kWh)
GPL	0,085
GN	0,075
Biometano	0,105

Com base no consumo energético anual da fábrica, correspondente a cerca de 6 GWh/ano de energia térmica útil requerida pelo processo, e nos preços de referência para os diferentes combustíveis, foram avaliados cenários de substituição parcial do GPL por

misturas de gás natural e biometano, garantindo-se em todos os casos o fornecimento da mesma energia útil à caldeira, conforme apresentado na Tabela 21.

Tabela 21 - Comparação dos custos anuais de combustível para diferentes cenários de substituição do GPL por misturas de biometano e gás natural.

Cenário	Combustível	Custo anual (€)	Variação face ao GPL
Atual	GPL	512 135	-
Cenário 1	20% Biometano + 80% GN	497 664	- 2,8%
Cenário 2	30% Biometano + 70% GN	516 094	+ 0,8%
Cenário 3	50% Biometano + 50% GN	552 958	+ 8,0%
Cenário 4	100% Biometano	632 019	+ 23,4 %

A análise dos cenários, realizada para um fornecimento anual constante de 6 GWh de energia térmica útil ao processo, mostra que o impacto económico da substituição do GPL depende sobretudo da fração de biometano incorporada. A solução com 20% de biometano destaca-se como a mais equilibrada, pois permite reduzir simultaneamente os custos e as emissões, tal como se observa nos resultados de emissões apresentados anteriormente.

Com 30% de biometano, verifica-se um ligeiro aumento dos custos, mas compensado por uma redução ambiental mais significativa, revelando um compromisso intermédio entre desempenho económico e ambiental.

A incorporação de 50% de biometano proporciona a maior diminuição das emissões entre as misturas analisadas, embora associada a um acréscimo de custos mais elevado. Este aumento pode ser entendido como um custo inerente ao processo de descarbonização, tendência comum em vários setores industriais. No setor agroalimentar, esse esforço pode até constituir uma vantagem competitiva, permitindo à fábrica posicionar-se como produtora de rações com menor pegada carbónica.

O cenário 100% biometano, apresentado apenas como referência, representa simultaneamente o custo energético mais elevado e o potencial máximo de redução de emissões. A sua inclusão permite enquadrar os restantes cenários e perceber que uma parte substancial dos benefícios ambientais pode ser alcançada através de misturas, sem incorrer no custo total de uma substituição integral.

De forma geral, verifica-se que misturas com menor fração de biometano asseguram maior equilíbrio económico, enquanto incorporações mais elevadas maximizam o benefício

ambiental. A escolha entre cenários deve, por isso, ponderar estes dois aspetos em conjunto, num contexto de crescente exigência regulatória e de mercado em matéria de emissões.

4.2.4.2. INVESTIMENTOS

A implementação da sinergia energética requer investimentos específicos em equipamentos e infraestruturas que devem ser avaliados no contexto da viabilidade económica global do projeto.

As modificações necessárias na caldeira *Vapobloc 50 MCR-11* representam um investimento acrescido no projeto. A conversão completa do sistema de combustão, incluindo novos queimadores, sistema de alimentação de gás e instrumentação de segurança, está estimada em 13 670 €, tal como apresentado na Tabela 22. Este valor baseia-se em orçamentos de fornecedores especializados em conversões de caldeiras industriais e inclui todos os componentes necessários para uma operação segura e eficiente.

Tabela 22 - Distribuição detalhada dos investimentos na conversão da caldeira.

Categoria	Equipamento/Componente	Custo (€)
Sistema de Alimentação	Tubagem AISI 316L DN50	5 400
	Reguladores de pressão	2 550
Queimadores	Novos orifícios	1 440
	Ajustes ar de combustão	800
Segurança	Detetor de gás	1 280
	Válvulas de corte rápido	2 200
	Total	13 670

A maior parcela corresponde ao sistema de alimentação de gás (7 950€), que integra a substituição da tubagem por aço inoxidável AISI 316L DN50, garantindo resistência à corrosão e durabilidade [70], bem como a instalação de reguladores de pressão adequados às características do GN e do biometano [71].

Na categoria de queimadores (2 240 €), o investimento envolve a substituição e redimensionamento dos orifícios de injeção, bem como os ajustes no sistema de admissão de ar para assegurar a correta relação ar-combustível. Estes componentes são necessários para garantir a estabilidade da chama e a eficiência da combustão com os novos combustíveis.

Por fim, os custos associados à segurança (2 480 €) englobam a instalação de detetores de gás e válvulas de corte rápido [63], dispositivos essenciais para prevenir fugas e minimizar riscos operacionais, assegurando a conformidade com os requisitos normativos em vigor.

A repartição detalhada dos custos evidencia que o investimento não se limita a alterações pontuais, mas contempla uma reconfiguração abrangente do sistema de combustão e alimentação da caldeira, reforçando tanto a eficiência energética como a segurança operacional. Este esforço inicial constitui, portanto, um elemento fundamental na análise de viabilidade económica do projeto de substituição do GPL por GN e biometano.

4.2.4.3. VALORIZAÇÃO AMBIENTAL

A substituição do GPL pela mistura de biometano e GN permite reduzir de forma significativa as emissões de GEE, gerando uma poupança indireta associada ao valor de mercado do carbono. Para a quantificação deste benefício, considerou-se um preço de referência de 85 €/tCO_2eq, aplicável ao sistema europeu de comércio de emissões [72].

Os resultados obtidos estão apresentados no gráfico da Figura 32 e demonstram que o cenário com 20% de biometano resulta numa redução anual de 382 tCO_2eq, equivalente a cerca de 32 470 € em custos evitados de emissões. Com uma incorporação de 30% de biometano, a redução aumenta para 584 tCO_2eq, correspondendo a uma poupança de 49 640 €. Por fim, no cenário de 50% de biometano, a diminuição das emissões atinge 987 tCO_2eq/ano, o que representa um valor económico evitado próximo de 83 895 €.

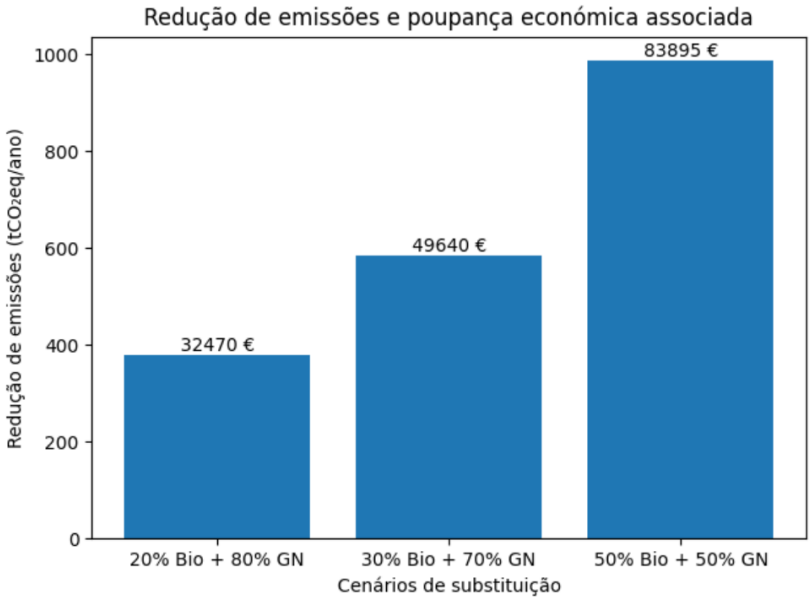


Figura 32 - Redução anual de emissões de CO_2 equivalente e respetiva valorização económica para diferentes cenários de substituição do GPL por misturas de biometano e GN.

Estes valores não se traduzem em receitas adicionais diretas, mas sim em custos evitados, que devem ser interpretados como uma poupança indireta anual. A análise confirma que quanto maior a fração de biometano incorporada, maior é a mitigação de emissões e a valorização económica associada, reforçando a relevância ambiental da substituição do GPL e o seu enquadramento nas metas de descarbonização industrial.

4.2.4.4. Análise da viabilidade Económica

A análise da viabilidade económica da substituição do GPL por uma mistura de biometano e GN constitui um elemento fundamental para a tomada de decisão sobre a implementação desta sinergia energética. Esta análise considera os custos diretos de combustível, o investimento inicial necessário para a adaptação da caldeira e, em simultâneo, os benefícios económicos associados à redução das emissões de GEE.

Este estudo recorreu a indicadores como o Valor Atual Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o período de retorno do investimento (*payback*). Para o cálculo, assumiu-se um horizonte temporal de 10 anos, correspondente à vida útil expectável da caldeira e sistemas auxiliares, e uma taxa de desconto de 8%, representativa do custo médio de capital em projetos industriais em Portugal [73].

A Tabela 23 apresenta os parâmetros fundamentais da análise.

