



Análise da Viabilidade Económica de uma Central de Micro-Cogeração no Setor da AgroPecuária

BRUNO FILIPE DA SILVA TEIXEIRA

Julho de 2011

2011

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

.....
MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTECNICA – SISTEMAS ELETRICOS DE ENERGIA

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÓMICA DA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA CENTRAL DE MICRO-COGERAÇÃO NO SETOR DA AGROPECUÁRIA

Bruno Filipe da Silva Teixeira

Julho de 2011

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA – SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÓMICA DA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA CENTRAL DE MICRO- COGERAÇÃO NO SETOR DA AGROPECUÁRIA

Bruno Filipe da Silva Teixeira

bruno.teixeira@magnetic-fields.pt

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica pelo
Instituto Superior de Engenharia do Porto

Julho de 2011

Dissertação para satisfação parcial dos requisitos do grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Dissertação desenvolvida sobre a orientação científica da Doutora Teresa Alexandra Ferreira
Mourão Pinto Nogueira e do Mestre Roque Filipe Mesquita Brandão.

Aos meus pais
Às minhas irmãs
À minha tia
À Carolina

Resumo

O crescente aumento do consumo energético das sociedades desenvolvidas e emergentes, motivado pelo progresso económico e social, tem induzido a procura de alternativas focalizadas nas energias renováveis, que possam contribuir para assegurar o fornecimento de energia sem agravar o consumo de combustíveis fósseis e a emissão de gases com efeito de estufa. Nesse sentido, a produção de energia eléctrica a partir do gás metano resultante da estabilização anaeróbia de efluentes tem vindo a ser estudada e praticada desde finais do século XIX, tendo assumido maior expressão a partir dos anos 70 do século XX, na sequência das primeiras crises petrolíferas.

As instalações agropecuárias reúnem dois fatores chave para o sucesso do aproveitamento energético do biogás produzido no tratamento dos afluentes: por um lado, produzem matéria-prima com potencial energético - dejetos animais com um potencial enorme de criação de biogás quando procedido de tratamento anaeróbio - e, por outro, necessitam de energia eléctrica para o funcionamento dos equipamentos electromecânicos e de calor para a manutenção das instalações.

A valorização energética do biogás produzido na estabilização anaeróbia dos afluentes agro-pecuários, para além de permitir obter um retorno financeiro, que contribui para o equilíbrio dos custos de investimento e de exploração, contribui igualmente para a redução das emissões de gases com efeito de estufa, como o dióxido de carbono e o metano, e para a segurança de abastecimento energético à instalação, na medida em que assegura a alimentação de energia eléctrica em caso de falha no fornecimento pela rede nacional.

A presente dissertação apresenta um contributo para estudos a desenvolver por proprietários de agropecuárias, cooperativas regionais do setor da agropecuária, empresas de projecto e estudantes de Engenharia, constituído por uma compilação da informação mais relevante associada à estabilização anaeróbia de afluentes e à valorização energética do biogás produzido. Com base em informação referente ao número real de animais existentes em Portugal, este trabalho pretende fazer ver a essas entidades que o aproveitamento energético do biogás é viável e útil para o país.

Com a criação de uma aplicação informática de análise económica de investimento, provar que o investimento em pequenas propriedades, com apenas 80 cabeças normais, pode obter um retorno financeiro razoável, com um prazo de recuperação do investimento bastante baixo, aproveitando um recurso que caso contrário será desperdiçado e poluirá o ambiente.

Abstract

Increased energy consumption in developed and developing countries, driven by socio-economic progress, has stimulated the search for renewable energy solutions, which enable the supply of energy without increasing fossil fuel consumption or the production of greenhouse gases. In this context, electricity production from methane, resulting from the anaerobic digestion of tributaries, has been studied and practiced since the late nineteenth century, becoming more relevant since the 1970's, following the first oil crises.

Agricultural facilities meet two key factors for the success of the biogas energy use in the treatment of the tributaries: on the one hand, produce raw materials with the energetic potential - animal waste with a huge potential for the creation of biogas when subjected to anaerobic treatment - and on the other hand, need electricity to operate the electromechanical equipment and heat for the maintenance of facilities.

The production of biogas energy from the anaerobic stabilization of tributaries, in addition to providing some financial return on the investment and operation of the plant, helps reduce emissions of the greenhouse gases CO₂ and CH₄, and it even promotes power supply security to the facility, by creating backup to the utility's power supply.

This dissertation presents a contribution to studies to be developed by owners of agricultural facilities, regional cooperatives in the sector of agriculture, design firms and engineering students, consisting of a compilation of the most relevant information associated with the anaerobic conversion of tributaries and energy recovery of biogas produced. Based on data for the actual number of animals in Portugal, this paper intends to bring the information to those entities that the energy use of biogas is feasible and useful for the country.

Also has the important objective, with the creation of a computer application of economic analysis of investment, proving that investing in small properties, with only 80 animals, you can get a reasonable financial return, with a very low recovery period of investment, taking advantage of a resource that would otherwise be wasted and pollute the environment.

Agradecimentos

A realização desta Dissertação de Mestrado resultou de um percurso de grande esforço e dedicação, não sendo nunca um trabalho individual. Assim sendo, no culminar deste processo, não posso deixar de agradecer a todos os que me auxiliaram na sua realização:

À minha mãe, a pessoa mais importante de toda a minha vida, por todo o seu acreditar que seria possível completar mais este percurso, todas as lições de vida que me proporcionou e que fizeram com que eu seja a pessoa que sou hoje.

Às minhas irmãs, por todas as suas birras, que me têm proporcionado tantos sorrisos ao longo da minha vida, os quais tornam os momentos mais complicados, em momentos tão simples.

À minha tia Paula, que sempre está disponível quando preciso, por todo o seu carinho e paciência, com a sua palavra de apoio, e sem a qual a conclusão de mais uma etapa decisiva na minha vida não seria possível.

À Carolina, por toda a sua dedicação, todo o seu amor e carinho, por todo aquele apoio que só tu me sabes dar nos momentos mais difíceis, mas acima de tudo, obrigado por fazeres com que sejamos diferentes.

Ao Ivo, pelo seu apoio e amizade, sempre com as suas manias inconfundíveis, e sempre presente nos momentos mais importantes.

À entidade Magnetic Fields, em especial ao Eng.º Paulo Sarabanda pela proposta do tema, pela cooperação e apoio ao longo do trabalho e pela discussão dos resultados obtidos, que permitiu acrescentar um elevado valor a esta Dissertação.

Por último, agradecer à Doutora Teresa Nogueira e ao Mestre Roque Brandão, cuja excelência, dedicação, rigor, espírito crítico, disponibilidade e formação transmitida foram uma constante durante todo o processo e tornaram possível a realização do mesmo.

O meu sincero, Muito Obrigado...

Índice

1. Introdução	1
1.1. Enquadramento do problema e motivação	1
1.2. Objetivos do trabalho e campo de aplicação.....	2
1.3. Organização da dissertação	3
2. Conceitos Fundamentais sobre o Biogás	5
2.1. Enquadramento histórico da utilização do biogás	5
2.2. Enquadramento Legal	8
2.2.1. Legislação nacional	9
2.2.1.1. Produção de energia elétrica a partir de recursos naturais	9
2.2.1.2. Produção de energia elétrica em instalações de cogeração.....	11
2.2.1.3. Legislação comunitária	16
2.2.2. Objetivos para 2020	17
2.3. Biodigestão - A Criação de Biogás.....	18
2.3.1. Hidrólise	20
2.3.2. Acidogênese.....	20
2.3.3. Acetogênese	20
2.3.4. Metanogênese	21
2.4. Biodigestores.....	22
2.4.1. Biodigestor de abastecimento contínuo	23

2.4.1.1.	Modelo Indiano	23
2.4.1.2.	Modelo Chinês.....	25
2.4.2.	Biodigestor de batelada ou de fluxo não contínuo	27
2.5.	Biogás	28
2.5.1.	Tipos de biogás	31
2.5.1.1.	Biogás de aterro	31
2.5.1.2.	Biogás de ETAR.....	31
2.5.1.3.	Biogás da agro-pecuária	31
2.5.2.	Diferentes tipos de aplicação do biogás	32
2.5.2.1.	Energia injetada na rede elétrica nacional	32
2.5.2.2.	Biometano injetado na rede nacional de gás natural	33
2.5.2.3.	Biogás liquefeito para utilização em veículos adaptados	34
3.	Tecnologias de Cogeração Associadas à Produção de Energia Elétrica	35
3.1.	Produção de energia térmica, mecânica e elétrica	36
3.1.1.	Grupo motor-gerador.....	36
3.1.2.	Caldeira com turbina a vapor	38
3.1.3.	Turbina a gás	39
3.2.	Parâmetros de aferição da eficiência de um sistema de cogeração	41
4.	Estudo da Avaliação de Investimento	45
4.1.	Noção de <i>Cash-Flow</i> de Investimento	46
4.1.1.	Tabela de Demonstração de Resultados	46
4.1.2.	<i>Cash-Flow</i>	47
4.1.3.	Investimento em Ativos Circulantes - Necessidades de Fundo de Maneio (NFM)	49
4.1.4.	Valor Residual	50
4.1.5.	<i>Free Cash-Flow</i>	51
4.2.	Análise de Rendibilidade de um Investimento	52
4.2.1.	VAL - Valor Atual Líquido	52
4.2.2.	TIR - Taxa Interna de Rentabilidade	53

4.2.3.	Prazo de Recuperação de Capital - " <i>PAYBACK PERIOD</i> "	54
4.2.4.	IR - Índice de Rentabilidade	54
5.	Evolução do Potencial Energético do Biogás no Setor Agro-pecuário	55
5.1.	Resíduos agro-pecuários	55
5.1.1.	Variação do Número de Efetivos	56
5.1.1.1.	Número de Animais no ano de 1999	56
5.1.1.2.	Número de Animais no ano de 2009	57
5.2.	O potencial elétrico via resíduos agro-pecuários em Portugal	59
5.2.1.	O potencial elétrico máximo do biogás disponível	59
5.2.1.1.	Potencial elétrico máximo no ano de 1999	59
5.2.1.2.	Potencial elétrico máximo no ano de 2009	61
5.2.2.	O potencial elétrico exequível do biogás em Portugal	62
5.2.2.1.	Potencial elétrico exequível no ano de 1999	62
5.2.2.2.	Potencial elétrico exequível no ano de 2009	64
5.3.	Considerações gerais	65
6.	Aplicação Computacional Desenvolvida	67
6.1.	Algoritmo do programa desenvolvido	67
6.2.	Ferramenta Desenvolvida e Interface com o Utilizador	70
6.2.1.	Apresentação do programa	70
6.2.2.	Pressupostos	71
6.2.3.	Caraterização da Propriedade	72
6.2.4.	Histórico de Consumos / Custos de Exploração	73
6.2.5.	Investimento / Estrutura de Financiamento	74
6.2.6.	Resultados Obtidos	75
6.2.7.	Gráficos Obtidos	76
6.2.8.	Critérios de Decisão	77
7.	Análise de Viabilidade Económica - Caso de Estudo	79
7.1.	Descrição e Localização da Propriedade	79
7.1.1.	Análise dos Consumos Energéticos	80

7.1.2.	Descrição dos equipamentos instalados.....	82
7.2.	Dimensionamento da Central de Cogeração.....	84
7.2.1.	Localização e construção do biodigestor;	84
7.2.1.1.	Localização na propriedade.....	85
7.2.1.2.	Medidas de segurança associadas a instalações com digestores anaeróbios e armazenamento de biogás.....	86
7.2.2.	Localização e implementação do equipamento de cogeração.....	87
7.3.	Análise de Rentabilidade do Aproveitamento do Biogás Disponível.....	90
7.3.1.	Produção de Energia Elétrica para Auto-Consumo	91
7.3.1.1.	Custos de produção de biogás	91
7.3.1.2.	Investimento	91
7.3.1.3.	Consumo da Energia Elétrica Produzida	92
7.3.1.4.	Resultados Análise Viabilidade Económica.....	93
7.3.2.	Injeção na Rede Elétrica Nacional.....	94
7.4.	Análise de Sensibilidade.....	96
7.4.1.	Análise do Impacto de Vários Cenários.....	96
8.	Conclusão	101
8.1.	Análises Conclusivas.....	101
8.2.	Trabalhos Futuros	103
	Referências Bibliográficas.....	104
	Anexos	109

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Processo de digestão anaeróbia	19
Figura 2.2 - Esquema da digestão anaeróbia da matéria orgânica	19
Figura 2.3 - Biodigestor em funcionamento	22
Figura 2.4 - Esquema de biodigestor	23
Figura 2.5 - Vista frontal de um biodigestor indiano	24
Figura 2.6 - Vista em corte de um biodigestor do modelo indiano	25
Figura 2.7 - Vista frontal de um biodigestor do modelo chinês	26
Figura 2.8 - Vista em corte de um biodigestor do modelo chinês	26
Figura 2.9 - Vista frontal de um biodigestor de batelada	27
Figura 2.10 - Vista em corte de um biodigestor de batelada	28
Figura 3.1 - Representação esquemática de um sistema de cogeração por motor gerador e por turbina a gás	36
Figura 3.2 - Sistema de cogeração por caldeira com gerador a vapor	38
Figura 4.1 - Forma de cálculo do valor aproximado do TIR	53
Figura 5.1- Evolução da energia elétrica máxima disponível entre os anos de 1999 e 2009	62
Figura 5.2 - Evolução da energia elétrica exequível disponível entre os anos de 1999 e 2009	65
Figura 6.1 - Estrutura do programa "Análise de Viabilidade Económica de uma Central a Biogás - Agropecuária"	69
Figura 6.2 - Janela "Início" do programa "Análise de Viabilidade Económica de uma Central a Biogás - Agropecuária"	71
Figura 6.3 - Sub-janela "Pressupostos"	72
Figura 6.4 - Sub-janela "Caraterização da Propriedade"	73

Figura 6.5 - Sub-janela "Histórico de Consumos / Custos de Exploração"	74
Figura 6.6 - Sub-janela "Investimento / Estrutura de Financiamento"	75
Figura 6.7 - Sub-janela "Resultados Obtidos"	76
Figura 6.8 - Sub-janela "Gráficos Obtidos"	76
Figura 6.9 - Sub-janela "Critérios de Decisão"	78
Figura 7.1 - Vista aérea da propriedade	80
Figura 7.2 - Instalação de analisador de energia	81
Figura 7.3 - Consumos de energia elétrica registados na instalação.....	81
Figura 7.4 - Localização e descrição do compressor	82
Figura 7.5 - Localização e estado de conservação da caldeira	83
Figura 7.6 - Motores elétricos presentes na propriedade.....	83
Figura 7.7 - Fossa de recolha do chorume	84
Figura 7.8 - Localização proposta na propriedade do biodigestor	85
Figura 7.9 - Modo de acoplamento entre os equipamentos escolhidos para a central de cogeração.....	89
Figura 7.10 - Planta de localização dos diferentes constituintes da central de valorização de biogás.....	90
Figura 7.11 - Variação dos fluxos financeiros com uma variação negativa do biogás .	97
Figura 7.12 - Variação dos fluxos financeiros com a variação da taxa de atualização	98
Figura 7.13 - Variação dos fluxos financeiros com o aumento do IVA	99
Figura 7.14 - Variação dos fluxos financeiros com o aumento do IVA	99