Tabela 23 - Parâmetros base para a análise da viabilidade económica da sinergia proposta.

Parâmetro	Valor	Justificação
Horizonte temporal	10 anos	Vida útil típica dos equipamentos
Taxa de desconto	8%	Custo de capital para projetos industriais de risco moderado
Investimento inicial	13 670 €	Custo de conversão da caldeira
Preço do carbono	85 €/tCO_2eq	Preço médio EU ETS 2024-2025
Custo GPL atual	512 135 €/ano	Consumo de 539 toneladas anuais a 0,95 €/kg

Os fluxos de caixa anuais de cada cenário incluem duas componentes principais. Por um lado, a poupança ou o acréscimo resultante da diferença de custos de combustível em relação ao GPL e por outro a valorização das reduções de emissões de CO_2eq. Tendo em conta dos dados apresentados anteriormente, os fluxos de caixa anuais são calculados através da equação (4.14).

$$FC_t = (C_{GPL\,atual} - C_{mist}) + (Redução\ CO_2 * C_{carbono}) \quad (4.14)$$

O cálculo do VAL baseia-se na fórmula padrão de avaliação de investimentos [74], representada na equação (4.15), onde o VAL representa a diferença entre o valor presente dos benefícios futuros e o investimento inicial (I_0). A taxa de desconto considerada está representada pelo símbolo r e o horizonte temporal apresenta-se pelo símbolo n. O valor de t representa o ano considerado.

$$VAL = -I_0 + \sum_{n}^{t=1} \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (4.15)$$

A TIR é a taxa de desconto que torna o VAL nulo, pelo que é determinado através da equação (4.16).

$$0 = -I_0 + \sum_{n}^{t=1} \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad (4.16)$$

O período de retorno do investimento (*payback*) foi calculado sob a forma de período de retorno simples, definido como o quociente entre o investimento inicial e o fluxo de caixa anual associado a cada cenário. Neste indicador, os fluxos de caixa considerados correspondem a valores anuais constantes e não atualizados, não sendo incorporado o efeito da taxa de desconto ao longo do tempo.

Assim, o *payback* não deve ser interpretado como o momento em que o investimento passa a gerar valor financeiro líquido, mas apenas como um indicador temporal simplificado do retorno do investimento. A avaliação económica rigorosa da viabilidade da solução é assegurada pelos indicadores VAL e TIR, que incorporam explicitamente a atualização temporal dos fluxos de caixa.

A Tabela 24 apresenta uma síntese dos indicadores de viabilidade económica calculados para os vários cenários de substituição do GPL pela mistura de biometano e GN.

Tabela 24 - Indicadores de viabilidade económica sintetizados para os vários cenários em análise.

Indicador	Cenário 1 (20% Bio + 80% GN)	Cenário 2 (30% Bio + 70% GN)	Cenário 3 (50% Bio + 50% GN)	Unidade
Fluxos de Caixa				
Poupança combustível	+ 14 471	- 3 959	- 40 823	€/ano
Receita carbono	+ 32 470	+ 49 640	+ 83 895	€/ano
Fluxo anual total	+ 46 941	+ 45 681	+ 43 072	€/ano
Indicadores Financeiros				
VAL	301 308	292 853	275 347	€
TIR	343,4	334,2	315,1	%
Payback	3	3	3	Meses
Indicadores Ambientais				
Redução CO_2	382	584	987	tCO_2eq/ano
Redução percentual	21	31	53	%

Os resultados da avaliação económica mostram que todos os cenários analisados mantêm viabilidade financeira, mesmo considerando um horizonte temporal mais conservador de 10 anos. O VAL permanece positivo em todos os casos, demonstrando que os benefícios económicos, provenientes da poupança de combustível e da valorização das reduções de emissões, superam de forma clara o investimento necessário para a conversão da caldeira.

O Cenário 1 evidencia o desempenho económico mais favorável, conjugando poupança direta de combustível com uma receita sólida associada à redução de emissões. Esta combinação traduz-se numa melhoria da posição financeira da fábrica de rações e numa redução de cerca de um quinto das emissões anuais de CO_2 relativamente ao uso exclusivo de GPL.

No Cenário 2, apesar de ocorrer um ligeiro agravamento dos custos de combustível, o projeto mantém uma atratividade relevante graças ao aumento da receita proveniente das emissões evitadas. O VAL obtido confirma que a valorização ambiental compensa o acréscimo de custos operacionais.

O Cenário 3, mais alinhado com objetivos de descarbonização, apresenta o maior custo adicional de combustível, mas também proporciona a maior receita de carbono. Embora represente a alternativa economicamente menos favorável dentro dos três cenários, continua

a demonstrar retorno financeiro positivo, associado a uma redução significativa das emissões de CO_2.

As TIR estimadas, todas muito superiores à taxa de desconto considerada, reforçam a robustez financeira da substituição do GPL por misturas de biometano e GN. Mesmo com o horizonte temporal de apenas 10 anos, estes valores evidenciam retornos muito acima do custo de capital típico da indústria.

Por sua vez, os períodos de retorno, inferiores a meio ano em todos os cenários, revelam uma recuperação rápida do investimento inicial, o que constitui uma vantagem relevante para a gestão financeira da fábrica de rações.

Como complemento à análise de viabilidade económica da sinergia energética, procedeu-se à determinação do LCOE, tendo em conta a equação (4.17), que permite quantificar o custo médio por unidade de energia térmica útil fornecida ao longo da vida útil da sinergia, incorporando tanto o investimento inicial como os custos operacionais associados, devidamente atualizados no tempo. Este indicador possibilita uma comparação direta entre a solução baseada em biometano e GN e a situação de referência atualmente existente, baseada no consumo de GPL.

$$LCOE = \frac{CAPEX + FC_t}{Q_{th}} \tag{4.17}$$

O CAPEX representa o investimento inicial associado à adaptação da caldeira da fábrica para funcionamento com GN e biometano, FC_t corresponde ao valor atualizado dos fluxos de caixa associados aos custos operacionais ao longo da vida útil do projeto, e Q_{th} é a energia térmica útil total fornecida à fábrica no mesmo período.

Considerou-se um horizonte temporal de 10 anos e uma taxa de desconto de 8%, como na análise económica precedente. A energia térmica útil fornecida à fábrica foi assumida constante ao longo do período de análise, com um valor anual de 6 GWh, correspondente às necessidades térmicas médias da unidade industrial. O investimento inicial associado à implementação da sinergia, nomeadamente à conversão da caldeira para funcionamento com GN e biometano, foi considerado igual a 13 670 €.

Os valores obtidos de LCOE para os diferentes cenários encontram-se resumidos na Tabela 25.

Tabela 25 - LCOE para os diferentes cenários de fornecimento de calor à fábrica.

Cenário	Combustível	Custo anual de combustível (€)	LCOE (€/kWh)
Atual	GPL	512 135	0,085
Cenário 1	20% Biometano + 80% GN	497 664	0,083
Cenário 2	30% Biometano + 70% GN	516 094	0,086
Cenário 3	50% Biometano + 50% GN	552 958	0,093
Cenário 4	100% Biometano	632 019	10,6

A análise dos resultados evidencia que o contributo do investimento inicial para o valor final do LCOE é residual quando comparado com os custos operacionais, sendo o indicador fortemente dominado pelo custo do combustível. Consequentemente, a viabilidade económica da sinergia energética revela-se altamente sensível ao preço do biometano e à percentagem de incorporação adotada. Nas condições económicas consideradas, apenas o cenário com incorporação parcial de biometano (20%) apresenta um custo nivelado da energia térmica inferior ao da solução de referência baseada em GPL, enquanto níveis mais elevados de substituição implicam um aumento progressivo do custo médio da energia fornecida à fábrica.

Deste modo, os resultados sugerem que, numa perspetiva estritamente económica e nas condições de mercado assumidas, a viabilidade da sinergia energética é maximizada para cenários de incorporação moderada de biometano. Níveis elevados de substituição apenas se tornam competitivos quando considerados benefícios adicionais não diretamente refletidos no custo do combustível, nomeadamente a valorização associada à redução de emissões de dióxido de carbono ou a existência de mecanismos de incentivo à produção e utilização de gases renováveis.

Em síntese, a análise demonstra que a substituição do GPL por misturas de biometano e GN apresenta viabilidade económica para a fábrica de rações, oferecendo simultaneamente benefícios financeiros e ambientais. Esta conclusão é válida apenas do ponto de vista da unidade consumidora de energia, não devendo ser extrapolada para a unidade produtora de biometano.

4.3. COMENTÁRIOS E SÍNTESE DO CAPÍTULO

O presente capítulo apresentou uma avaliação integrada das possíveis sinergias energéticas entre a central de produção de biometano e a fábrica de rações, analisando dimensões energéticas, técnicas, ambientais e económicas associadas à substituição do GPL atualmente utilizado na fábrica por uma mistura de biometano e gás natural. Embora a análise envolva ambas as unidades, ficou claro que os impactos económicos avaliados dizem respeito exclusivamente à fábrica de rações enquanto consumidora de energia, não constituindo uma análise da viabilidade económica da central de biometano.

Do ponto de vista energético, demonstrou-se que a substituição do GPL por combustível gasoso é operacionalmente viável, sendo possível satisfazer integralmente as necessidades térmicas da fábrica. A adequação desta solução requer, contudo, a implementação de ajustes na infraestrutura existente, nomeadamente ao nível da rede de distribuição de combustível e da compatibilidade dos equipamentos auxiliares.

Na dimensão técnica, verificou-se que a caldeira instalada pode ser adaptada com modificações de complexidade moderada, sobretudo relacionadas com o sistema de queima, controlo e segurança. Estas intervenções permitem manter a potência térmica necessária e assegurar o cumprimento das normas técnicas aplicáveis ao funcionamento com gases renováveis.

A análise ambiental evidenciou reduções expressivas das emissões de CO_2, com valores que podem ultrapassar 50% relativamente ao cenário de referência baseado em GPL. Estes resultados confirmam o contributo potencial da sinergia para o cumprimento das metas nacionais e europeias de descarbonização, reforçando o papel do setor agroindustrial na transição energética.

No que respeita à avaliação económica, todos os cenários analisados para a fábrica de rações apresentaram viabilidade, resultando em VAL positivo, TIR muito superiores ao custo de capital e períodos de retorno inferiores a um ano. O cenário mais conservador revelou-se o mais equilibrado, oferecendo benefícios económicos relevantes com menor exposição ao acréscimo de custos de combustível. Reforça-se que estes resultados se referem unicamente à perspetiva da fábrica enquanto utilizadora de energia, não implicando qualquer conclusão sobre o retorno económico da unidade de produção de biometano. De forma complementar, a análise do LCOE permitiu confirmar que, para níveis moderados de incorporação de

biometano, o custo médio da energia fornecida à fábrica se mantém competitivo face à solução de referência baseada em GPL, reforçando a consistência económica da sinergia ao longo da sua vida útil.

De forma global, o estudo mostrou que a proximidade física entre a central de biometano e a fábrica de rações, combinada com a complementaridade dos seus perfis energéticos, constitui um contexto favorável para o desenvolvimento de sinergias. Para além da substituição do GPL, permanecem identificadas oportunidades adicionais, como o aproveitamento de calor residual e a valorização agrícola do digestato, que poderão reforçar um modelo integrado de economia circular.

Em síntese, a análise realizada demonstra que a integração energética entre as duas unidades é tecnicamente viável, ambientalmente relevante e financeiramente vantajosa para a fábrica de rações. Estes resultados sugerem um potencial significativo para a implementação de soluções conjuntas que contribuam para a sustentabilidade do setor agroalimentar e para a redução das emissões associadas à produção de alimentos.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo reúne as principais conclusões do trabalho desenvolvido e apresenta as perspetivas futuras decorrentes do estudo realizado. Pretende-se, assim, sintetizar de forma estruturada os resultados obtidos ao longo dos diferentes capítulos, destacando a sua relevância técnica, ambiental e económica, e enquadrando-os no contexto mais amplo da transição energética e da descarbonização do setor agroindustrial.

5.1. CONCLUSÕES

O trabalho desenvolvido analisou a viabilidade de integração energética entre a unidade de produção de biometano de Vila do Conde e a fábrica de rações AGRIVIL XXI. A investigação permitiu avaliar, de forma fundamentada, os aspetos técnicos, energéticos, ambientais e económicos desta sinergia, fornecendo uma visão integrada sobre o seu potencial de implementação.

A caracterização da unidade de biometano evidenciou uma unidade com elevada capacidade de processamento de resíduos orgânicos para a produção de biometano com pureza superior a 97%. O balanço energético demonstrou uma relação favorável entre energia produzida e consumida, assegurada pela eletrificação dos consumos e pela utilização de BC e de sistemas de recuperação térmica. Na fábrica de rações, o perfil de consumo revelou predominância das necessidades térmicas, em particular no processo de granulação, confirmando a pertinência da análise de substituição do GPL por combustíveis gasosos.

A análise técnica da conversão concluiu que a caldeira *Vapobloc 50 MCR-11* pode ser adaptada com modificações específicas e de investimento moderado, garantindo a manutenção da potência nominal e a conformidade com as normas de segurança. A equivalência energética calculada confirmou a possibilidade de substituir integralmente o consumo anual de GPL por cerca de 684 000 Nm^3 de combustível gasoso equivalente.

No plano ambiental, os resultados demonstram a redução de emissões de CO_2eq entre 21% e 53%, consoante a percentagem de biometano na mistura. No cenário mais ambicioso, a redução aproximou-se de 1 000 toneladas de CO_2eq por ano, valor que se enquadra nos objetivos definidos a nível europeu para 2030.

A avaliação económica revelou resultados favoráveis em todos os cenários analisados, considerando um horizonte temporal de 10 anos e uma taxa de desconto de 8%. Os VAL obtidos situaram-se entre 275 mil e 301 mil euros, evidenciando que os benefícios acumulados ao longo da década superam amplamente o investimento inicial necessário para a adaptação da caldeira. Os períodos de retorno, próximos de quatro meses, confirmam uma recuperação quase imediata do capital investido. As TIR calculadas, todas superiores a 300%, reforçam a elevada atratividade financeira da substituição do GPL por misturas de biometano e GN. De forma geral, o cenário com menor incorporação de biometano apresenta o equilíbrio mais favorável entre custos e benefícios, enquanto os cenários com maiores percentagens mantêm viabilidade económica devido à valorização das emissões evitadas no mercado de carbono.

A proximidade geográfica entre a unidade de biometano e a fábrica de rações, aliada à compatibilidade dos seus perfis energéticos, constitui um fator determinante para a integração estudada. A análise confirmou que a substituição do GPL por uma mistura de biometano e GN representa uma solução viável para a descarbonização progressiva da unidade fabril, reduzindo significativamente a sua pegada carbónica sem comprometer a estabilidade do processo produtivo.

De forma mais abrangente, os resultados obtidos alinham-se com as metas definidas em instrumentos estratégicos como o PDIRG 2026 – 2035, o PAB e o REPowerEU, que reforçam a importância da produção descentralizada e da utilização de gases renováveis nos setores industriais. Assim, as soluções analisadas neste trabalho alinham-se claramente com os objetivos nacionais de transição energética e de redução das emissões de carbono.

5.1.1. Limitações do Estudo

Apesar dos resultados obtidos evidenciarem a viabilidade técnica, económica e ambiental da sinergia energética analisada, importa reconhecer algumas limitações associadas ao desenvolvimento do presente trabalho.

Desde logo, a análise económica foi realizada com base em preços de referência para os combustíveis e para o carbono, assumidos constantes ao longo do horizonte temporal considerado. No entanto, os mercados energéticos caracterizam-se por elevada volatilidade, pelo que variações futuras nos preços do GPL, do gás natural, do biometano ou das licenças de emissão de CO_2 poderão influenciar os resultados económicos obtidos.

Adicionalmente, não foi desenvolvida uma Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) completa das soluções analisadas. A análise ambiental centrou-se essencialmente nas emissões diretas de GEE associadas à combustão e à valorização do biometano, não considerando de forma detalhada outras fases relevantes, como a produção da biomassa, o transporte dos substratos, o processamento intermédio ou a gestão final dos resíduos.

Do ponto de vista operacional, assumiu-se um regime de funcionamento contínuo e estável da unidade de produção de biometano e da fábrica de rações, não sendo analisados em detalhe aspetos como paragens não programadas, estratégias de manutenção, variações de carga ao longo do ano ou constrangimentos operacionais específicos dos equipamentos.

Por fim, os custos associados ao transporte do biometano até à unidade consumidora, nomeadamente a opção entre gasoduto dedicado ou transporte rodoviário, não foram completamente quantificados, podendo representar um fator adicional relevante na avaliação económica global da solução.

Estas limitações não invalidam as conclusões alcançadas, mas devem ser consideradas na interpretação dos resultados e reforçam a necessidade de estudos futuros mais detalhados, conforme discutido na secção seguinte.

5.2. PERSPETIVAS E TRABALHOS FUTUROS

A investigação desenvolvida identifica várias perspetivas de estudo que poderão contribuir para aprofundar o conhecimento e otimizar a aplicação de sinergias energéticas entre unidades de produção de biometano e unidades industriais consumidoras de energia.