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 - Potencial energético do biogás nas várias fontes existentes.....	7
Tabela 2.2 - Composição do biogás de acordo com vários autores.....	29
Tabela 2.3 - Comparação entre os dois tipos de biogás considerados atualmente	30
Tabela 2.4 - Comparação entre 1m ³ de biogás com outros combustíveis	30
Tabela 2.5 - Necessidade de remoção de gases e de outros componentes do biogás .	32
Tabela 4.1 - Mapa com as várias designações usadas na demonstração de resultados	47
Tabela 4.2 - Determinação do CF para análise de investimentos	48
Tabela 4.3 - Cálculo do <i>Free Cash-Flow</i>	51
Tabela 5.1 - Efetivo animal por quantidade e exploração em 2009	56
Tabela 5.2 - Média de efetivos por exploração em 1999	57
Tabela 5.3 - Efetivo animal por quantidade e exploração em 2009	57
Tabela 5.4 - Média de efetivos por exploração em 2009	58
Tabela 5.5 - Biogás que é possível obter por cada animal - valores médios.....	59
Tabela 5.6 - Produção máxima de biogás.....	60
Tabela 5.7 - Produção máxima diária de energia elétrica	60
Tabela 5.8 - Produção máxima de energia elétrica e potência instalada a nível nacional.....	61
Tabela 5.9 - Produção máxima de biogás.....	61
Tabela 5.10 - Produção máxima diária de energia elétrica	61
Tabela 5.11 - Produção máxima de energia elétrica e potência instalada a nível nacional.....	61
Tabela 5.12 - Número de efetivos suínos por classe de exploração	62
Tabela 5.13 - Número de efetivos bovinos por classe de exploração.....	63
Tabela 5.14 - Produção exequível diária de biogás	63

Tabela 5.15 - Produção exequível diária de energia elétrica	63
Tabela 5.16 - Produção exequível de energia elétrica e potência instalada a nível nacional para o ano de 1999	63
Tabela 5.17 - Número de efetivos suínos por classe de exploração	64
Tabela 5.18 - Número de efetivos bovinos por classe de exploração	64
Tabela 5.19 - Produção exequível de biogás	64
Tabela 5.20 - Produção exequível diária de energia elétrica	64
Tabela 5.21 - Produção exequível de energia elétrica e potência instalada a nível nacional	65
Tabela 7.1 - Características gerais do motor Genset KDGH25-GZ	88
Tabela 7.2 - Necessidades totais de investimento	92
Tabela 7.3 - Faturação ao longo dos 15 anos do projeto ao consumir a energia elétrica produzida	93
Tabela 7.4 - Valores dos critérios de decisão para auto-consumo da energia	93
Tabela 7.5 - Faturação ao longo dos 15 anos do projeto ao injetar a energia elétrica na rede nacional	95
Tabela 7.6 - Valores dos critérios de decisão para injeção da energia na rede	95
Tabela 7.7 - Valores dos critérios de decisão para variação da disponibilidade de biogás	96
Tabela 7.8 - Valores dos critérios de decisão com um aumento da taxa de atualização	97
Tabela 7.9 - Valores dos critérios de decisão com uma diminuição da taxa de atualização	97
Tabela 7.10 - Valores dos critérios de decisão com aumento do IVA	98
Tabela 7.11 - Valores dos critérios de decisão com aumento do IVA	99

Lista de Siglas e Abreviaturas

€ - Euro

a.C. - antes de Cristo

AGV - Ácidos Graxos Voláteis

ACEEE - American Council for an Energy-Efficient Economy

atm - Atmosfera

CF - *Cash-flow*

CHP - Combined Heat and Power

COGEN - Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração

EBITDA - Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization

EBIT - Earnings before Interest, Taxes

EBT - Earnings before Tax

EDP - Energias de Portugal

E-FER - Electricidade produzida a partir de Fontes de Energia Renováveis

ENE - Estratégia Nacional para a Energia

ETAR - Estação de Tratamento de Águas Residuais

FESR - Fator de Poupança de Combustível

FGT - Fluxo Gerado de Tesouraria

GEE - Gases de Efeito Estufa

GPL - Gás de Petróleo Liquefeito

GWh - Giga Watt-hora
IVA - Imposto sobre o Valor Acrescentado
kWh - kilo watt hora
kg - kilograma
m³ - Metros Cúbicos
Mtep - Milhões de Toneladas Equivalente de Petróleo
MW - Mega Watt
MWe - Mega Watt Elétrico
NFM - Necessidades de Fundo de Maneio
PCI - Poder Calorífico Inferior
pH - Potência de Hidrogénio
PNAC - Programa Nacional para as Alterações Climáticas
ppm - partes por milhão
psig - pounds per square inch gauge
PTN - Condições Normais de Pressão e Temperatura
PVC - Policloreto de Vinilo
REE - Rendimento Elétrico Equivalente
RSU - Resíduos Sólidos Urbanos
SEI - Sistema Elétrico Independente
SEN - Sistema Elétrico Nacional
SEP - Sistema Elétrico Público
SNGN - Serviço Nacional de Gás Natural
ST - Sólidos Totais
t - Tonelada
TIR - Taxa Interna de Rentabilidade
UE - União Europeia
VAL - Valor atual Líquido

Lista de Abreviaturas Químicas

CH₄ - Metano

CO₂ - Dióxido de Carbono

H₂ - Hidrogénio

H₂S - Sulfureto de Hidrogénio

HFC - Hidrocarbonetos Fluorados

HCOOH - Ácido Metanóico

N₂O - Óxido de Nitroso

NH₃ - Amoníaco

PFC - Hidrocarbonetos Perfluorados

SF₆ - Hexafluoreto de Enxofre

1. Introdução

1.1. Enquadramento do problema e motivação

Desde a Revolução Industrial que a produção de energia tem constituído o suporte do modelo de desenvolvimento das sociedades. Com o primeiro choque petrolífero, em 1973, que potenciou a instalação da maioria das centrais nucleares, a produção de energia deixou de estar exclusivamente assente nos combustíveis fósseis. O início da globalização e o desenvolvimento dos países asiáticos, como a China e a Índia, ditaram o aumento crescente do consumo de energia e da emissão de gases com efeito de estufa.

Em Portugal, o consumo de energia tem mantido um crescimento elevado ao longo dos anos, em paralelo com o progresso económico e social verificado nas últimas décadas, mas também como resultado de uma elevada ineficiência energética induzida pelo crescimento dominante de consumos nos setores doméstico, dos serviços e dos transportes. A construção desta pirâmide invertida, de necessidades energéticas cada vez maiores a partir das mesmas fontes, motivou a procura de alternativas focalizadas nas energias renováveis (Santos, 2008). Nesse sentido, a produção de energia elétrica a partir do aproveitamento do gás metano resultante da estabilização anaeróbia de afluentes, incluindo os dejetos de animais, tem vindo a ser estudada e praticada desde o final do século XIX, tendo assumido maior relevância desde as crises energéticas de 1973 e 1979.

Apesar da necessidade de aumentar o peso das energias renováveis, a falta de consciencialização dos proprietários das agropecuárias levou até que recentemente, apenas um número reduzido de projetos avançasse. E devido ao aumento da produção agro-industrial, aumentou também a criação de dejetos animais, o que leva a um aumento da criação de gases de efeito de estufa - GEE. Esses dejetos quando

sujeitos a estabilização biológica através do recurso à estabilização anaeróbia promove a conversão microbiológica da matéria orgânica numa mistura de gases composta, essencialmente, por metano (CH₄) e dióxido de carbono (CO₂), designada por biogás. O biogás é um combustível gasoso com um elevado poder energético, que pode ser utilizado em equipamentos de conversão energética, como sejam os grupos motor-gerador para produção combinada de calor e de eletricidade e as caldeiras para produção de água quente e/ou vapor.

Deste modo, a instalação de um sistema de cogeração numa propriedade de agropecuária permitirá satisfazer parcialmente o consumo energético da própria instalação ou vender a energia produzida ao sistema elétrico nacional, mediante o pagamento da tarifa destinada às centrais renováveis. A energia térmica recuperada poderá ser reaproveitada no próprio processo de estabilização anaeróbia dos dejetos, mais concretamente no aquecimento da matéria orgânica a estabilizar, e, também, no aquecimento ambiental da instalação.

Assim, a valorização energética do biogás na própria propriedade de agropecuária permitirá, por um lado, diminuir o consumo de energia produzida a partir de combustíveis fósseis, traduzindo-se na poupança de recursos naturais e, por outro, reduzir a emissão de gases com efeito de estufa (GEE) para a atmosfera, não só por evitar a emissão dos três gases mais relevantes para o efeito de estufa, designadamente dióxido de carbono, metano e óxido nítrico (N₂O) produzidos pelo estrume dos animais, como também por reduzir a emissão de gases em resultado da queima de combustíveis fósseis utilizados na produção de energia elétrica. (Serafinova, 2006)

O melhor aproveitamento dos recursos endógenos nacionais constitui um instrumento indispensável à prossecução dos objetivos da política energética nacional, designadamente a redução da dependência energética externa e das emissões poluentes, particularmente as que assumem uma importância relevante para as alterações climáticas.

Deste modo, considera-se que o tema do presente estudo se enquadra na política energética nacional, que, entre outros objetivos, visa dar cumprimento aos compromissos assumidos internacionalmente em matéria ambiental, nomeadamente às metas de emissão de gases com efeito de estufa impostas pelo Protocolo de Quioto, e que alia as áreas de Engenharia de Sistemas Elétricos de Energia e das Energias Renováveis, duas áreas de importância crucial para a sustentabilidade ambiental.

1.2. Objetivos do trabalho e campo de aplicação

O presente documento foi desenvolvido em colaboração com a empresa *Magnetic Fields* e teve origem na necessidade do autor, enquanto membro do *staff* técnico da empresa, em aprofundar os seus conhecimentos relativamente à valorização energética de biogás em propriedades do tipo agropecuária e também estudar a viabilidade económica da implementação de sistemas de cogeração.

Organização da dissertação

A pesquisa bibliográfica acerca dos temas referidos revelou que a informação acerca destes temas se encontrava dispersa por vários documentos redigidos, essencialmente, em língua portuguesa.

Este trabalho divide-se em três grandes objetivos. Tem como primeiro objetivo o cálculo da disponibilidade de biogás e a sua valorização energética a nível nacional, recorrendo a dados reais de número de cabeças de gado existentes em Portugal, para assim se demonstrar o potencial existente a nível energético e de mitigação de emissões de GEE neste setor. O segundo objetivo visou implementar uma aplicação computacional, na linguagem Visual Basic (VB), capaz de avaliar, a partir da introdução de vários dados referentes à propriedade em estudo, a viabilidade económica da implementação de uma central de valorização do biogás disponível, fornecendo ao utilizador vários critérios de decisão, como são o Valor Atual Líquido - VAL, a Taxa Interna de Rentabilidade - TIR, *PAYBACK* e o Índice de Rentabilidade - IR, recorrendo para isso a uma base científica sólida.

Por último, este trabalho tem ainda como objetivo, analisar a implementação de uma central de micro-cogeração numa propriedade real que desenvolve a sua atividade na área da agropecuária, recorrendo à aplicação criada para avaliar a sua viabilidade económica.

O campo de aplicação da ferramenta desenvolvida enquadra-se na ajuda à decisão, de empresas como a *Magnetic Fields* que têm ao seu encargo uma grande variedade de projetos de implementação de centrais de cogeração, de modo a preparar propostas para apresentar aos seus clientes.

1.3. Organização da dissertação

Este documento está organizado em oito capítulos ao longo dos quais se apresentam os temas mais importantes relativos aos objetivos propostos, como a apresentação da legislação aplicada no setor das energias renováveis e da cogeração, a descrição dos processos envolvidos na criação de biogás e as suas principais características, as principais tecnologias usadas nas instalações de cogeração, assim com as vantagens e desvantagens relacionadas com cada tecnologia. Em seguida são apresentados os valores calculados de energia elétrica, máxima e exequível, disponível no setor da agropecuária em Portugal, para depois serem descritas todas as fases da construção da aplicação desenvolvida, a sua implementação e o seu teste, para no final, se retirarem as principais conclusões.

Assim, no presente Capítulo — Introdução — é realçado o interesse do estudo do problema, apresentando-se em que contexto se insere e descrevendo os objetivos principais do trabalho, enumerando os desafios relacionados com este trabalho. No fim, apresenta-se a organização deste documento.

No segundo Capítulo — Conceitos Fundamentais sobre o Biogás — descreve-se a evolução histórica da utilização do biogás, desde as primeiras utilizações, passando pelo primeiro projeto em Portugal, bem como o estado atual da sua utilização em

Introdução

Portugal. É apresentada a evolução da legislação aplicada, tanto ao setor das energias renováveis, como ao setor da cogeração bem como os objetivos para 2020, em termos de controlo de emissão de GEE, assumidos por todos os países da União Europeia. De seguida descreve-se as quatro fases da digestão anaeróbia, a Hidrólise, a Acidogênese, a Acetogênese e a Metanogênese. Para o processo de digestão anaeróbia se desenvolver é necessário recorrer a um biodigestor, assim, é dado a conhecer os diferentes tipos de biodigestores onde o processo se pode desenvolver. Por fim são descritas as características do biogás criado, bem como as suas aplicações mais frequentes.

No terceiro Capítulo – Tecnologias de Cogeração Associadas à Produção de Energia Elétrica – são descritas as principais tecnologias existentes para centrais de cogeração, onde se enumera as principais vantagens e desvantagens associadas a cada tecnologia.

No quarto Capítulo – Estudo da Avaliação de Investimento – são explicados os conceitos básicos que serviram de base para a construção da aplicação informática. São enumeradas as fórmulas matemáticas de cada um dos métodos de decisão aplicados numa análise de investimento.

No quinto Capítulo – Evolução do Potencial Energético do Biogás no Setor Agropecuário – é estudada evolução do potencial energético do biogás no setor agropecuário, entre 1999 e 2009, respetivamente os anos do penúltimo e último Recenseamento Agrícola, recorrendo a dados reais do número de cabeças de gado existentes. Foram calculados os potenciais, máximo e exequível, recorrendo a valores teóricos de conversão de kg diários de dejetos animais para m³ de biogás, e com base nesses valores foi calculado a respetiva energia elétrica.