Um primeiro aspeto a considerar está relacionado com a otimização de sistemas energéticos integrados, incorporando modelos dinâmicos que considerem a variabilidade temporal tanto da produção de biogás e consequentemente biometano como da procura energética industrial. A integração de soluções de armazenamento, quer térmico quer elétrico, bem como de estratégias de gestão da procura, poderá aumentar a flexibilidade operacional e permitir uma melhor adaptação às flutuações do mercado energético.

Em segundo lugar, a aplicação de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) para quantificar os impactos ambientais de forma mais completa, incluindo emissões, uso de recursos e efeitos indiretos. Este tipo de análise permite avaliar não apenas as emissões de GEE, mas também outros impactos relevantes, como o uso de recursos ou a acidificação.

Outra vertente de interesse futuro é o estudo da replicabilidade da metodologia em diferentes contextos industriais, especialmente em setores com elevado consumo térmico. Tal análise permitiria identificar as condições técnicas e económicas necessárias para a adoção do modelo em maior escala.

Por fim, deverá ser explorado o papel de novas tecnologias complementares, como sistemas de armazenamento térmico e BC de maior capacidade, que poderão aumentar a flexibilidade e a eficiência global do sistema energético.

Em suma, os trabalhos futuros devem procurar aprofundar a caracterização técnica e ambiental da solução, alargar a análise a outros contextos e explorar a integração de novas tecnologias, de forma a consolidar o contributo do biometano para a descarbonização de processos industriais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] IEA Bioenergy, "Biogas and biomethane: A pathway to a cleaner future." Accessed: Mar. 27, 2025. [Online]. Available: https://www.ieabioenergy.com/blog/publications/biogas-and-biomethane-a-pathway-to-a-cleaner-future/

[2] European Environment Agency, "European environment agency." Accessed: Mar. 17, 2025. [Online]. Available: https://www.eea.europa.eu/en

[3] European Biogas Association, "Benefits of biogas in the agroecological transition," European Biogas Association. Accessed: Oct. 29, 2024. [Online]. Available: https://www.europeanbiogas.eu/benefits/#agroecological-transition

[4] European Commission, "REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy." Accessed: Mar. 27, 2025. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en

[5] European Parliament and Council, "Directive (EU) 2024/1788 on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen," Brussels, Jun. 2024. Accessed: Sep. 28, 2025. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1788/oj/eng

[6] REN – Redes Energéticas Nacionais, "Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da RNTG 2026-2035," Lisboa, 2025. Accessed: Oct. 08, 2025. [Online]. Available: https://www.erse.pt/media/fylnl5uy/enquadramento-cp-proposta-pdirg-2025.pdf

[7] Governo de Portugal, "Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto — Aprova a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H_2)," Lisboa , 2020. Accessed: Sep. 08, 2025. [Online]. Available: https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/resolucao-conselho-ministros/63-2020-140346286

[8] Governo de Portugal — Ministério do Ambiente e da Ação Climática, "Plano de Ação para o Biometano (PAB) 2024-2040," Lisboa , 2023. Accessed: Dec. 28, 2024. [Online].

Available: https://www.lneg.pt/wp-content/uploads/2024/01/Plano-de-Acao-para-o-Biometano-vpdf.pdf

[9] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, "Comunicado: Parecer à proposta de PDIRG 2025," Lisboa, 2025. Accessed: Jul. 28, 2025. [Online]. Available: https://www.erse.pt/media/iyiodf2j/parecer-%C3%A0-proposta-de-pdirg-2025.pdf

[10] E. Armah and T. Armah, "Biogas Production from Anaerobic Digestion - a systematic review," *Int J Adv Res (Indore)*, vol. 5, no. 11, pp. 495–505, Nov. 2017, Accessed: Oct. 28, 2025. [Online]. Available: https://www.journalijar.com/article/20855/biogas-production-from-anaerobic-digestion-a-systematic-review./

[11] N. Scarlat, J. F. Dallemand, and F. Fahl, "Biogas: Developments and perspectives in Europe," Dec. 01, 2018, *Elsevier Ltd*. Accessed: Jun. 28, 2025. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811830301X

[12] Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), "Plano de ação para o biometano 2024–2040," Lisboa, 2024. Accessed: Oct. 21, 2025. [Online]. Available: https://dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/relacoes-institucionais-e-de-mercado/politica-energetica/plano-de-acao-para-o-biometano-2024-2040-pab/

[13] A. Cavaleiro and M. Alves, "Digestão anaeróbia," *Revista de Ciência Elementar*, vol. 8, no. 1, Mar. 30, 2020. Accessed: Nov. 30, 2025. [Online]. Available: https://repositorium.uminho.pt/server/api/core/bitstreams/fa0d5a5d-7313-427c-beef-71e140ff6010/content

[14] E. de J. M. Crespo, "Digestão Anaeróbia de resíduos agroalimentares: Reutilização das frações líquidas e sólidas (state-of-art)," Lisboa, 2013. Accessed: Feb. 14, 2025. [Online]. Available: https://run.unl.pt/bitstream/10362/11101/1/Crespo_2013.pdf

[15] Floene, "Guia Técnico de Gases Renováveis," Lisboa, Dec. 2024. Accessed: Jan. 07, 2025. [Online]. Available: https://gasesrenovaveis.floene.pt/wp-content/uploads/2025/01/Guia_gases_renovaveis-12-12-2024-_Links.pdf

[16] R. Kadam and N. L. Panwar, "Recent advancement in biogas enrichment and its applications," 2017, *Elsevier Ltd*. Accessed: Apr. 09, 2025. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211730182X

[17] J. A. M. G. L. P. e J. D. M. J. Liebetrau, "The role of biogas and biomethane in pathway to net zero," Dec. 2022. Accessed: Apr. 20, 2025. [Online]. Available:

https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2022/12/2022_12_12-IEA_Bioenergy_position-paper_Final2.pdf

[18] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, "Diretiva (EU) 2018/2001," Bruxelas, 2018. Accessed: Mar. 16, 2025. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=ES

[19] Direção-Geral de Energia e Geologia; ADENE; ERSE, "Fator de Emissão da Eletricidade – 2025," 2025. Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: https://apambiente.pt/sites/default/files/_Clima/Inventarios/20250808/fe_gee_eletricidade_2025_final_apc.pdf

[20] M. Götz *et al.*, "Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review," *Renew Energy*, vol. 85, pp. 1371–1390, Jan. 2016, Accessed: Jun. 02, 2025. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115301610

[21] S. A. REN Portgás Distribuição, "Manual Operativo – Ligação à rede de produtores de gases de origem renovável." 2023. Accessed: Nov. 30, 2024. [Online]. Available: https://www.portgas.pt/media/lvihvufz/man_at_ed_013.pdf

[22] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), "Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás Natural," Lisboa, Jul. 2022. Accessed: May 28, 2025. [Online]. Available: https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/qualidade-de-servico/#regulamento

[23] Governo Português, "Despacho n.º 806-B/2022. Requisitos técnicos para a produção e injeção de biometano na rede de gás natural," Lisboa, Jan. 2022. Accessed: Jul. 03, 2025. [Online]. Available: https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/despacho/806-b-2022-177875746

[24] European Biogas Association, "EBA Statistical Report 2023," Brussels, 2023. Accessed: Nov. 18, 2024. [Online]. Available: https://www.europeanbiogas.eu/

[25] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, "Relatório do Mercado de Gás 2024," Lisboa, 2024. Accessed: Oct. 19, 2025. [Online]. Available: https://www.erse.pt/inicio/

[26] European Commission, "Biomethane Action Plan," Luxembourg, 2022. Accessed: Dec. 10, 2024. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/index_en

[27] International Energy Agency (IEA), “Outlook for Biogas and Biomethane,” Paris, 2025. Accessed: Aug. 19, 2025. [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/5b757571-c8d0-464f-baad-bc30ec5ff46e/OutlookforBiogasandBiomethane.pdf

[28] International Energy Agency, “The Future of Heat Pumps,” Paris, Dec. 2022. Accessed: Jun. 12, 2025. [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps

[29] R. C. Sureddi, L. Li, H. Wu, N. Giannetti, K. Saito, and D. Rees, “A Review of Recent Advancements in Heat Pump Systems and Developments in Microchannel Heat Exchangers,” Apr. 01, 2025, *Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI)*. Accessed: Jul. 06, 2025. [Online]. Available: https://www.mdpi.com/2075-1702/13/4/333

[30] Bosch Home Comfort, “Bomba de calor: o que é, tipos e como funciona.” Accessed: Jun. 03, 2025. [Online]. Available: https://www.bosch-homecomfort.com/pt/pt/conhecimentos/aerotermia/bomba-de-calor/#anchor-1634186762

[31] Heat Pump Association, “The Vapour Compression Cycle.” Accessed: Oct. 15, 2025. [Online]. Available: https://www.heatpumps.org.uk/the-vapour-compression-cycle/