O sexto Capítulo – Aplicação Computacional Desenvolvida – descreve todos os passos dados no desenvolvimento e implementação da aplicação computacional, desde a escolha da linguagem de programação, Visual Basic for Applications (VBA), até ao seu desenvolvimento, passando pela construção da interface com o utilizador.

No sétimo Capítulo – Análise de Viabilidade Económica - Caso de Estudo – apresenta-se os aspetos mais relevantes do caso de estudo considerado, tais como o dimensionamento da central, os custos associados e os resultados obtidos a partir da simulação computacional da aplicação desenvolvida e implementada em VBA.

Finalmente, no oitavo Capítulo – Conclusão – sintetiza-se o estudo realizado e são apresentadas as principais conclusões sobre o trabalho proposto.

2. Conceitos Fundamentais sobre o Biogás

2.1. Enquadramento histórico da utilização do biogás

A estabilização anaeróbia é um dos processos mais antigos utilizados para a estabilização de matéria orgânica presentes nas mais diversas áreas (Metcalf & Eddy, 2009). Evidências históricas indicam que o biogás foi utilizado no aquecimento da água de banho na Assíria, no século XX a.C., e também na Pérsia, no século XVI a.C. (Braun & Wellinger, 2003).

Alexander Volta foi o primeiro investigador a descrever cientificamente a formação de gases inflamáveis em pântanos e em sedimentos de lagos, em 1776 (McCarty, 2001), tendo Dalton, em 1804, atribuído a fórmula química correta ao metano (Braun & Wellinger, 2003).

Em 1856, Reiset identificou a libertação de metano de pilhas de estrume em decomposição, tendo proposto o estudo deste processo com o objetivo de aprofundar os conhecimentos relativos à decomposição da matéria orgânica (McCarty, 2001). Em 1884, Gayon, assistente de Pasteur, desenvolveu um conjunto de ensaios de estabilização anaeróbia de dejetos de animais, cujos resultados, nomeadamente no que respeita ao volume de gás gerado a 35 °C, levaram Pasteur a concluir que a fermentação anaeróbia de estrume poderia produzir gás em quantidade suficiente para o aquecimento e a iluminação (Braun & Wellinger, 2003).

A informação disponível indica que a primeira aplicação, à escala real, dos processos de tratamento anaeróbios tenha ocorrido por volta de 1860, associada ao tratamento de águas residuais urbanas, numa configuração aproximada ao que hoje se designa de fossa séptica. Em 1895, Donald Cameron construiu e patenteou o primeiro tanque séptico, concebido para tratar um caudal de 230 m³/dia.

O sucesso deste órgão foi tal que, em 1897, o município inglês de Exeter aprovou o recurso a estes tanques para o tratamento das águas residuais geradas na cidade. Sistemas idênticos foram concebidos por A. Talbot para as localidades americanas de Urbana e Champaign, Illinois, respetivamente em 1894 e 1897 (McCarty, 2001). Em (Dublein e Steinhauser, 2008) refere que Talbot, em 1894, introduziu separadores verticais no fundo dos tanques com o objetivo de melhorar o seu desempenho, tendo estes tanques vindo a evoluir para os sistemas atualmente designados por fossas sépticas.

No entanto, o afluente tratado nas fossas sépticas apresentava uma cor escura e um odor intenso e desagradável, arrastando sólidos não digeridos que colmatavam com frequência os meios filtrantes utilizados para a afinação do afluente. Em 1899, Harry Clark sugeriu que esse problema poderia ser solucionado se a fermentação da lama ocorresse numa câmara separada da fossa séptica. Cinco anos mais tarde, em 1904, William Travis iniciou a operação de um sistema constituído por dois estágios, o que permitia que a matéria sólida sedimentasse num primeiro compartimento, onde ocorria a digestão (McCarty, 2001), equipado com anteparas para evitar a ressuspensão de materiais de menores dimensões (Deublein & Steinhauser, 2008).

Com o objetivo de minimizar a ressuspensão de sólidos e a septicidade do efluente, Karl Imhoff introduziu modificações na fossa séptica de Travis, passando o período de digestão das lamas a ser de algumas semanas a alguns meses. O tanque Imhoff foi o primeiro sistema de tratamento de águas residuais a ser utilizado em grande escala, sendo ainda hoje utilizado no tratamento de águas residuais de pequenos aglomerados populacionais, associado, frequentemente, a soluções de tratamento extensivas. Apesar dos progressos introduzidos por Imhoff, a separação da zona de digestão de lamas da zona de decantação do afluente só foi conseguida em 1927, quando Ruhrverband instalou o primeiro sistema de aquecimento de lamas associado a um digestor. A eficiência de tratamento alcançada excedeu, claramente, a obtida com o tanque Imhoff e a digestão anaeróbia em reator dedicado ganhou popularidade, particularmente em cidades de maior dimensão.

Paralelamente, foi crescendo o interesse pelo gás metano produzido na digestão anaeróbia. Nesse mesmo ano, Ruhrverband utilizou o biogás para gerar energia elétrica utilizando para isso o tratamento biológico das águas residuais de uma ETAR, situada em Essen-Rellinghausen, bem como a água de arrefecimento dos motores no aquecimento dos digestores. Esta utilização do biogás é hoje correntemente aplicada em inúmeras instalações de tratamento de águas residuais por todo o mundo. Na década de 30 do século XX, muitas cidades alemãs armazenavam o biogás em cilindros de aço, para posterior utilização como combustível (Ferreira, 1998).

Enquadramento histórico da utilização do biogás

No início do século XX um número significativo de unidades industriais gerava a própria eletricidade que consumia, através de caldeiras de carvão e de turbinas de vapor.

A primeira instalação portuguesa de biogás data de 1953. Tratava-se de uma instalação de pequena dimensão, localizada em Vila Nova de Cerveira, destinada ao processamento do estrume de 8 bovinos. O biogás produzido era, então, utilizado em fins domésticos (cozinha e aquecimento). Só decorridos 25 anos surgiu o segundo digestor em Portugal, com a instalação de um digestor industrial com 900 m³ de volume, em Leiria, que utilizava como substrato os resíduos do abate de 50 000 galinhas poedeiras (Horm, 2010).

Segundo (Ferreira, 1998), dois aspetos fundamentais concorreram para que os processos de estabilização anaeróbia e de cogeração passassem a ser encarados como instrumentos essenciais no tratamento de resíduos, designadamente a escassez e limitação dos recursos energéticos e os problemas ambientais inerentes à grande concentração de resíduos.

De fato, o aumento dos preços do petróleo, durante as crises petrolíferas de 1973 e 1979, fez crescer o interesse no processo de digestão anaeróbia associado à valorização do biogás produzido, enquanto fonte de energia renovável. Assistiu-se na China, Índia e sudoeste asiático a uma expansão massiva de pequenas unidades de estabilização anaeróbia com a construção de milhões de digestores de escala familiar concebidos, essencialmente, para digerir excrementos de animais, dejetos humanos e resíduos sólidos. Contudo, o fraco conhecimento do processo ditou o fracasso de muitos sistemas construídos em todo o mundo, associados, predominantemente, à estabilização de resíduos de agropecuárias (Ferreira, 2002).

Desde então, a tecnologia de estabilização anaeróbia tem evoluído significativamente, quer no que diz respeito à concepção dos digestores e dos equipamentos associados à operação, quer no que diz respeito à compressão dos parâmetros de controlo do processo, sendo um processo privilegiado para a estabilização das lamas produzidas no tratamento de efluentes líquidos, em virtude associados à produção e posterior aproveitamento da energia gerada.

Na Tabela 2.1 observa-se o potencial de produção de energia elétrica com base no biogás em Portugal, estimado em cerca de 886 GWh / ano, e distribuído pelas seguintes fontes (Energias Renováveis, 2004):

Tabela 2.1 - Potencial energético do biogás nas várias fontes existentes

Fonte	Energia eléctrica [GWh/ano]	Potência Eléctrica [MW]
Agro-alimentar	120	31
Agro-pecuário	226	59
ETAR's	157	41
RSU (aterros)	383	99

Atualmente existe em Portugal cerca de uma centena de sistemas de produção de biogás, na sua maioria proveniente do tratamento de efluentes agro-pecuários (cerca de 85 %) e destas, cerca de 85% são suiniculturas e de alguns aterros de grande porte. Este aproveitamento, para além de resolver os problemas de poluição dos efluentes, pode tornar uma exploração agro-pecuária auto-suficiente em termos energéticos. Os efluentes sólidos resultantes podem ser ainda aproveitados como adubo (Ferreira, 2008).

Apesar do potencial e das metas do Governo, o biogás representa atualmente apenas cerca de 0,2% do consumo energético nacional, com cerca de 80 GWh produzidos e potencia instalada de apenas 21 MW (2009), isto é, 58% abaixo da meta dos 50 MW, definida na Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2003, de 28 de Abril.

Existem vários constrangimentos que justificam o relativo insucesso deste setor:

- Uma fraca aceitação do processo de digestão anaeróbia, com excepção dos tratamentos das lamas das ETAR's;
- Pouca relevância dada à mais-valia energética dos projetos ambientais, avaliados essencialmente pela capacidade de tratamento;
- Baixa retribuição da energia elétrica produzida a partir da digestão anaeróbia, prejudicando assim a amortização dos investimentos.

A aplicação de uma série de medidas específicas para as várias fontes de biogás (agro-pecuário, ETAR's e RSU - Resíduos Sólidos Urbanos), como revisão do tarifário, incentivos para o tratamento e utilização dos resíduos sólidos como fertilizantes, poderá fazer com que esta tecnologia represente um contributo importante na área do ambiente e na área energética (Di Bernardino, 2008).

Uma outra medida será estimular a recolha e aproveitamento do biogás, penalizando os agentes por causa das emissões. Estas medidas aliadas à construção de novos sistemas de ETAR's e tratamentos de RSU, integrados em estratégias ambientais e conservação dos recursos hídricos, poderá potenciar novos empreendimentos de aproveitamento do biogás.

A estratégia nacional para a energia até 2020 refere no eixo das renováveis o seguinte: "Explorar o potencial associado ao biogás proveniente da digestão anaeróbia de resíduos e afluentes". Apesar de lacónica e sem metas quantitativas, fica novamente vincada a necessidade de aproveitar o potencial energético existente neste setor acompanhado por uma valorização ambiental do que ainda é visto como um resíduo (Ferreira, 2008).

2.2. Enquadramento Legal

No final da década de 90 do século XX, o aumento das preocupações com a sustentabilidade ambiental do planeta ganharam notoriedade, o que levou à

assinatura do Protocolo de Quioto. As implicações no setor energético foram evidentes, já que se trata de um dos maiores responsáveis pela emissão de GEE. Não tardaram a ser criados mecanismos para que os aspetos ambientais passassem a influir no planeamento estratégico do setor energético de todos os países que assinaram o protocolo, e Portugal não foi diferente.

Apresentam-se de seguida os principais documentos legais, nacionais e comunitários, relativos à regulamentação do regime de produção de energia elétrica a partir de recursos naturais e em instalações de cogeração. A publicação deste conjunto de documentos legais veio criar as condições necessárias à venda de energia elétrica produzida a partir de recursos renováveis ao sistema elétrico nacional (SEN). Por outro lado, a atividade de cogeração passou a ter um quadro legislativo que reconhece os benefícios energéticos e ambientais associados à produção útil da cogeração, estando subjacente o princípio dos "custos evitados" ao sistema elétrico de serviço público (SEP) em resultado da entrada em funcionamento de instalações de cogeração, nomeadamente no que respeita à redução do investimento na construção de novas unidades de produção de energia elétrica e de novas redes de distribuição, e dos custos de produção, transporte e distribuição de energia bem como na redução das perdas de energia.

Procurou-se neste capítulo destacar todos os documentos, nacionais e comunitários, essenciais à boa utilização das instalações que recorrem a combustíveis gasosos para produção de energia elétrica e das instalações de cogeração, sendo essencial uma boa análise dos respetivos documentos para as instalações serem utilizadas de forma mais eficiente e entender as vantagens que o investimento neste tipo de instalações pode trazer (Kassam et al, 2003).

2.2.1. Legislação nacional

2.2.1.1. Produção de energia elétrica a partir de recursos naturais

O Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, estabeleceu pela primeira vez as regras aplicáveis à produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis e à produção combinada de calor e eletricidade. Com a posterior aprovação, em Julho de 1995, de um conjunto de diplomas que deram um novo enquadramento jurídico ao SEN, a produção combinada de calor e eletricidade passou a reger-se por um regime autónomo, definido pelo Decreto-Lei nº 186/95, de 27 Julho. No seguimento destas alterações, e com o objetivo de adequar o Decreto-Lei nº 189/88 a esse novo enquadramento, foi aprovado o Decreto-Lei nº 313/95, de 24 de Novembro.

No entanto, as crescentes preocupações com a defesa do ambiente tornaram necessário um maior estreitamento das políticas energética e ambiental de forma a viabilizar o cumprimento dos compromissos internacionais que Portugal previa assumir, nomeadamente em matéria de limitação das emissões dos gases que contribuem para o efeito de estufa, na sequência da implementação da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas e do Protocolo de Quioto, dela decorrente. Neste sentido, foi aprovado o Decreto-Lei nº 168/99, de 18 de Maio,

que altera e republica o Decreto-Lei nº 189/88. Este documento veio, entre vários aspetos, estabelecer os princípios necessários à internalização dos benefícios ambientais decorrentes da produção de energia elétrica a partir de energias renováveis, permitindo a implementação de tarifas habitualmente designadas de tarifas verdes.

O Decreto-Lei nº 339-C/2001, de 29 de Dezembro, veio alterar o Decreto-Lei nº 189/88, revendo o regime aplicável à atividade de produção de energia elétrica, no âmbito do sistema elétrico independente (SEI), nomeadamente pela introdução de alterações ao estabelecimento de uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração e pelo reconhecimento que o contributo ambiental das instalações abrangidas é permanente, não sendo apropriado impor uma qualquer limitação temporal às condições de remuneração previstas por este conjunto de documentos legais.

Com a aprovação, através do Decreto-Lei nº 7/2002, de 25 de Março, do Protocolo de Quioto à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, assinado em Nova Iorque em 29 de Abril de 1998, Portugal assumiu o compromisso de limitar, no período 2008 - 2012, o aumento das emissões de gases com efeito de estufa a um máximo de 27% relativamente a 1990. Salienta-se que o protocolo de Quioto refere o não aproveitamento energético dos resíduos como uma das atividades emissoras de GEE.