[32] European Heat Pump Association, “Industrial Heat Pumps to Decarbonise Europe’s Industry – Position Paper,” Brussels, Belgium, Mar. 2025. [Online]. Available: www.ehpa.org

[33] Z. Han, K. Wang, L. Dai, K. Li, and X. Wang, “Recent Application of Heat Pump Systems for Environmental Control in Livestock Facilities–A Review,” Dec. 01, 2024, *Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI)*. Accessed: Apr. 22, 2025. [Online]. Available: https://www.mdpi.com/2077-0472/14/12/2309

[34] Ariston Group, “Coefficient of performance of a heat pump: what is it?” Accessed: Jun. 12, 2025. [Online]. Available: http://ariston.com/en-me/the-comfort-way/news/coefficient-of-performance-of-a-heat-pump-what-is-it/

[35] International Energy Agency (IEA), “The Future of Heat Pumps – How a Heat Pump Works.” Accessed: Jun. 04, 2025. [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps/how-a-heat-pump-works

[36] P. M. Bever, F. Bless, C. Arpagaus, and S. S. Bertsch, “High-Temperature Heat Pumps for Industrial Use,” Aug. 01, 2024, *John Wiley and Sons Inc*. Accessed: May 17, 2025. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/382244132_High-Temperature_Heat_Pumps_for_Industrial_Use

[37] European Heat Pump Association, “EHPA Testing Regulation,” Brussels, 2021. Accessed: Jun. 12, 2025. [Online]. Available: https://www.ehpa.org/wp-content/uploads/2022/07/EHPA_TestReg_AW_HP_V2.4a_20210607_.pdf

[38] M. A. Green *et al.*, “Solar cell efficiency tables (Version 60),” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 30, no. 7, pp. 687–701, Jul. 2022, Accessed: May 28, 2025. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/361139731_Solar_cell_efficiency_tables_Version_60

[39] G. Masson, A. Jäger-Waldau, I. Kaizuka, J. Lindahl, J. Donoso, and M. De L’Epine, “A Snapshot of the Global PV Market,” in *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2024, pp. 566–568. Accessed: Jun. 25, 2025. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/385868406_A_Snapshot_of_the_Global_PV_Market

[40] Fraunhofer ISE, “Photovoltaics Report,” Freiburg, 2024. Accessed: Jun. 16, 2025. [Online]. Available: www.ise.fraunhofer.de

[41] J. P. V. Silva, “Aula Solar – Energias Renováveis,” 2024, *Universidade do Minho, Braga*.

[42] European Commission, “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).” Accessed: Jun. 18, 2025. [Online]. Available: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en

[43] Diário da República, “Decreto-Lei n.º 15/2022,” Jan. 2022. Accessed: Feb. 09, 2025. [Online]. Available: https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016

[44] PVsyst SA, “PVsyst Software Documentation and User Guide,” 2024, *PVsyst SA, Geneva, Switzerland*. Accessed: Jun. 18, 2025. [Online]. Available: https://www.pvsyst.com/

[45] HoSt Bioenergy, “Anaerobic digestion.” Accessed: Jun. 25, 2025. [Online]. Available: https://www.host-bioenergy.com/technology/anaerobic-digestion/

[46] M. K. Jameel *et al.*, "Biogas: Production, properties, applications, economic and challenges: A review," Jan. 01, 2024, *Elsevier B.V.* Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211715624002455

[47] Horpozim – Associação Empresarial Hortícola, "Horpozim – Associação Empresarial Hortícola," Horpozim . Accessed: Oct. 20, 2025. [Online]. Available: https://horpozim.pt/

[48] Lactogal Produtos Alimentares S.A., "Lactogal – Produtos Alimentares S.A.," Lactogal Website. Accessed: Oct. 20, 2025. [Online]. Available: https://www.lactogal.pt/homepage.aspx

[49] The Engineering Toolbox, "Gas Density at Standard Conditions." Accessed: May 02, 2025. [Online]. Available: https://www.engineeringtoolbox.com/gas-density-d_158.html

[50] The Engineering Toolbox, "Density of Gases." Accessed: Jun. 30, 2025. [Online]. Available: https://www.engineeringtoolbox.com/

[51] M. Schmidt, "The Sankey diagram in energy and material flow management," *Journal of Industrial Ecology*, pp. 82–94, 2008. Accessed: Apr. 01, 2025. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/227958091_The_Sankey_Diagram_in_Energy_and_Material_Flow_Management

[52] B. Drosg, W. Fuchs, T. Al, S. M. Madsen, and B. Linke, "Nutrient Recovery by Biogas Digestate Processing," 2015. Accessed: Mar. 24, 2025. [Online]. Available: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2015/08/NUTRIENT_RECOVERY_RZ_web2.pdf

[53] The Engineering Toolbox, "Heating Values of Fuel Gases." Accessed: Jun. 30, 2025. [Online]. Available: https://www.engineeringtoolbox.com/heating-values-fuel-gases-d_823.html

[54] Governo de Portugal, "RNC2050 – Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050: Estratégia de Longo Prazo para a Redução das Emissões de Gases com Efeito de Estufa," Lisboa, 2019. Accessed: Oct. 17, 2025. [Online]. Available: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/RNC2050_PT-22-09-2019.pdf

[55] Portgás - Distribuição de Gás, “Equivalências energéticas,” 2025. Accessed: Aug. 16, 2025. [Online]. Available: https://www.portgas.pt/profissionais/apoio/equivalencias-energeticas/

[56] ERSE, “Gases de Petróeo Liquefeito (GPL) - Funcionamento.” Accessed: Aug. 16, 2025. [Online]. Available: https://www.erse.pt/combustiveis-e-gpl/funcionamento/gases-de-petroleo-liquefeito-gpl/

[57] IEA Bioenergy, “Task 37 Energy from Biogas Final Task Report,” 2021. [Online]. Available: http://task37.ieabioenergy.com/about-task-37.html

[58] ISO – International Organization for Standardization, “ISO 6976:1995 – Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition,” International Organization for Standardization. Accessed: Aug. 16, 2025. [Online]. Available: https://pdfcoffee.com/iso-6976-calculation-of-calorific-values-density-relative-density-and-wobbe-index-from-composition-pdf-pdf-free.html

[59] REN Gasodutos, “Qualidade do gás natural na rede nacional de transporte.” Accessed: Aug. 16, 2025. [Online]. Available: https://www.ren.pt/media/egvgjj3r/ren-rlqs_g%C3%A1s_2022.pdf

[60] Patrick Garner, “Natural Gas vs LPG Gas – Which is Cheaper? You Likely Have No Choice Anyway,” Heatable. Accessed: Oct. 17, 2025. [Online]. Available: https://heatable.co.uk/boiler-advice/lpg-vs-natural-gas

[61] P. Coelho, “Equação de Darcy-Weisbach – Cálculo da Perda de Carga,” EngQuimicaSantosSP. Accessed: Jul. 20, 2025. [Online]. Available: https://www.engquimicasantossp.com.br/2016/06/equacao-darcy-weisbach-calculo-perda-carga.html

[62] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento de Operação das Infraestruturas do Setor do Gás Natural,” Aug. 2013. Accessed: Jul. 16, 2025. [Online]. Available: https://www.apeg.pt/folder/documento/ficheiro/regulamento-de-operacao-das-infraestruturas-do-gn-2013_71c4d33f923dd67c74c9f198106e9ac9862c658f.pdf

[63] Pietro Fiorentini Iberia, “Odorização,” Pietro Fiorentini Iberia – Serviços no local. Accessed: Oct. 15, 2025. [Online]. Available: https://www.fiorentini-iberia.com/pt/solucoes/servicos/servicos-no-local/odorizacao/

[64] E. Urata, C. Youn, and T. Kagawa, “Approximate Expressions for Characteristics of Gas-Flow Through Orifices,” Matsue, Japan: JFPS (The Japan Fluid Power System Society), 2014. Accessed: Sep. 24, 2025. [Online]. Available: https://jfps.or.jp/souko/Proceedings2014/proceedings/pdf/2C1-1.pdf

[65] Sage Metering, “Air Fuel Ratio Effect Combustion Efficiency and Air Fuel Ratio.” Accessed: Oct. 17, 2025. [Online]. Available: https://sagemetering.com/combustion-efficiency/air-fuel-ratio-effect-on-combustion-efficiency/

[66] L. Mesquita, “Caracterização dos Gases Combustíveis,” in *Redes de Gás*, Bragança: Instituto Politécnico de Bragança , 2005, ch. 2. Accessed: Sep. 03, 2025. [Online]. Available: https://pages.ipb.pt/~lmesquita/nova/04-05/redesdegas/Cap2-%20Gases%20combustiveis.pdf

[67] GT Engineering, “EN 746-2 – Industrial Thermoprocessing Equipment.” Accessed: Oct. 17, 2025. [Online]. Available: https://www.gt-engineering.it/en/technical-standards/en-iso-standards/en-746-2-industrial-thermoprocessing-equipment/