Nesse contexto, a Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2003, de 28 de Abril, aprovou uma clara e calendarizada política energética, essencial ao cumprimento dos compromissos assumidos em matéria ambiental, estabelecendo objetivos nacionais para cada tipo de energia renovável. Este documento indica que a capacidade a instalar até ao ano transato, para a produção de energia elétrica a partir de biogás deveria ser de 50 MW, sendo que, em 2001, era apenas 1 MW e em de 2009, de 21 MW (Di Bernardino, 2008).

Atendendo a que se verificou uma alteração dos pressupostos que estiveram presentes na elaboração do Decreto-Lei nº 339-C/2001, nomeadamente no que respeita ao preço do CO₂ e ao preço da eletricidade em regime de mercado, foi necessário atualizar, através da publicação do Decreto-Lei nº 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, os valores constantes da fórmula de remuneração da energia elétrica produzida a partir de recursos renováveis. Este último documento volta a impor um limite temporal para a aplicação do tarifário de energia verde, por considerar que esse mesmo período de tempo é suficiente para os promotores recuperarem os investimentos efetuados e obterem um retorno financeiro mínimo. O Decreto-Lei nº 33-A/2005 foi alterado pela Declaração de Retificação nº 29/2005, de 15 de Abril.

Ainda em 2005 foi publicada a estratégia nacional para a energia (ENE), definida na Resolução do Conselho de Ministros nº 169/2005, de 24 de Outubro, que estabelece várias medidas, das quais se destacam a criação de um quadro legislativo estável e transparente para o setor e a avaliação dos critérios de remuneração da eletricidade produzida atendendo às especialidades tecnológicas e a critérios ambientais.

O programa nacional para as alterações climáticas (PNAC), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros nº 104/2006, de 23 de Agosto, reforça a aposta na promoção da produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável, uma vez que estas contribuem para a redução das emissões de gases com efeito de estufa associados ao sistema eletroprodutor.

As centrais de biogás encontram-se entre as tecnologias renováveis às quais foi atribuído um coeficiente Z que permite remunerar diferenciadamente a sua produção de energia elétrica. O Decreto-Lei nº 225/2007, de 31 de Maio, veio introduzir um conjunto de alterações ao Decreto-Lei nº 189/88, com a redacção dada pelo Decreto-Lei nº 168/99, e com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei nº 339-C/2001 e pelo Decreto-Lei nº 33-A/2005, no sentido de concretizar as medidas relacionadas com as energias renováveis previstas na ENE.

O Decreto-Lei nº 225/2007 foi alterado pela Declaração de Retificação nº 71/2007, de 24 de Julho.

2.2.1.2. Produção de energia elétrica em instalações de cogeração

Como referido na secção anterior, o Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, estabeleceu as condições relativas ao exercício da atividade de produção de energia elétrica, dentro de determinados limites de potência instalada, por qualquer entidade, independentemente da sua forma jurídica, que utilizasse recursos renováveis ou instalasse sistemas de produção combinada de calor e eletricidade. Após a publicação do diploma, registou-se um acentuado desenvolvimento da utilização do processo de cogeração, o que originou um conjunto alargado de situações com características peculiares no setor de produção de energia, que não se encontravam previstas no quadro daquela normativa legal.

Assim, no sentido de adequar o conceito legal de cogeração às novas condições, foi publicado o Decreto-Lei nº 186/95, de 27 de Julho, que se aplica, exclusivamente, à produção de energia em instalações de cogeração, separando-a legislativamente das formas de produção de energia elétrica cobertas pelo Decreto-Lei nº 189/88. O Decreto-Lei nº 186/95 veio estabelecer disposições relativas à atividade de produção e consumo combinados de energia elétrica e térmica, mediante o processo de cogeração, sem limite máximo de potência instalada, definindo regras quantitativas para a definição do conceito de cogeração, baseadas na verificação de um rendimento térmico mais ajustado aos objetivos da política energética nacional.

No entanto, em 1999, face à evolução do setor energético e das preocupações ambientais, foi necessário rever o normativo aplicável à cogeração, tendo sido publicado o Decreto-Lei nº 538/99, de 13 de Dezembro, que revoga o Decreto-Lei nº 186/95. Este novo documento só abrange as instalações de cogeração que verifiquem as seguintes condições:

- a) O rendimento elétrico equivalente (REE) da instalação de cogeração tem que ser igual ou superior a 0,55;

- b) A quantidade de energia elétrica fornecida à rede não pode exceder o valor obtido pela equação da alínea b) do nº 1 do artigo 4º presente no Decreto-Lei nº 538/99;
- c) A potência elétrica instalada tem que ser igual ou superior a 250 kVA, sempre que o rácio T/E^1 seja igual ou superior a 5.

A prossecução dos objetivos definidos no Decreto-Lei nº 538/99 deparava-se com o constrangimento de capacidade das redes do SEP para recepção da energia elétrica proveniente dos centros eletroprodutores do SEI, que conduzia, frequentemente, à inviabilização dos projetos apresentados pelos promotores. Assim, no final de 2001, foi publicado o Decreto-Lei nº 312/2001, de 10 de Dezembro, com o objetivo de definir a recepção e entrega de energia elétrica proveniente de novos centros eletroprodutores do SEI. Na mesma data foi publicado o Decreto-Lei nº 313/2001 que altera o Decreto-Lei nº 538/99, revendo normas relativas às condições de exploração e tarifários de atividade de produção combinada de calor e eletricidade.

Em Janeiro de 2002, foi publicado um conjunto de quatro portarias que têm por objetivo estabelecer os tarifários de venda de energia elétrica produzida pela instalação de cogeração à rede do SEP, para as seguintes condições:

- A potência de ligação das instalações de cogeração seja superior a 10 MW, utilizando como combustível gás natural, gás de petróleo liquefeito (GPL) ou combustíveis líquidos, com exceção de fuelóleo - Portaria nº 57/2002, de 15 de Janeiro;
- A potência de ligação das instalações de cogeração seja inferior ou igual a 10 MW, utilizando como combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com exceção de fuelóleo - Portaria nº 58/2002, de 15 de Janeiro;
- As instalações de cogeração que utilizem como combustível fuelóleo, independentemente da potência de ligação - Portaria nº 59/2002, de 15 Janeiro;

As instalações de cogeração sejam utilizadoras de energia primária que, em cada ano, seja constituída em mais de 50% por recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, independentemente da potência de ligação - Portaria nº 60/2002, de 15 de Janeiro.

A comercialização da energia elétrica produzida por cogeração depende da existência ou da criação de pontos de interligação na rede elétrica nacional existente, com vista à introdução da energia produzida na rede.

Os principais princípios que regem a remuneração da energia elétrica renovável são o benefício ambiental que lhe está associado e os custos que são evitados ao sistema energético pelo fato das novas instalações produtoras de energia renovável se situarem mais próximo dos utilizadores, diminuindo, assim, as perdas no transporte. O tarifário de remuneração da energia elétrica entregue à rede, definido na Portaria

¹ E - energia eléctrica produzida anualmente pelo cogrador, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética;

T - energia térmica útil consumida anualmente a partir da energia térmica produzida pelo cogrador, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética.

Enquadramento legal

n.º 60/2002, é aplicável a instalações que sejam utilizadoras de energia primária que, em cada ano, seja constituída em mais de 50% por recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, independentemente da potência de ligação (Caseiro, 2005).

O valor de remuneração do fornecimento de energia à rede elétrica pelas centrais de cogeração pode ser calculado através da seguinte fórmula publicada no Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio, alterado pela Declaração de Retificação n.º 71/2007, de 24 de Julho:

$$VRD_m = \{KMHO_m * [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m * Z\} * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} * \frac{1}{1-LEV} \quad (2.1)$$

Em que:

VRD_m - remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês *m*;

KMHO_m - coeficiente facultativo que modula os valores de PF(VRD)_m, de PV(VRD)_m e de PA(VRD)_m em função do posto horário em que a energia tenha sido fornecida;

PF(VRD)_m - parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês *m*;

PV(VRD)_m - parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês *m*;

PA(VRD)_m - parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês *m*;

Z - coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada;

IPC_{m-1} - índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês *m-1*;

IPC_{ref} - índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de eletricidade à rede pela central renovável;

LEV - representa as perdas nas redes de transporte e distribuição evitadas pela central renovável.

O valor de remuneração da eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável resulta da adição de três parcelas:

- Parcela fixa diretamente dependente da potência instalada, PF(VRD)_m, dada pela equação 4.7;
- Parcela variável associada à energia produzida, PV(VRD)_m, dada pela expressão 4.10 e correspondente a 0,036 €/kWh;
- Parcela ambiental relacionada com as emissões de CO₂ evitadas, PA(VRD)_m, dada pela expressão 4.11 e correspondente a 0,0074 €/kWh

Conceitos fundamentais sobre o biogás

A soma destas parcelas é multiplicada por três outros fatores associados à valorização da energia produzida nas horas de ponta e de cheia (KMHO_m), determinada pela expressão 4.12, ao índice de preços do consumidor e ao benefício associado à diminuição das perdas na rede por se ter uma produção descentralizada (1/(1-LEV)).

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} * COEF_{pot,m} * POT_{med,m} \quad (2.2)$$

Em que:

PF(U)_{ref} - valor unitário de referência para PF(VRD)_m, que corresponde ao custo unitário de investimento nos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência; assume o valor de 5,44 €/kWh/mês;

COEF_{pot,m} - é uma medida do contributo da central para a garantia de potência proporcionada pela rede pública. Corresponde ao número de horas equivalentes em que a central funcionou à potência nominal, sendo calculado pela equação 4.8;

POT_{med,m} - potência média disponibilizada pela central renovável à rede pública no mês m (kW), dada pela expressão 4.9;

$$COEF_{pot,m} = \frac{ECR_m}{24 * POT_{dec}} \quad (2.3)$$

Em que:

ECR_m - eletricidade produzida pela central renovável no mês m (kWh);

POT_{dec} - potência da central declarada pelo produtor no ato do licenciamento (kW).

$$POT_{med,m} = \min \left(POT_{dec}; \frac{ECR_m}{24 * NDM_m} \right) \quad (2.4)$$

Em que:

NDM_m - número de dias do mês m, que assume o valor 30.

$$PV(VRD)_m = PV(VRD)_{ref} * ECR_m \quad (2.5)$$

Em que:

PV(U)_{ref} - valor unitário de referência para PV(VRD)_m, que corresponde aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável. Assume o valor de 0,036 €/kWh.

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} * CCR_{ref} * ECR_m \quad (2.6)$$

Em que:

ECE(U)_{ref} - valor unitário de referência para as emissões de CO₂ evitadas pela central renovável. Assume o valor de 2×10⁻⁵ €/g CO₂;

CCR_{ref} - montante unitário das emissões de CO₂ da central de referência. Assume o valor de 370 g/kWh.

$$KMHO_m = \frac{KMHO_{pc} * ECR_{pc,m} + KMHO_v * ECR_{v,m}}{ECR_m} \quad (2.7)$$

Em que:

KMHO_{pc} - fator que representa a modulação correspondente a horas cheias e de ponta. Assume o valor de 1,25;

ECR_{pc,m} - eletricidade produzida pela central renovável nas horas cheias e de ponta do mês m (kWh).

KMHO_v - fator que representa a modulação correspondente a horas de vazio. Assume o valor de 0,65;

ECR_{v,m} - eletricidade produzida pela central renovável nas horas de vazio do mês m (kWh).

ECR_m - eletricidade produzida pela central renovável nas horas cheias e de ponta do mês m (kWh).

O parâmetro LEV assume o valor de 0,015 no caso de centrais com potência maior ou igual a 5 MW e o valor de 0,035 no caso de centrais de menor potência. O regime de cobrança da energia elétrica em Portugal divide o dia em horas “de ponta”, horas “de cheia”, horas “de vazio” e horas “de super-vazio”, ou seja, é cobrada uma tarifa superior pela energia elétrica consumida nas horas tradicionalmente de maior consumo, com o objetivo de induzir a diminuição do consumo de energia elétrica nessas horas, conseguindo, deste modo, uma maior uniformização dos consumos energéticos ao longo do dia. No período de hora legal de Inverno, as horas vazias ocorrem entre as 0 h e as 8 h e entre as 22 h e as 24 h, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta. No período de hora legal de Verão, as horas vazias ocorrem entre as 0 h e as 9 h e entre as 23 h e as 24 h, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta (EDP, 2011). Como tal, a energia elétrica por cogeração deve ser produzida nas horas “de ponta” e “de cheias”, para maximizar a economia do consumo de energia da rede elétrica nacional. No entanto, uma vez que o biogás é produzido ao longo de 24 horas do dia, é necessário recorrer ao seu armazenamento no(s) gasómetro(s) da instalação, a partir do(s) qual(is) é alimentado o motor de cogeração.

2.2.1.3. Legislação comunitária

O tema energia tem marcado as agendas das grandes economias mundiais, que, por um lado, se focalizam na racionalização e no uso eficiente dos recursos energéticos disponíveis, e por outro, se concentram na utilização e no desenvolvimento de energias alternativas provenientes de recursos renováveis.

A Decisão 2002/358/CE do Conselho, de 25 de Abril de 2002, aprovou, em nome da Comunidade Europeia, o Protocolo de Quioto da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as alterações climáticas, tendo este sido ratificado a 31 de Maio do mesmo ano. O Protocolo de Quioto entrou oficialmente em vigor a 16 de Fevereiro de 2005, na sequência da deposição dos instrumentos de ratificação por 55 países incluídos no Anexo I à Convenção-Quadro, que representavam um mínimo de 55% das emissões totais de dióxido de carbono em 1990 dos países incluídos no referido anexo. É o mais importante instrumento na luta contra as alterações climáticas, integrando o compromisso assumido pela maioria dos países industrializados de reduzirem, em média, em 5% as suas emissões de determinados gases com efeito de estufa responsáveis pelo aquecimento planetário, nomeadamente de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrocarbonetos fluorados (HFC), hidrocarbonetos perfluorados (PFC) e hexafluoreto de enxofre (SF₆).

O Protocolo de Quioto estipula que os países devem implementar e/ou desenvolver políticas e medidas de acordo com as suas especialidades nacionais, tais como (Decreto-Lei nº 7/2002) e (Kassam et al., 2003):

- Melhorar a eficiência energética em setores relevantes da economia nacional;
- Investigar, desenvolver e promover a utilização de novas formas de energia renovável, de tecnologias de absorção de dióxido de carbono e de tecnologias ambientalmente comprovadas que sejam avançadas e inovadoras;
- Limitar e/ou reduzir as emissões de metano para a atmosfera através da sua recuperação e utilização na gestão de resíduos, bem como na produção, transporte e distribuição de energia.

Segundo (Kassam et al., 2003), as indicações do Protocolo de Quioto incentivam os governos a promover as tecnologias de tratamento anaeróbio de resíduos, particularmente os sistemas que permitam a produção de energia.