[68] Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), “Preço Médio Diário,” Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). Accessed: Oct. 14, 2025. [Online]. Available: https://precoscombustiveis.dgeg.gov.pt/estatistica/preco-medio-diario/

[69] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), “Tabela de Equivalência de Preços do Gás 2025-2026,” Lisboa, Dec. 2024. Accessed: Aug. 21, 2025. [Online]. Available: https://www.erse.pt/media/ssbndzo1/tep-g%C3%A1s-2025-2026.pdf

[70] “Tubo inox AISI 304L e 316L: principais utilizações,” Sanitop. Accessed: Oct. 14, 2025. [Online]. Available: https://www.sanitop.pt/ideias-e-solucoes/tubo-inox-aisi-304l-e-316l-principais-utilizacoes

[71] A. Wellinger, “European biomethane standards for grid injection and vehicle fuel,” 2017. Accessed: Oct. 14, 2025. [Online]. Available: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2017/12/6.-Arthur-Workshop-Amsterdam-Wellinger.pdf?utm_source=chatgpt.com

[72] Trading Economics, “EU Carbon Permits – Price, Chart, Historical Data,” Trading Economics. Accessed: Oct. 14, 2025. [Online]. Available: https://tradingeconomics.com/commodity/carbon

[73] European Commission, “Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects,” 2014. Accessed: Aug. 19, 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/regional_policy/en/information/publications/guides/2014/guide-to-cost-benefit-analysis-of-investment-projects-for-cohesion-policy-2014-2020

[74] Investopedia, “Net Present Value (NPV): What It Means and Steps to Calculate It,” Investopedia. Accessed: Oct. 14, 2025. [Online]. Available: https://www.investopedia.com/terms/n/npv.asp

ANEXOS

ANEXO A: BALANÇOS DE MASSA E ENERGIA DA CENTRAL DE BIOMETANO

Este anexo apresenta os resultados detalhados da simulação técnico-energética da central de produção de biometano localizada em Vila do Conde. A simulação foi realizada com recurso ao *software* HoSt Biogas System Configurator (versão 8.03), e permite obter os principais parâmetros de entrada e saída do sistema, nomeadamente:

- Características das matérias-primas utilizadas (fração líquida e sólida);
- Produção estimada de biogás e metano por substrato;
- Dimensionamento dos digestores e tempos de retenção;
- Cálculo do balanço de massa do digestato;
- Balanço energético anual, incluindo consumos e produções de eletricidade e calor;
- Eficiência da unidade de *upgrading* e produção de biometano;
- Fluxos de energia térmica e elétrica associados a componentes auxiliares como bombas de calor e unidade de liquefação de CO_2.

Os resultados apresentados servem de base à análise desenvolvida nos Capítulos 3.2.3. Balanço de Massa e 3.2.4. Balanço Energético, e fundamentam as propostas de integração energética discutidas no Capítulo 4.

HoSt BIOENERGY SYSTEMS

HoSt Biogas System Configurator

Version: 8.03

Customer : Vila do Conde - TNE
Country : Portugal
Language : English
Made by : JGG
Checked by :
Approved by :

INDICATIVE

Legend:
- User input
- Calculated, but may be changed
- Calculated, no adjustment possible
- Only to be changed by HoSt
- Approval required

Product	Mass (tonne / year)	Liquid (L) Solid (S)	DM%	OM of DM	OM%	N (kg/tonne)	m³ CH4 / kg OM	CH4%	Biogas (m³/year)	m³ biogas/tonne	m³ biogas/tonne OM	Methane (m³/year)
Cow manure liquid (Fresh pumped)	180,000	L	10.0%	87.5%	8.8%	2.7	0.21	57.0%	5,092,996	28	323	2,903,008
Fruit and vegetable waste	5,955	S	35.0%	58.8%	20.6%	4.1	0.32	58.0%	580,764	98	474	336,843
Dairy Sludge (Lactogal)	1,000	L	30.0%	95.0%	28.5%	6.0	0.33	60.4%	148,071	148	520	89,435
Water	0	L	0.0%	0.0%	0.0%	0.0	0.00	0.0%	0	0	0	0
Total :	186,955		10.9%		9.2%	2.7		57.2%	5,821,831	31	337.3	3,329,286
	512 Tonnes/day											390 Nm³/h

INPUT STREAMS

Liquid materials total	181,000	Tonnes/year
Solid materials total	5,955	Tonnes/year

STORAGE LIQUID INPUT

	# 1	# 2	# 3	
Liquid stream	181,000	0	0	Tonnes/year
Tank type	Concrete	Silo	Silo	
Storage capacity	940	4	50	m³
Amount of storage units	2	2	1	#
Storage time	3.8	0.0	0.0	Days
	cow manure			
	Dairy sludge			
	15x6m			

STORAGE SOLID INPUT

+ Molares pretreatment

Type	HoSt Moving Feeder	
Storage capacity solid	41.5	m³
Amount of storage units	1	#
Average density	500	Kg/m³
Storage time	1.3	Days
Discharge time	1.6	h / day
Feeding technology	HoSt Blend unit	
	+ macerator	

MAIN DIGESTER(S)

Diameter	36	m
Height	8	m
Fill height	7.3	m
Amount of digesters	2	#
Chosen digester volume net	14,861	m³
Gas buffer	5,858	m³
Organic load	3.2	Kg OM/m³*d
Retention time	29	Days
DM%	8.1	%
Conversion	72.2	%
Roof type	Insulation low-E	

AFTER DIGESTER(S)

Diameter	36	m
Height	8	m
Fill height	7.0	m
Amount of after digesters	1	#
Chosen after digester volume	7,125	m³
Gas buffer	2,929	m³
Retention time of after digestion	14	Days
DM%	7.5	%
Conversion	15.6	%
Roof type	Insulation low-E	

OUTPUT DIGESTION

Digestate	179,678	Tonnes/year
DM%	7.5	%
OM%	5.8	%
N	2.8	Kg/tonne
Gas buffer	8,787	m³
Gas buffer	13	hours
Total retention time	43	Days
Total organic load	2.2	Kg OM/m³*d
Conversion	87.8	%

DESIGN PARAMETERS

Digestate separation

Thick fraction	14,209	Tonnes/year
Expected DM% thick fraction	25	%
Thin fraction	165,469	Tonnes/year
Expected DM% thin fraction	< 6.0	%
Thin fraction to storage	165,469	Tonnes/year
Separation technology	Screw press	
No. of separators	1	#

STORAGE THIN FRACTION

(Use existing tanks on site - Evaluated in FEED)

Amount of storage tanks	1	#
Diameter	20	m
Height	5.0	m
Fill height	4.7	m
Storage capacity	1,477	m³
Storage time	0.1	Months
Number of mixers per tank	1	#
	+ 2 smaller tanks (10 x 4 approx)	
	= 581 m3	

Storage type	Tank	
No. of lagoons	0	#
Storage capacity	2,000	m³
Total storage capacity	0	m³
Storage time	0.0	Months

BIOGAS BALANCE

	Nm³/yr	GWh/yr
CHP	0	0.0
Biogas Upgrading	5,821,831	36.6
(Bio)gas boiler	0	0.0
Total biogas utilised	5,821,831	36.6

ELECTRICITY BALANCE

Produced by CHP	+ 0	MWh/year
Consumed by CHP	+ 0	MWh/year
Consumed by biogas production	- 1,292	MWh/year
Consumed by biogas upgrading	- 1,688	MWh/year
Consumed by heat recovery	+ 0	MWh/year
Consumed by heat pump	- 2,815	MWh/year
Produced by Natural Gas CHP	+ 0	MWh/year
Consumed by sanitation	- 14	MWh/year
Consumed by LNG production	- 1,672	MWh/year
Consumed by CO2 liquefaction	- 1,034	MWh/year
Consumed by greenstep	+ 0	MWh/year
Net electricity	- 8,515	MWh/year
Electricity consumption	1.5	kWh / Nm³ biogas
Electricity consumption	2.5	kWh / Nm³ biomethane

	Average	Installed	
Total electrical consumed power	- 972	- 1,538	kWe
Total electrical produced power	+ 0	+ 0	kWe
Total electrical net power	- 972	- 1,538	kWe

HEAT BALANCE

	Min Temp	Avg Temp	Max Temp	
Produced by CHP	+ 0	+ 0	+ 0	MWh/year
Produced by upgrading	+ 1,455	+ 1,455	+ 1,455	MWh/year
Produced by gas boiler	+ 0	+ 0	+ 0	MWh/year
Consumed by biogas production	- 9,533	- 7,496	- 6,392	MWh/year
Digestate cooling by heat pump	+ 0	+ 0	+ 0	MWh/year
Produced by heat pump	+ 8,078	+ 6,041	+ 4,937	MWh/year
Produced by Natural Gas CHP	+ 0	+ 0	+ 0	MWh/year
Consumed by sanitation	+ 0	+ 0	+ 0	MWh/year
Heat recovery from sanitation	+ 0	+ 0	+ 0	MWh/year
Heat recovery - CO2 liquefaction	+ 329	+ 329	+ 329	MWh/year
External heat source	+ 0	+ 0	+ 0	MWh/year
Recovered by sludge-sludge	+ 0	+ 0	+ 0	MWh/year
Net heat	+ 329	+ 329	+ 329	MWh/year
Temperature ambient	6	11	20	°C
Total power heat consumers	- 1,269	- 915	- 782	kW
Total power heat producers	+ 1,197	+ 1,197	+ 1,197	kW
Net heat	- 71	+ 282	+ 416	kW

ADD-ONS

Flare (FEED, 2 No. 350 Nm3/h)	700	Nm³/h
Digestate cooling by heat pump	20	°C
Air heat pump COP	2.9	[-]
Natural gas CHP	100	kWe
External heat source	68	MWh/year
Sludge-sludge heat recovery		
LNG production		
CO_2 liquefaction		
Greenstep®		

Bright Renewables® BIOGAS UPGRADING

Average biogas flow	665	Nm³ biogas/hr
Max biogas flow of upgrading	750	Nm³ biogas/hr
Required uptime on full load	89%	
Methane content upgraded gas	98%	Vol% CH4
Max flow per unit	750	Nm³ biogas/hr
Number of upgraders	1	#
Upgrader type	PurePac Compact-II	+ biomethane compressor (25 bar)

Upgraded biogas / biomethane	3,380,244	Nm³/yr
Biomethane flow max	3,814,643	Nm³/yr
Biomethane flow average	386	Nm³/h
Biomethane flow max	435	Nm³/h
Energy content	36.6	GWh/yr

(BIO)GAS BOILER

Biogas to boiler	0	Nm³
Thermal efficiency gas boiler	90	%
Heat produced	0	MWh/year
Natural gas CHP		
Electrical efficiency CHP	40	%
Thermal efficiency CHP	55	%
Operational time CHP	8,000	Hours/year

ADDITIONAL TECHNOLOGY

LNG production

LNG flow rate	273	kg/h
LNG production	7	Tonnes/day
LNG production	2,389	Tonnes/year

(Optional)

CO_2 liquefaction

(Optional)

CO_2 flow rate	277	Nm³/h
CO_2 flow rate	537	kg/h
CO_2 production	4,701	Tonnes/year

	Standard	Greenstep®		Increase	
Biogas	5,821,831	5,821,831	Nm³/yr	0	0.0%
Biomethane	3,380,244	3,380,244	Nm³/yr	0	0.0%
OM converted	40	40	%		0.0%
DM%	7.5	7.5	%		0.0%
Number of units		0	[-]		
Dosing		0.0	%		

Liquid CO_2 storage

Storage capacity	50	m³
Amount of storage units	1	#
Storage time	3.8	Days

DISCLAIMER:

Biomass must be free of:
1. contaminants as stones, wood, plastics or other inert parts;
2. funghi, pesticides, antibiotics, formalin or others which might harm the biological process;
3. pieces bigger or longer than 3 cm.

Ratio of products in the menu should be used on a daily basis.

No rights can be obtained from the calculated values in this sheet!
Given gasproductions are based on experience from HoSt and on a system with an after digester.
Products with a protecting layer/husk (grains, potatoes, rape seed) must be ground or crushed to set free the potential energy for the bacteria.
Addition of nutrients or trace elements can be necessary for specific inputs.

*) Thermal efficiencies are based on the ISO values provided by the manufacturer. Electrical efficiencies are 0,5% below it (ISO = 500 NOx).

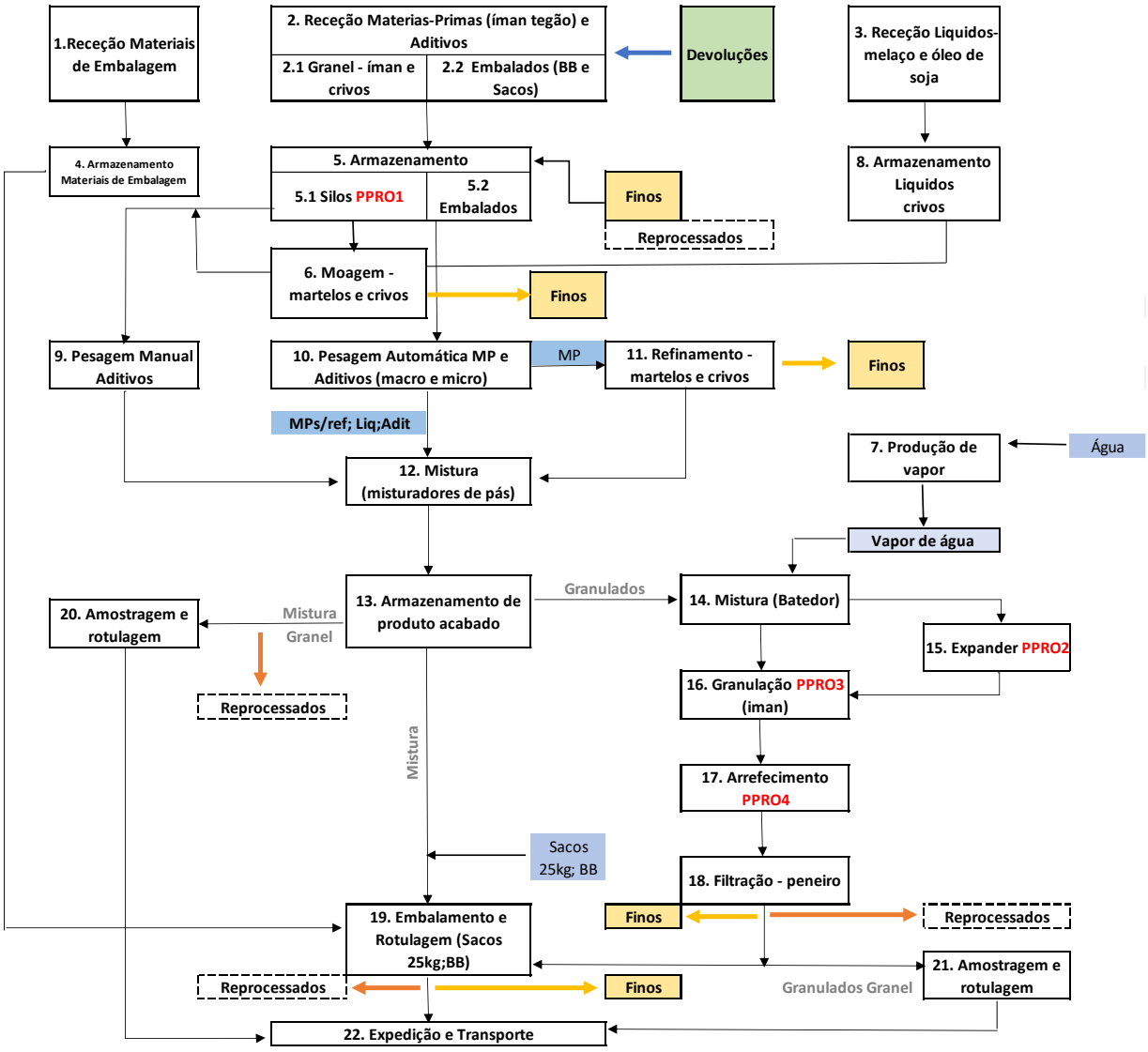
Revision : | Printing date : 29/10/24 | Time : 10:48 | File name : Q103-00436-01exc01rev08 JGG HoSt Biogas System Configurator 8.03.xlsm

ANEXO B: FLUXOGRAMA DE FABRICO E DADOS COMPLEMENTARES DA FÁBRICA DE RAÇÕES

Este anexo contém um ficheiro em formato Excel, fornecido pela unidade industrial, que reúne o fluxograma de fabrico e dados operacionais complementares relativos às linhas de produção da fábrica de rações. A informação presente serviu de base à descrição das etapas do processo, à quantificação dos consumos energéticos por setor e à identificação de oportunidades de sinergia com a central de biometano, conforme abordado no Capítulo 3.

Fluxograma de fabrico unidade fabril

Verificado e aprovado a 06/05/2025 RPQ e DGF



ANEXO C: DECLARAÇÃO DE CONFORMIDADE DA CALDEIRA VAPOBLOC 50 MCR-11

Este anexo apresenta a documentação técnica da caldeira *Vapobloc 50 MCR-11*, utilizada na fábrica de rações objeto de estudo nesta dissertação. A caldeira, classificada como gerador de vapor, encontra-se em conformidade com a Diretiva 2014/68/UE relativa a equipamentos sob pressão, tendo sido submetida a exame CE de tipo (Módulo B) e verificação de conformidade (Módulo F) por organismo notificado.