A União Europeia (UE) acordou uma redução global de 8% das emissões de GEE, definindo metas distintas para cada um dos seus Estados-Membros. Portugal, enquanto membro da UE, está vinculado à aprovação daquele instrumento jurídico internacional, de forma a contribuir para o alcance dos objetivos europeus e internacionais de uma efetiva redução global das emissões de GEE, tendo-se comprometido a limitar, até 2012, o aumento das suas emissões de gases com efeito de estufa a um máximo de 27% relativamente a 1990.

Por outro lado, no Livro Branco " Energia para o Futuro: Fontes de Energia Renováveis" (Comissão Europeia, 1997), a Comissão Europeia definiu uma estratégia para que, no ano transato, as energias renováveis representassem 12% do consumo interno bruto de energia da UE. Esta meta foi realizada pela Diretiva 2001/77/CE do

Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro de 2001, que tem por objetivo promover a produção de eletricidade a partir de energias renováveis no mercado interno da eletricidade, no sentido de contribuir para a proteção do ambiente e para o desenvolvimento sustentável. Com efeito, o aumento de utilização de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis constitui uma parte substancial do pacote de medidas necessário ao cumprimento do Protocolo de Quioto e à Convenção-Quadro das Nações Unidas relativa às alterações climáticas. Esta diretiva veio estabelecer que todos os Estados-membros deveriam implementar as medidas necessárias para que, até ao ano transato, o aumento do consumo de energia renovável representasse 12% do consumo interno bruto de energia. Por outro lado, o valor de referência para a determinação das metas indicativas, para Portugal, relativas à eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis (E-FER) é de 39%, superior ao valor médio fixado para todos os Estados-membros, de 22,1%.

A Diretiva 2004/08/CE do Parlamento e do Conselho, de 11 de Fevereiro, relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil, impõe o estudo dos potenciais nacionais e a identificação de barreiras à sua utilização. O objetivo é aumentar a eficiência energética e a segurança do abastecimento mediante a criação de um quadro para a promoção e do desenvolvimento da cogeração de elevada eficiência de calor e eletricidade com base na procura de calor útil e na poupança de energia primária no mercado interno de energia, tendo em conta as condições específicas nacionais, nomeadamente em matéria de condições climáticas e económicas.

2.2.2. Objetivos para 2020

Como visto no ponto 2.2.1.3 as decisões da UE visam a melhoria da eficiência dos sistemas utilizados para produção de energia elétrica e a utilização de recursos renováveis. A decisão de Março de 2007, de fixar objetivos precisos juridicamente vinculativos traduz de forma clara a determinação da União Europeia. Esta decisão não foi tomada de ânimo leve, uma vez que a procura de soluções adequadas condiciona a prosperidade da economia europeia. Dispomos hoje de provas irrefutáveis de que os custos da inação seriam devastadores para a economia mundial, dado que acarretariam uma perda do PIB mundial compreendida entre 5 e 20%, segundo dados do Relatório Stern². Paralelamente, os recentes aumentos dos preços do petróleo e do gás evidenciaram a que ponto a concorrência no setor energético está a aumentar de ano para ano e que a eficiência energética e as energias renováveis podem constituir investimentos rentáveis. É neste contexto que se inscreve a decisão dos responsáveis da UE de se comprometerem a transformar a economia europeia, desafio que pressupõe importantes esforços políticos, sociais e económicos (COM, 2008).

Simultaneamente, a mudança pode servir de trampolim para a modernização da economia europeia, orientando-a para a construção de um futuro no qual as tecnologias e a sociedade estejam adaptadas às novas necessidades e no qual sejam criadas novas oportunidades de crescimento e de emprego.

O Conselho Europeu fixou dois objetivos principais:

- Reduzir, até 2020, as emissões GEE, em pelo menos 20%, aumentando até 30% caso se obtenha um acordo internacional que vincule outros países desenvolvidos a “atingir reduções de emissões comparáveis, e os países em desenvolvimento economicamente mais avançados contribuam adequadamente, de acordo com as suas responsabilidades e respetivas capacidades”.
- Elevar para 20% a parte das energias renováveis no consumo energético da EU até 2020.

O Conselho Europeu acordou que a melhor forma de atingir objetivos tão ambiciosos consiste em assegurar que cada Estado-Membro saiba exatamente o que se espera e que os objetivos sejam juridicamente vinculativos. Tal permitirá acionar plenamente os mecanismos públicos e dar ao setor privado uma confiança a longo prazo, indispensável à realização dos investimentos necessários para converter a Europa numa economia de baixo teor de carbono e com uma elevada eficiência energética. A determinação de que deu provas o conselho Europeu mostrou aos nossos parceiros internacionais que a UE está verdadeiramente decidida a passar da palavra à ação. Esta estratégia deu os seus frutos na Conferência das Nações Unidas sobre as alterações climáticas realizada em Bali, em Dezembro de 2007, na qual a União Europeia desempenhou um papel essencial na obtenção de um acordo sobre um roteiro que visa conseguir um novo acordo global sobre a redução de emissões.

Esta situação veio reforçar a determinação da UE de avançar com o seu compromisso de luta contra as alterações climáticas, para mostrar que está disposta a dar força à sua convicção de que os países desenvolvidos podem e devem comprometer-se a reduzir em 30% o nível das suas emissões até 2020. A EU deverá continuar a assumir uma posição de liderança na negociação de um acordo internacional ambicioso.

A produção de biogás, poderá representar uma ajuda importante no que se refere às políticas de eficiência energética e redução de emissões de GEE, para que Portugal atinja com sucesso as metas a que se propôs. Através do seu aproveitamento energético, atenua-se significativamente as emissões de GEE, tais como CH₄, CO₂ e diminui-se ainda a necessidade de consumo de combustíveis tradicionais. Assim sendo, verifica-se que o aproveitamento energético de resíduos para a produção de energia elétrica é, sem dúvida um caminho com elevado potencial que deverá ser explorado (COM, 2008).

2.3. Biodigestão - A Criação de Biogás

Pode-se, resumidamente, dizer que a biodigestão anaeróbia de resíduos orgânicos é um processo bioquímico de utilização bacteriana para racionar compostos complexos e produzir um gás combustível, denominado biogás, composto na sua maior parte por CH₄ e CO₂. Os produtos resultantes deste processo são o biogás, como aproveitamento energético, a biomassa, com a possibilidade de ser utilizada como fertilizante em agricultura e efluentes tratados, como se pode verificar através do esquema representado pela Figura 2.1 (Maunoir, 1991).

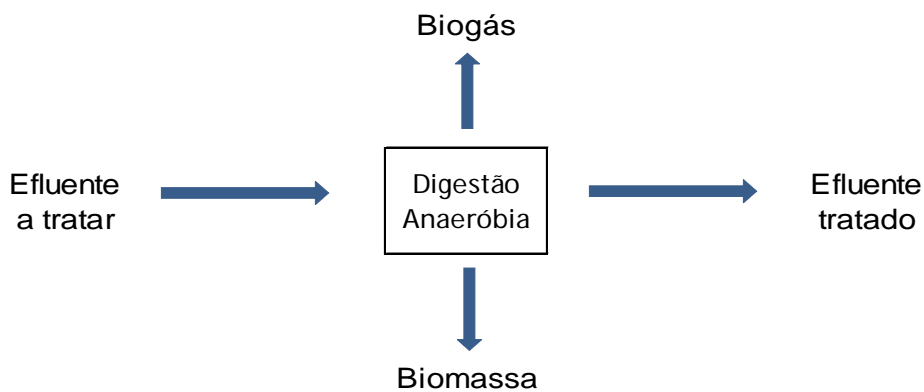


Figura 2.1 – Processo de digestão anaeróbia

Por outras palavras, a biodigestão anaeróbia não é mais do que o processo pelo qual o metano é produzido. É uma das formas naturais de se obter esse hidrocarboneto, além das jazidas subterrâneas, onde este se encontra, na maior parte das vezes, associado ao petróleo. Além da Índia e China, diversos países têm procurado aplicar a tecnologia da biodigestão anaeróbia, sobretudo os chamados países em vias de desenvolvimento. Nos últimos anos, têm sido desenvolvidos métodos e processos de pesquisa fundamentais a aplicar nessa área, tendo contribuído significativamente para a sua evolução e para uma maior disseminação da tecnologia de tratamento anaeróbio em todo o mundo.

Através da observação do esquema representado na Figura 2.2, é de fácil identificação as diferentes fases ou etapas por que passa o processo de digestão anaeróbia (Maunoir, 1991).

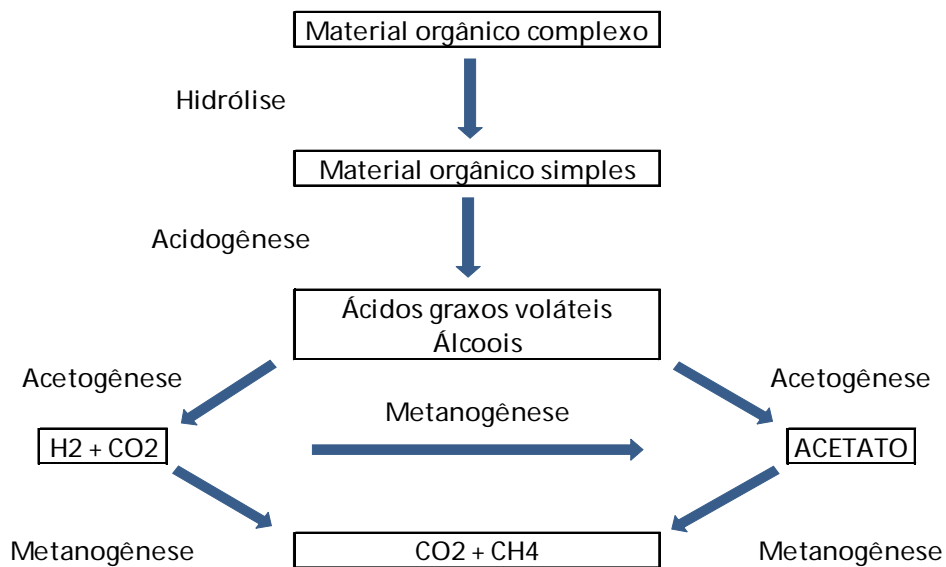


Figura 2.2 – Esquema da digestão anaeróbia da matéria orgânica

No processo global de conversão da matéria orgânica, através da digestão anaeróbia, podem-se distinguir quatro fases distintas para formação do metano.

2.3.1. Hidrólise

Nesta fase, ocorre a liquefação do meio. O material orgânico articulado ou complexo é convertido em compostos dissolvidos ou materiais orgânicos simples, ou seja, os polímeros orgânicos são convertidos em compostos simples e solúveis de menor peso molecular (monómeros). O processo requer a interferência das chamadas exoenzimas que são segregadas pelas bactérias fermentativas. As matérias complexas (celulose, hemicelulose, amido, pectinas, proteínas, lipídios) são convertidas pelas bactérias hidrolíticas em compostos solúveis, tais como aminoácidos, peptídeos de cadeia curta, mono e dissacarídeos (Maunoir, 1991).

2.3.2. Acidogênese

Os compostos dissolvidos ou liquefeitos, gerados no processo de hidrólise, são absorvidos nas células das bactérias fermentativas e, após a acidogênese, excretados como substâncias orgânicas simples como ácidos graxos voláteis (AGV), álcoois, ácido láctico, e compostos minerais como CO_2 , H_2 , NH_3 , H_2S , etc, (Van Haandel, 1994).

Na acidogênese os produtos da hidrólise são metabolizados pelas bactérias fermentativas em compostos orgânicos simples como álcoois, aldeídos, cetonas e ácidos graxos de cadeia curta, CO_2 e H_2 . A maior parte dos produtos finais da acidogênese e da acetogênese são o ácido fórmico e ácido acético, o hidrogénio e dióxido de carbono (Gosmannl, 1997). Conforme (Van Haandel & Lettinga, 1994), apesar de minoria, algumas bactérias da acidogênese são facultativas e podem metabolizar o material orgânico pela via oxidativa, removendo o oxigénio dissolvido (O_2), porque a presença desta substância, eventualmente, poderia ser tóxica se não fosse removida.

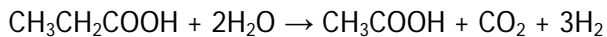
2.3.3. Acetogênese

A acetogênese é uma etapa reguladora do processo que permite a transformação dos produtos da acidogênese em ácido acético, precursor do metano, impedindo a acumulação de ácidos graxos voláteis, além do ácido acético. Estes, em concentrações relativamente altas, inibem a etapa final da digestão anaeróbia. A transformação dos ácidos graxos e dos álcoois em ácido acético é feita pelas bactérias produtoras de hidrogénio. Durante a acetogênese, os ácidos graxos voláteis, bem como os álcoois, são transformados em ácido acético pelas bactérias produtoras de hidrogénio (Eastman, 1981).

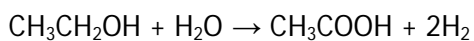
Segundo (Gosmann, 1997), na acetogênese, os produtos finais de decomposição são o hidrogénio, o dióxido de carbono e o ácido acético.

Dependendo do estado de oxidação do material orgânico a ser digerido, a formação de ácido acético pode ser acompanhada pelo surgimento de dióxido de carbono ou hidrogénio (Van Haandel, 1994). De acordo com (Maunoir, 1991), as reacções da acidogênese, em pH 7,0 e a 1 atm, que conduzem à formação de ácido acético, são explicadas da seguinte forma:

Propionato → Acetato



Etanol → Acetato



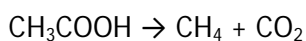
2.3.4. Metanogênese

O ácido acético, CO_2 e H_2 produzidos pela acetogênese são convertidos em CH_4 e em CO_2 . Nesse estágio bactérias anaeróbias metanogénicas convertem ácidos orgânicos simples em CH_4 e em CO_2 , com período de duração de dez dias a 20 °C.

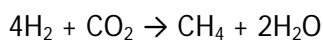
A metanogênese em geral é o passo que limita a velocidade do processo de digestão como um todo, embora a temperatura abaixo dos 20 °C, a hidrólise se possa tornar limitada. O metano é produzido pelas bactérias acetotróficas a partir da redução ou descarboxilação do ácido acético ou pelas bactérias hidrogenotróficas a partir da redução do dióxido de carbono (Maunoir, 1991).

Têm-se, portanto, as seguintes reacções catabólicas:

Metanogênese acetotrófica:



Metanogênese hidrogenotrófica:



Teoricamente, 33% do metano pode ser proveniente da redução de CO_2 . O ácido acético pode produzir pelo menos 67% do metano (Appels, 2008). Dos compostos intermediários, somente H_2 e ácido metanóico (HCOOH) e acetato podem ser usados diretamente pelas bactérias metanogénicas, enquanto os outros precisam, para serem convertidos em produtos finais, de passar pelas bactérias produtoras obrigatórias de hidrogénio (Van Haandel, 1994). A produção de metano (60 a 70% do biogás), depende diretamente da degradação dos ácidos graxos voláteis (AGV), não estando ligada à concentração de ácido acético. Cerca de 70% do metano provém do ácido acético, que é seu maior precursor (Maunoir, 1991), (Eastman, 1981).

2.4. Biodigestores

A caracterização dos resíduos será um aspeto de grande relevância, uma vez que a qualidade e o potencial de produção de biogás depende diretamente do tipo de matéria orgânica disponível.

A qualidade e o potencial da produção de biogás dependem também do tipo de equipamento utilizado no processo de biodigestão. Assim, será também necessário avaliar o funcionamento dos diferentes tipos de biodigestores, tendo sempre em conta fatores como: custo inicial, custo de funcionamento, custo de manutenção, qualidade e quantidade do biogás produzido, melhorando as suas propriedades de acordo com a sua posterior utilização.

Um biodigestor compõe-se basicamente por uma câmara fechada, na qual a biomassa é fermentada anaerobicamente, isto é, sem a presença de oxigénio. Como resultado desta fermentação ocorre a libertação de biogás e há a possibilidade de aproveitamento dos resíduos como bio-fertilizantes. É possível, portanto, definir biodigestor como um aparelho destinado a conter a biomassa e o seu produto. A sua função é fornecer as condições propícias para que um grupo especial de bactérias, as metanogénicas, degrade o material orgânico, com a conseqüente libertação do gás (Nogueira, 1986).

Na Figura 2.4 observa-se um exemplo de um biodigestor em funcionamento (Estadão, 2011).



Figura 2.3 – Biodigestor em funcionamento

Existem vários tipos de biodigestor, mas, em geral, todos são compostos, basicamente, por duas partes: um recipiente, para abrigar e permitir a digestão da biomassa, e o gasómetro, para armazenar o biogás, como se pode observar na Figura 2.4 (Alan Henn, 2005).

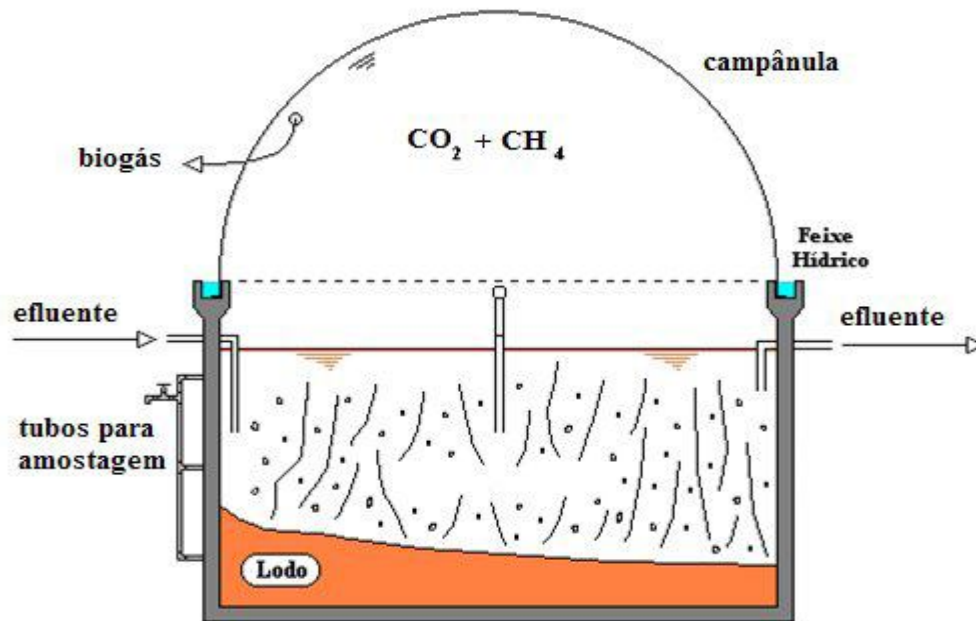


Figura 2.4 – Esquema de biodigestor

Em relação ao abastecimento de biomassa, o biodigestor pode ser classificado como contínuo, abastecimento diário de biomassa, com descarga proporcional à entrada de biomassa, ou intermitente, quando utiliza a sua capacidade máxima de armazenamento de biomassa, retendo-a até efetuar a completa biodigestão.

2.4.1. Biodigestor de abastecimento contínuo

De entre os biodigestores de sistema de abastecimento contínuo mais conhecidos, estão os modelos, indiano e chinês.

2.4.1.1. Modelo Indiano

O modelo indiano é um dos mais usados devido à sua funcionalidade. Quando construído, apresenta o formato de um poço, que é o local onde ocorre a digestão da biomassa, coberto por uma tampa cônica. A tampa contém uma campânula flutuante, como gasómetro, que controla a pressão do biogás e permite a regulação da emissão do mesmo. Outra razão para a sua maior difusão está no fato deste modelo não exigir a observação de muitos detalhes para a sua construção.

Uma das vantagens do modelo indiano é a sua campânula flutuante, que permite manter a pressão de escape do biogás estável, não sendo necessário regular constantemente os aparelhos que utilizam o metano. Uma desvantagem, razoavelmente significativa, é o preço da construção da campânula, normalmente moldada em ferro. Este modelo oferece, em relação ao modelo chinês, algumas

Conceitos fundamentais sobre o biogás

vantagens no momento da construção, pois pode ser adaptado ao clima local e ao tipo de solo. Não há necessidade de se estabelecer medidas fixas para o diâmetro e profundidade, bastando que se observe a relação de capacidade do tanque digestor e da campânula.

Como já foi referido, o modelo indiano possui pressão de operação constante, ou seja, à medida que o volume de gás produzido não é consumido de imediato, o gasómetro tende a deslocar-se verticalmente, aumentando o volume deste, portanto, mantendo a pressão no interior constante. O fato de o gasómetro estar disposto sobre o substrato, faz com que se reduza as perdas durante o processo de produção de biogás. O resíduo a ser utilizado para alimentar o biodigestor indiano, deverá apresentar uma concentração de sólidos totais (ST) não superior a 8%, para facilitar a circulação do resíduo pelo interior da câmara de fermentação e evitar entupimentos dos canos de entrada e saída do material.

A Figura 2.5 mostra a vista frontal do biodigestor indiano, realçando os elementos fundamentais para a sua construção (Alan Henn, 2005).

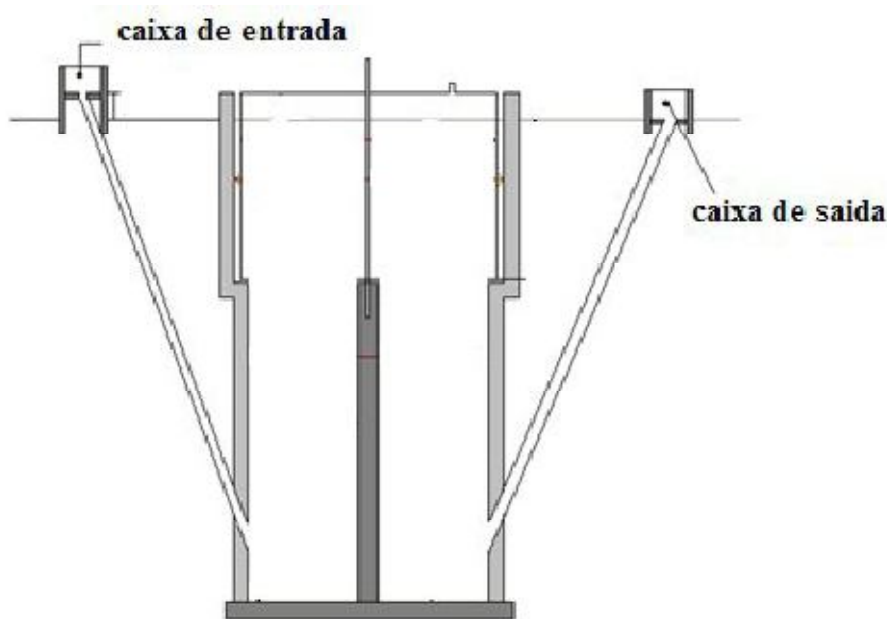


Figura 2.5 – Vista frontal de um biodigestor indiano

A Figura 2.6 mostra uma vista tridimensional em corte do biodigestor indiano (Alan Henn, 2005).

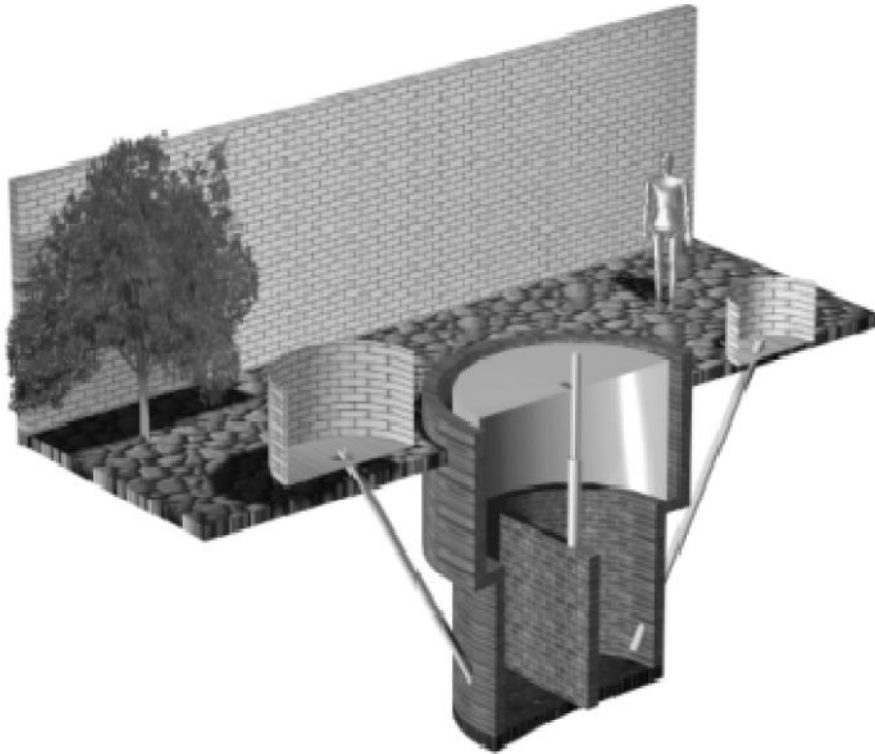


Figura 2.6 – Vista em corte de um biodigestor do modelo indiano

2.4.1.2. Modelo Chinês

O modelo chinês é mais rústico e económico, é completamente construído em alvenaria, (tijolo), ficando este praticamente todo enterrado no chão. Funciona, normalmente, com alta pressão, a qual varia em função da produção e consumo do biogás. É formado por uma câmara cilíndrica em alvenaria para a fermentação, com teto abobadado, impermeável, destinado ao armazenamento do biogás. Este biodigestor funciona com base no princípio de prensa hidráulica, de modo a que aumentos de pressão no interior, resultantes da acumulação de biogás, resulta em deslocamentos da câmara de fermentação para a saída, e em sentido contrário quando ocorre descompressão. Este modelo dispensa o uso de gasómetro em chapa de aço, reduzindo desta forma o custo da construção, contudo podem ocorrer problemas com fugas de biogás caso a estrutura não seja bem vedada e impermeabilizada. Neste tipo de biodigestor uma parcela do gás formado na caixa de saída é libertada para a atmosfera, reduzindo parcialmente a pressão interna do gás. Dado isso, as construções deste tipo não são utilizadas para instalações de grande porte. Semelhante ao modelo indiano, o substrato deverá ser fornecido continuamente, com a concentração de sólidos totais em torno de 8%, para evitar entupimentos do sistema de entrada e facilitar a circulação do material.

A Figura 2.7, mostra a vista frontal em corte do biodigestor, realçando os elementos fundamentais para a sua construção. A Figura 2.8 mostra a representação tridimensional em corte (Alan Henn, 2005).

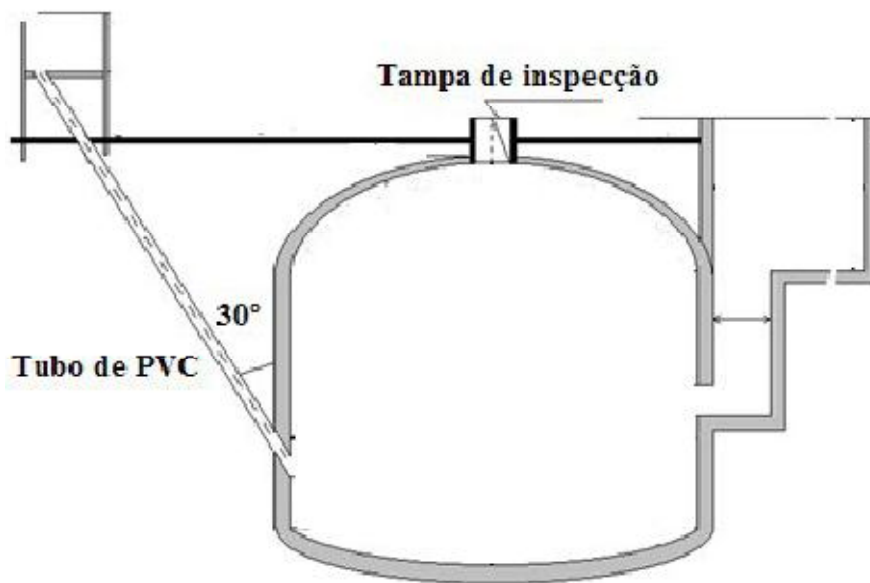


Figura 2.7 – Vista frontal de um biodigestor do modelo chinês

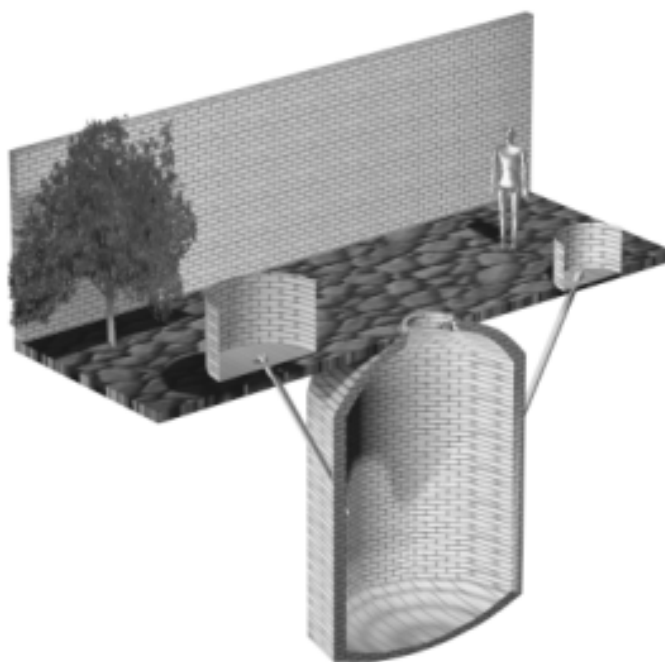


Figura 2.8 – Vista em corte de um biodigestor do modelo chinês

2.4.2. Biodigestor de batelada ou de fluxo não contínuo

O biodigestor de batelada é indicado para pequenas produções de biogás. Trata-se de um sistema bastante simples e de pequena exigência operacional. A sua instalação poderá ser apenas um tanque anaeróbico, ou vários tanques em serie. Este tipo de biodigestor é abastecido de uma única vez, portanto não é um biodigestor contínuo, mantendo-se em fermentação por um período conveniente, sendo o material descarregado posteriormente após o término do período efetivo de produção de biogás. Por exemplo, um biodigestor com esterco bovino fica em média trinta a quarenta dias fechado, sem oxigénio, ocorrendo somente a obtenção do gás. Depois é aberto, os resíduos restantes são retirados, podendo ser utilizados como biofertilizantes. Posteriormente todo o processo é repetido.