São aqui incluídas a declaração de conformidade, bem como os certificados de exame CE emitidos pela entidade EQS CERT Lda. com o número de notificação NB 2514, demonstrando o cumprimento dos requisitos técnicos e de segurança aplicáveis.

Esta caldeira apresenta uma pressão máxima admissível de 11 bar e uma temperatura de operação até 200 °C, sendo dimensionada para responder às exigências térmicas do processo de granulação da fábrica.

TERMOVAPOR INDÚSTRIA DE CALDEIRAS, S.A.

FABRICAÇÃO, MONTAGEM, REPARAÇÃO ASSISTÊNCIA TÉCNICA E COMERCIALIZAÇÃO DE CALDEIRAS, EQUIPAMENTOS COMPLEMENTARES E ACESSÓRIOS

DECLARAÇÃO DE CONFORMIDADE / DECLARATION OF CONFORMITY UE

Declaramos que os equipamentos abaixo descritos cumprem no projeto, fabricação e controle final, a Diretiva 2014/68/UE, relativa a equipamentos sob pressão.

We declare that the equipment's described in design, manufacturing and final inspection, meet the requirements of the Directive 2014/68/UE, for pressure equipment.

Descrição do Equipamento de Pressão | Pressure Equipment Description

Equipamento | Equipment	**GERADOR DE VAPOR**
Tipo | Type	**VAPOBLOC**
Modelo | Model	**VAPOBLOC 50 MCR -11**
Volume | Capacity	**6 820 Litros**
Pressão máx. Admissível | máx. Allowable Pressure	**11 bar**
Temperatura min./máx. Admissível | min./máx. Allowable Temperature	**20ºC / 188ºC**
Temperatura de Cálculo | Calculation Temperature	**188ºC**
Pressão de Teste | Test Pressure	**19 bar**
Nº de Fabrico | Serial Number	**839**
Quantidade | Quantity	**1**

Classe de Risco | Risk Class

IV – Modulo Assumido B (Produção) + F

Tipo de Certificação | Certification Type

Exame UE de Tipo | EU- Type examination

Nº EU – B: 21.49.20112.49.54/12

Verificação UE da Conformidade | EU- Verification of conformity

Nº UE – F: 21.49.20112.49.54/14

Códigos e Normas Aplicadas / Applied Standards and Codes

CONSTRUÇÃO: EN 12953

ESPECIFICAÇÕES: EN 10028-2 ; EN 10216-2 ;

Organismo Notificado (Número) / Notified Body (Number)

Nome Name	**EQS – Serviços de Engenharia, Qualidade e Segurança, L.dª**	**NO | NB**	**2514**
Morada | Address	RUA: Joaquim Dias da Rocha, 354 – Zona Ind. Maia I – Sector X – 4470-211 MAIA –	**PORTUGAL**	

Data | Date: _2021 / 07/ 28

A / M / D

Assinatura / Signature

TERMOVAPOR INDUSTRIA DE CALDEIRAS S.A.

Zona Ind. Maia I, Sector VII, Rua Delfim Ferreira - lote 106/107/114 - Apartado 1060 - 4471-909 MAIA - Telefone: 22 943 76 30; Fax: 22 948 9118; e-mail: geral@termovapor.pt – www.termovapor.pt
Capital Social 80.000,00 Euros – C.R.C MAIA Matrícula Nº 501 097 791 Contribuinte PT 501 097 791

MD.C&D.DC.10

CERTIFICADO EXAME CE - TIPO DE PRODUÇÃO
EU-TYPE EXAMINATION – PRODUCTION TYPE

PED DIRECTIVA 2014/68/UE – MÓDULO B
PED DIRECTIVE 2014/68/EU – MODULE B

CERTIFICADO Nº / CERTIFICATE Nº: 21.49.20112.49.54/12 REV. 0

1. CONSTRUTOR / FABRICANTE
Constructor / Manufacturer

Nome / Name	Termovapor - Indústria De Caldeiras, S.A.
Morada / Address	Rua Delfim Ferreira 106, 4470-436 Maia, Portugal

2. PROJETADO POR
Design by

Nome / Name	Termovapor - Indústria De Caldeiras, S.A.

3. CARACTERÍSTICAS DO ESP
Equipment Characteristics

Modelo / Model	Vapobloc 50 MCR-11	Variantes / Variation	---
Nº de Série / Serial Number	839	Emitido em / Issued on	---
Volume [m3] / Volume	6,82	Tolerância de Corrosão [mm] / Corrosion Allowance	0,75
Cód. De Construção / Construction Code	EN 12953	Temperatura de Serviço [ºC] / Service Temperature	188 (max) /20 (min)
Desenhos nº / Drawings nº	1571/PC/1/2021 – 1571/PC/11/2021	Eficiência de Junta / Joint Efficiency	0,85
Fluido [PED] / Fluid	Água + Vapor de Água – Grupo 2	Ano de Construção / Construction Year	2021
Classe / Class	IV	Pressão de Projeto [bar] / Design Pressure	11

4. VÁLVULA DE SEGURANÇA
Safety Valve

Capacidade [kg/h] / Capacity	3300	Pressão de Disparo [bar] / Release Pressure	11

5. ENSAIO HIDRÁULICO
Hydraulic Test

Pressão de Ensaio [bar] / Test Pressure	19	Data / Date	15/04/2021

A **EQS CERT, Lda.**, Organismo Notificado para o âmbito da diretiva de equipamentos sob pressão 2014/68/UE sob o número **2514**, **CERTIFICA** que o processo de verificação final testemunhado se apresenta em conformidade com os requisitos da diretiva de equipamentos sob pressão (2014/68/UE).

EQS CERT Lda., Notified Body for the scope of Pressure Equipment Directive 2014/68/EU under the number **2514**, **CERTIFIES** that the final verification process witnessed comes in accordance with the requirements of the Pressure Equipment Directive (2014/68/EU).

6. DADOS DE EMISSÃO
Issue Data

Local / Local	Data de Emissão / Issue Date	O Responsável Técnico/ Technical Manager: Augusto Martins
Maia	28/07/2021	

EQS CERT, Lda. | NIF 507379659

Página 1 de 1
|EQSOIPEDIP024/03

EQS

CERTIFICADO EXAME CE - TIPO
EU-TYPE EXAMINATION – TYPE

PED DIRECTIVA 2014/68/UE – MÓDULO F
PED DIRECTIVE 2014/68/EU – MODULE F

CERTIFICADO Nº / CERTIFICATE Nº **21.49.20112.49.54/14** **REV. 0**

1. CONSTRUTOR / FABRICANTE
Constructor / Manufacturer

Nome / Name	Termovapor - Indústria De Caldeiras, S.A.
Morada / Address	Rua Delfim Ferreira 106, 4470-436 Maia, Portugal

2. CARACTERÍSTICAS DO ESP
Equipment Characteristics

Modelo / Model	Vapobloc 50 MCR-11	Tolerância de Corrosão [mm] / Corrosion Allowance	0,75
Nº de Série / Serial Number	839	Temperatura de Serviço [ºC] / Service Temperature	188 (max) /20 (min)
Volume [m3] / Volume	6,82	Eficiência de Junta / Joint Efficiency	0,85
Cód. De Construção / Construction Code	EN 12953	Ano de Construção / Construction Year	2021
Desenhos nº / Drawings nº	1571/PC/1/2021 – 1571/PC/11/2021	Classe / Class	IV
Fluido [PED] / Fluid	Água + Vapor de Água – Grupo 2	Pressão de Projeto [bar] / Design Pressure	11

3. VÁLVULA DE SEGURANÇA
Safety Valve

Capacidade [kg/h] / Capacity	3300	Pressão de Disparo [bar] / Release Pressure	11

4. ENSAIO HIDRÁULICO
Hydraulic Test

Pressão de Ensaio [bar] / Test Pressure	19	Data / Date	15/04/2021

A **EQS CERT, Lda.**, Organismo Notificado para o âmbito da diretiva de equipamentos sob pressão 2014/68/UE sob o número **2514**, **CERTIFICA** que o processo de verificação final testemunhado se apresenta em conformidade com os requisitos da diretiva de equipamentos sob pressão (2014/68/UE).

EQS CERT Lda., Notified Body for the scope of Pressure Equipment Directive 2014/68/EU under the number **2514**, **CERTIFIES** that the final verification process witnessed comes in accordance with the requirements of the Pressure Equipment Directive (2014/68/EU).

5. DADOS DE EMISSÃO
Issue Data

Local / Local	Data de Emissão / Issue Date	O Responsável Técnico/ Technical Manager: Augusto Martins
Maia	28/07/2021	