A Figura 2.9 e a Figura 2.10 mostram, respetivamente, a vista frontal e tridimensional em corte do biodigestor, com realce para os pormenores de construção (Alan Henn, 2005).

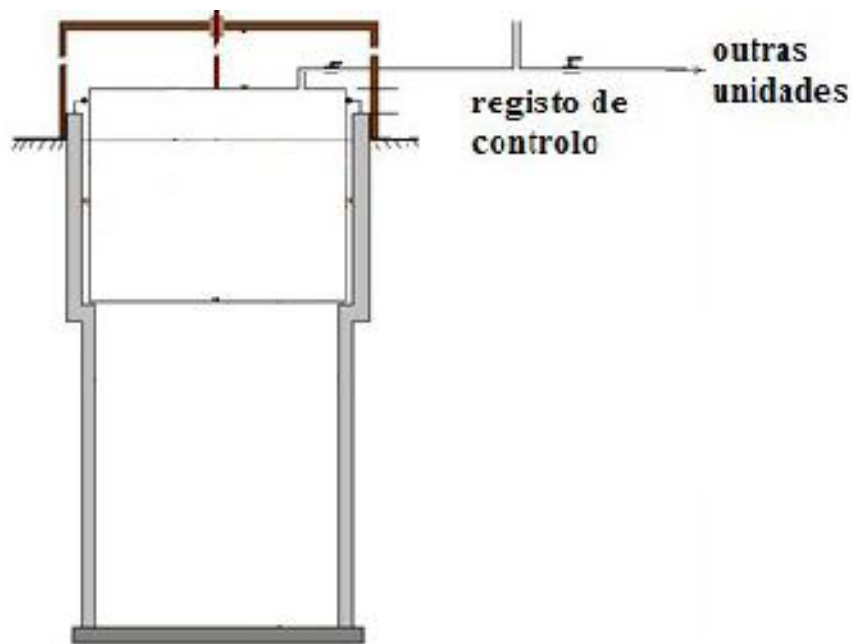


Figura 2.9 – Vista frontal de um biodigestor de batelada



Figura 2.10 – Vista em corte de um biodigestor de batelada

2.5. Biogás

O biogás resulta da decomposição anaeróbia da matéria orgânica, sendo constituído por uma mistura de gases como o metano e o dióxido de carbono, com vestígios de hidrogénio, azoto e sulfureto de hidrogénio, entre outros. Geralmente, à saída do biodigestor, o biogás apresenta-se saturado em vapor de água, podendo conter partículas e siloxanos (CCE, 2000). A composição do biogás depende, por um lado, da natureza do resíduo digerido e, por outro, das condições em que a digestão anaeróbia se processa. No Tabela 2.2 apresentam-se os intervalos típicos dos vários gases presentes no biogás (Pires, 2009).

As propriedades energéticas do biogás decorrem do seu principal constituinte, o metano. O metano é um gás incolor, indolor e inflamável, que consta do conjunto dos seis principais gases que contribuem para o aquecimento planetário. O biogás apresenta uma massa volúmica de $1,13 \text{ kg/m}^3$ (IEA, 2005).

Tabela 2.2 – Composição do biogás de acordo com vários autores

Gases	Wheatley 1979	Hobson et al. 1981	Fox 1984
Metano, CH ₄	52 - 95	60 - 70	60 - 70
Dióxido de carbono, CO ₂	9 - 40	30 - 40	30 - 40
Sulfureto de hidrogénio, H ₂ S	0,001 - 5,7	0,007 - 0,2	0,05 - 2
Hidrogénio, H ₂	0,01 - 1,2	2	
Azoto, N ₂	0,1 - 18	4	1
Oxigénio, O ₂	0,02 - 6,5	0,001 - 1	
Argon, Ar	0,001		
Monóxido de carbono, CO	0,001 - 2,1		
Amoníaco, NH ₃	vestígios		

Os restantes constituintes do biogás, apesar de estarem presentes em quantidades muito limitadas, podem afetar o seu transporte, depuração e combustão. De fato, tratando-se de uma mistura cuja composição é muito variável, importa conhecer as propriedades que lhe estão associadas e como estas podem influenciar o seu rendimento. Pela sua importância, destacam-se as seguintes propriedades do biogás (CCE, 2000):

- Poder calorífico inferior (PCI): corresponde à energia libertada, de uma massa combustível, sob a forma de calor, não incluindo a energia dispendida na vaporização da água presente no combustível. Este parâmetro permite aferir a medida exata do conteúdo energético útil do combustível;
- Limites de inflamabilidade: correspondem às percentagens mínima e máxima de um combustível numa mistura ar/combustível para as quais essa mistura se inflama. São um parâmetro crítico na combustão com biogás, devido à diluição do metano com dióxido de carbono e outros gases inertes.

Em condições normais de pressão e temperatura (PTN), ou seja, a uma pressão de 1 atm e a uma temperatura de 0 °C, o metano puro apresenta um PCI de 9,44 kWh/m³. O biogás com um teor de metano entre 50% e 80% terá um PCI entre 4,72 kWh/m³ e 7,55 kWh/m³. Um m³ de biogás com cerca de 70% de metano apresenta uma equivalência energética de 6,5 kWh (Qasim, 1999). Por outro lado, certas referências referem que 1 m³ de biogás seco, com uma percentagem de metano de 10%, pode corresponder a uma produção de energia de, aproximadamente, 1 kWh.

Conceitos fundamentais sobre o biogás

Tendo em conta a proveniência do biogás, este vai apresentar diferentes composições, essencialmente no que se refere a percentagens de CH₄, CO₂ e de impurezas. Atualmente, a proveniência de biogás é considerada apenas de duas fontes distintas:

- Biogás de digestão (ETAR, agro-pecuárias, etc.)
- Biogás de aterro.

Através da análise da Tabela 2.3, pode-se facilmente identificar as diferenças, a nível de composição, entre o biogás de aterro e o biogás de digestão (Pires, 2009).

Tabela 2.3 – Comparação entre os dois tipos de biogás considerados atualmente

Parâmetros	Biogás de digestão	Biogás de aterro
Valor calorífico (MJ/nm ³)	23	16
Densidade (kg/nm ³)	1,2	1,3
CH ₄ (% média)	63	45
CH ₄ (% variação)	53 - 70	35 - 65
CO ₂ (% média)	47	40
CO ₂ (% variação)	30 - 47	15 - 50
H ₂ S (ppm média)	< 1000	< 100
H ₂ S (ppm variação)	0 - 1000	0 - 100

Na Tabela 2.4 é apresentada uma relação comparativa entre 1 m³ de biogás e os combustíveis mais usuais (Deganutti et all, 1995):

Tabela 2.4 – Comparação entre 1m³ de biogás com outros combustíveis

Gasolina	Gasóleo	Bio-diesel	GPL	Eletricidade	Lenha	Pellets madeira
0,61 litros	0,7 litros	0,55 litros	0,45 kg	6,9 kWh	1,538 kg	0,304 kg

2.5.1. Tipos de biogás

2.5.1.1. Biogás de aterro

Para o caso dos aterros, a deposição de resíduos orgânicos por via anaeróbia denomina-se de biometanização ou digestão anaeróbia. Os principais produtos do metabolismo são CO_2 e CH_4 , constituintes principais do biogás, sendo ainda produzidos compostos intermediários, como ácidos orgânicos de baixo peso molecular, alguns voláteis, que têm um elevado potencial de produção de maus cheiros. Ao chegar da recolha, o lixo é pesado e descarregado nas centrais de triagem, onde é escolhido e compactado, seguindo para a sua deposição no aterro, o qual será obrigatoriamente revestido por material impermeável, para impedir a contaminação por infiltração das áreas circundantes. À medida que as células do aterro são seladas, verifica-se de imediato a degradação da componente orgânica, pelo que após um curto período de tempo de inicia a produção de biogás, com libertação de gases com características caloríficas.

O aproveitamento energético do biogás reduz a emissão de metano para a atmosfera, contribuindo igualmente para uma melhoria da qualidade ambiental das zonas envolventes, uma vez que os componentes causadores de odores desagradáveis, particularmente os compostos de enxofre, são destruídos durante a combustão do biogás.

2.5.1.2. Biogás de ETAR

Tal como nos casos anteriores, também as Estações de Tratamento de Águas Residuais, têm capacidade de produção de gás combustível, biogás, devido à fermentação e decomposição da matéria orgânica. Assim sendo, muitas ETAR's a nível nacional já fazem o aproveitamento desta forma de energia, a finalidade mais comum é produzir eletricidade e calor, ou seja, uma central de cogeração. A eletricidade é consumida ou vendida à rede elétrica nacional, já o calor é essencialmente usado para consumo interno, tal como aquecimento dos biodigestores, aquecimento de águas e aquecimento ambiente. Este tipo de aproveitamento energético é essencial, mas acima de tudo porque o tratamento das lamas é extremamente necessário, uma vez que não é viável, ambientalmente, a disposição das lamas em aterros, esta é uma forma de as estabilizar e posteriormente serem utilizadas como fertilizante agrícola.

2.5.1.3. Biogás da agro-pecuária

O aproveitamento do biogás proveniente de explorações agro-pecuárias é uma das formas mais utilizadas em zonas rurais e considerada por muitos como a que possui mais potencial energético a nível nacional. Tendo em conta que nestas zonas se verifica a existência de biomassa em abundância. É sabido que este tipo de explorações tem alguma dificuldade em efetuar o tratamento dos dejetos animais ou o seu transporte para uma estação de tratamento, o que por vezes origina descargas

ilegais muito prejudiciais para o meio ambiente. Desta forma, a existência de unidades de produção de biogás, ou mesmo a implementação de pequenas unidades de cogeração nas próprias explorações, poderiam ser uma solução para este problema. Sendo ainda uma mais-valia na produção de energia, tanto para consumo das próprias instalações como para injeção na rede elétrica nacional.

2.5.2. Diferentes tipos de aplicação do biogás

O biogás proveniente de resíduos, independentemente da origem dos resíduos, pode ter como objetivo varias aplicações. Este vai estar sujeito a diferentes níveis de exigência, mediante a aplicação final à qual vai estar sujeito. Assim, a título de resumo, a Tabela 2.5 mostra a necessidade de remoção de impurezas, de acordo com a finalidade de utilização do biogás (Deganutti et all, 1995).

Tabela 2.5 – Necessidade de remoção de gases e de outros componentes do biogás

Aplicação	H ₂ S	CO ₂	H ₂ O
Caldeira a gás	< 1000 ppm	Não	Não
Utilização em cozinha	Sim	Não	Não
Veículos a gás	Sim	Sim	Sim
Rede de gás natural	Sim	Sim	Sim

Essencialmente pode-se resumir a finalidade do biogás produzido a duas possibilidades:

- Produção de biometano
- Produção de energia elétrica

2.5.2.1. Energia injetada na rede elétrica nacional

Para o caso do aproveitamento do biogás gerado para a produção de energia elétrica e consequente venda à rede nacional de energia elétrica, é necessário cumprir os requisitos estipulados nos decretos de lei estudados no capítulo 2. Como exposto nesse capítulo as instalações de que valorizam os recursos renováveis estão sujeitas ao Decreto-Lei 33/A/2005 de 16 de Fevereiro, que estabelece valores para o coeficiente (Z) utilizado nas fórmulas de cálculo da remuneração da energia elétrica produzida.

- Biogás de biomassa animal; alínea d) Z = 7,5;
- Biogás de aterro; alínea e) Z = 7,5;

Biogás

- Biogás de outros; alínea g) $Z = 1$.

A diferença na tarifa de remuneração do kWh produzido, tendo em conta os diferentes valores do coeficiente Z , resulta numa remuneração bastante diferente:

Com:

$$Z = 1 - 0,0549 \text{ €/kWh};$$

$$Z = 7,5 - 0,1054 \text{ €/kWh}.$$

Nota-se que existe uma grande disparidade entre tipos de instalações, com as ETAR's a serem a mais prejudicadas, o que pode levar a que muitos empreendedores não queiram investir neste tipo de projeto. Em contrapartida as instalações agropecuárias beneficiam do melhor tarifário, o que pode levar a que os projetos sejam economicamente atrativos para os proprietários das explorações.

2.5.2.2. Biometano injetado na rede nacional de gás natural

Quando o objetivo da produção do biogás é a injeção na rede nacional de gás natural, é necessário, toda uma operação de depuração do biogás para assim ir de encontro aos requisitos que a entidade reguladora, ERSE, estipula que o biogás deve possuir aquando da sua injeção na rede nacional, nomeadamente;

- Limites máximos de impurezas;
- Limites mínimos de metano;
- Pressões de serviço;
- Índice de Wobbe;
- Densidade;
- Ponto de orvalho da água;
- Sulfureto de hidrogénio;
- Enxofre total.

2.5.2.3. Biogás liquefeito para utilização em veículos adaptados

Vários estudos a nível mundial verificam a capacidade do biogás proveniente de resíduos ser utilizado para a injeção em veículos que possuam uma adaptação para o efeito. Desta forma é possível fazer essa utilização em primeiro lugar para os transportes públicos, bem como para os transportes pesados de mercadorias. O que possibilita uma grande diminuição no consumo de combustíveis fósseis, bem como das emissões de gases de efeito de estufa. Tal como para a injeção do biogás no SNGN, também para este caso é extremamente necessário a utilização de equipamentos que possibilitem a sua limpeza e purificação. Embora para este caso seja um pouco mais exigente no que se refere a impurezas presentes no biogás.

A utilização de biogás em veículos como combustível, faz o uso do mesmo tipo de equipamentos e configurações que os utilizados em gás natural. Existem cerca de um milhão de veículos movidos a gás natural em todo o mundo, o que demonstra o grande potencial desta fonte de energia. Contudo, as exigências da qualidade de gás a ser utilizado são muito elevadas, o que faz com que se tenha que recorrer a tecnologia eficiente para de alguma forma se atingir essas ditas exigências.

Dessa forma, e fazendo uso de equipamento adequado, obtém-se um gás com as seguintes características:

- Poder calorífico mais elevado com a finalidade de proporcionar aos veículos uma maior autonomia;
- Qualidade constante e regular por questões de segurança e fiabilidade;
- Não proporcione corrosão devido a elevados níveis de sulfetos de hidrogénio, amónia, água e impurezas;
- Não contenha partículas nocivas mecanicamente;
- Não proporcione o seu congelamento devido à presença de água.

Atualmente o biogás purificado é o combustível menos poluente no que respeita ao meio ambiente. Em 1995 um relatório de origem Sueca acerca de combustíveis alternativos classificou o biogás como sendo o menos poluente, seguidamente do metanol e do etanol. Diferentes métodos de classificação ambiental mostram que o biogás é, cerca de 75% em relação ao diesel e 50% em relação à gasolina, menos poluente. A nível de toxicidade, o biogás apresenta valores cerca de 70% abaixo dos combustíveis comuns, o potencial de formação de ozono é reduzida, entre 60% a 80%, e a formação de ácidos reduzida em cerca de 50%.

3. Tecnologias de Cogeração Associadas à Produção de Energia Elétrica

Designa-se por cogeração a produção termodinamicamente sequencial de duas ou mais formas de energia a partir de uma única fonte de energia primária, que serão consumidas na própria instalação ou por terceiros (COGEN, 2001a). As formas de energia vulgarmente produzidas por sistemas de cogeração são a energia térmica e a energia mecânica, sendo a energia mecânica habitualmente convertida em energia elétrica através de um gerador ou alternador.

A produção combinada de calor e de eletricidade, também designada por CHP - *combined heat and power* na terminologia anglo-saxónica, é utilizada em diversas unidades industriais a nível mundial, nos mais variados setores de atividade que requeiram uma aplicação útil para o calor, contribuindo determinantemente para a satisfação das suas necessidades térmicas e elétricas. A implementação de processos de cogeração tem vindo a ser estimulada através da produção de legislação e regulamentação, da criação de incentivos económicos e de apoio financeiro à investigação sobre esta matéria. De acordo com (EurObserv'ER, 2008), estima-se que a produção de energia primária a partir de biogás tenha sido, em 2007, de 6 Mtep (Milhões de toneladas equivalentes de petróleo). De acordo com este documento, apesar das tendências de crescimento dos valores de energia produzida a partir de biogás, não é exetável que se consiga atingir o valor de 15 Mtep referido no Livro Branco.

As tecnologias de produção combinada de energia térmica e elétrica mais vulgarmente utilizadas incluem:

- Grupo motor-gerador;
- Caldeira com gerador a vapor;
- Turbina a gás.

Estes sistemas de cogeração diferenciam-se pelos rendimentos elétricos e térmicos obtidos. No entanto, todos eles têm em comum um aproveitamento útil da energia primária (gás natural, biogás, fuel, *etc.*) de cerca de 85% (30% de energia elétrica e 55% de energia térmica), registando-se cerca de 15% de perdas ou de ineficiência do processo. De fato, a eficiência média de um sistema de cogeração é bastante superior às eficiências associadas à produção de energia elétrica numa central (36%) e à produção de calor numa caldeira (80%), que juntas perfazem um valor médio de apenas 58% (USEPA, 2008a).

3.1. Produção de energia térmica, mecânica e elétrica

3.1.1. Grupo motor-gerador

O biogás pode ser utilizado como combustível em motores de combustão interna, também designados por motores de êmbolos. Estes motores permitem a conversão da energia química contida nos combustíveis em energia mecânica, sendo a conversão da energia mecânica em energia elétrica promovida pela acoplagem de um gerador de corrente alternada (também designado por alternador) ao eixo do motor de combustão. Parte da energia térmica emitida na conversão do biogás em energia mecânica pode ser recuperada, aumentando a eficiência global do processo de conversão do biogás para valores de cerca de 85%. O calor pode ser recuperado dos gases de escape do motor e da água quente proveniente do sistema de arrefecimento do motor e do óleo do motor. Na Figura 3.1 apresenta-se o princípio de funcionamento de um sistema de cogeração com recurso a um grupo motor-gerador (Adaptado de USEPA, 2008a).

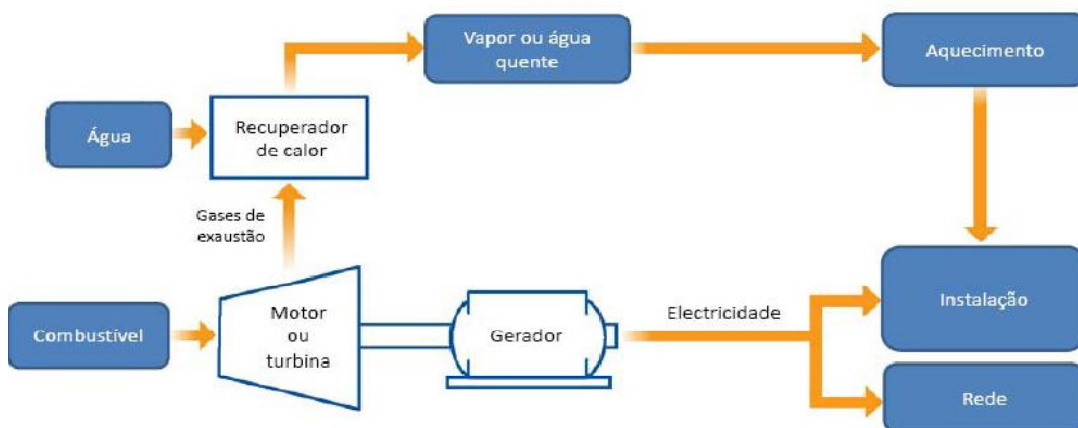


Figura 3.1 - Representação esquemática de um sistema de cogeração por motogerador e por turbina a gás

Os motores utilizados na conversão energética de biogás podem ser de dois tipos: de ciclo Otto e de ciclo Diesel (USEPA, 2008a). Nos motores baseados no ciclo ideal Otto, também designados por "*spark-ignition*", a mistura de combustível e ar admitida na câmara de combustão é comprimida a uma razão de 8 a 12:1 e deflagrada por acção da faísca produzida por velas. O controlo da potência é realizado através da variação da mistura combustível/ar admitida. Os motores de ciclo Otto funcionam a uma velocidade entre 1500 e 3000 rpm e são muito utilizados para serviço intermitente.

Os motores Diesel caracterizam-se pela sua ignição ser por compressão, ou seja, o fluido de trabalho, normalmente ar, é comprimido antes da mistura com o combustível, ocorrendo a sua inflamação aquando da injeção do combustível. Nestes motores, o ar admitido é comprimido a uma razão entre 12:1 a 17:1, a uma pressão de 30 a 40 bar, atingindo-se valores de temperatura de cerca de 700 °C e criando condições para que a carga de combustível injetada entre em autocombustão (USEPA, 2008a). O controlo da potência é realizado pela quantidade de combustível injetado, mantendo constante a admissão de ar. Estes motores funcionam em regime de rotação de 1300 a 2000 rpm e são particularmente adequados para funcionamento contínuo.

A utilização dos motores de ciclo Otto e Diesel com biogás requer a introdução de algumas alterações, para garantir um funcionamento eficiente e duradouro. Assim, nos motores de ciclo Otto, a principal alteração prende-se com a regulação do carburador para uma mistura biogás/ar de características mais pobres, podendo, também, ser necessária a alteração dos tempos de ignição. Relativamente aos motores Diesel, é necessário adaptá-lo para *dual-fuel* ou, em alternativa, convertê-lo em motor tipo ciclo Otto.

De um modo geral, a eficiência de conversão de biogás em energia elétrica dos grupos motorgerador varia entre 25 - 38% relativamente à energia inicialmente presente no biogás. Os grupos com motores do tipo Diesel a funcionar a biogás em regime *dual-fuel* têm rendimentos cerca de 3 a 5% mais elevados que os equipados com motores de ciclo Otto a gás. A temperatura dos gases de exaustão dos motores é de 300 a 400 °C (COGEN, 2001b).

As principais vantagens associadas a esta tecnologia são as seguintes (COGEN, 2001a), (USEPA, 2008a):

- Arranque rápido;
- Fácil adaptação a variações das necessidades térmicas;
- Elevada eficiência mecânica;
- Bom rendimento em regime de carga variável;
- Custos de investimento relativamente baixos.

Os principais inconvenientes prendem-se com (COGEN, 2001a):

- Tempo de vida útil curto para sistemas de baixas potências;
- Baixo rendimento térmico;
- Custos de manutenção elevados, exigindo paragens frequentes;
- Necessidade de refrigeração;
- Emissão de níveis de ruído elevados a baixas frequências.

3.1.2. Caldeira com turbina a vapor

O sistema caldeira com turbina a vapor funciona segundo o ciclo termodinâmico de Rankine, em que a energia mecânica resulta da vaporização e condensação alternadas de um fluido de trabalho. A caldeira produz vapor a alta pressão que é turbinado, através de uma turbina a vapor, transmitindo energia mecânica ao veio que, por sua vez, acciona o gerador produzindo energia elétrica. Simultaneamente, em vários andares da turbina é produzido vapor (de menor conteúdo entálpico), de onde é aproveitado calor, dependendo das necessidades de energia térmica da instalação (USEPA, 2008a). Numa central de produção de biogás, as caldeiras de produção de vapor serão alimentadas com biogás, podendo ser alimentadas com gás natural ou com gás propano na ausência de biogás disponível em quantidade e/ou qualidade suficientes.

Na Figura 3.2 apresenta-se o princípio de funcionamento de um sistema de cogeração com recurso a caldeira com gerador a vapor (Adaptado de USEPA, 2008a).

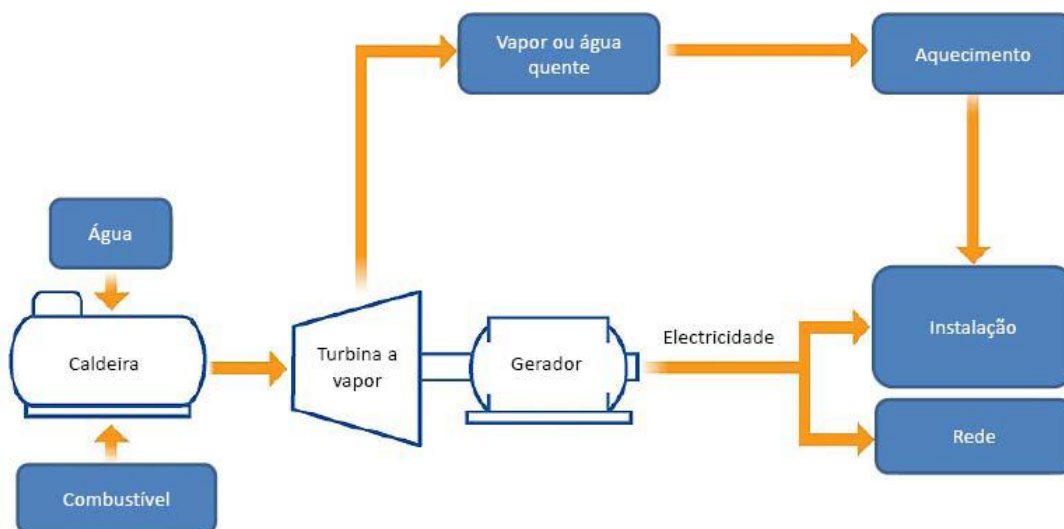


Figura 3.2 - Sistema de cogeração por caldeira com gerador a vapor

De acordo com (COGEN, 2001a), o vapor gerado pela caldeira encontra-se, de um modo geral, a uma temperatura de 400 °C e a uma pressão de 42 bar, ou a uma temperatura de 480 °C e a uma pressão de 63 bar. Quanto maior for a pressão do vapor turbinado, maior será o rendimento elétrico do sistema. Contudo, dever-se-á procurar um compromisso entre a pressão ótima e os custos de investimento associados à aquisição da caldeira, que terá que ser de alta pressão.

Relativamente às condições de saída do vapor, as turbinas a vapor podem ser classificadas, essencialmente, em dois tipos: de condensação ou de contra-pressão. Nas turbinas a vapor de condensação, o vapor, após passagem pela turbina, é enviado para um condensador, sendo novamente bombeado para a caldeira de aquecimento para nova passagem pela turbina. As turbinas de contra-pressão, muito usadas em sistemas de cogeração, caracterizam-se pelo fato do vapor, após passagem pela turbina, não ser reaproveitado, sendo direcionado para outros processos. Nestas turbinas, a pressão de saída é superior à atmosférica.

Os ciclos a vapor produzem quantidades elevadas de calor relativamente à quantidade de energia elétrica gerada, pelo que estão associados a um custo específico (€/kW) elevado.

Este sistema apresenta as seguintes vantagens:

- Tempo de vida útil elevado (25 - 35 anos);
- Elevada fiabilidade;
- Eficiência global elevada.

Os principais inconvenientes prendem-se com (COGEN, 2001a):

- Investimento inicial elevado;
- Baixo rendimento elétrico;
- Arranque lento.

3.1.3. Turbina a gás

A designação turbina a gás aplica-se a um conjunto constituído por três equipamentos básicos:

- Compressor - que tem a função de aumentar a pressão do ar admitido para a combustão;
- Câmara de combustão - é o local onde ocorre a combustão da mistura ar-combustível;
- Turbina - equipamento que converte a energia libertada pela combustão em potência mecânica, sendo composta por um rotor dotado de pás ligadas a um eixo que gira sobre um conjunto de mancais.

Na Figura 3.1 apresenta-se a representação esquemática do princípio de funcionamento de um sistema de cogeração por turbina a gás.

As turbinas a gás funcionam no ciclo termodinâmico de Brayton. O ciclo tem início com a condução do ar admitido ao compressor, onde a pressão é elevada de 100 a 500 psig com o conseqüente aumento da temperatura do ar. Após compressão, o ar é direccionado para a câmara de combustão onde ocorre a mistura e queima com o combustível (neste caso, o biogás). Ao sair da câmara de combustão, os gases, a alta pressão e temperatura (valores da ordem de 900 a 1200 °C), expandem-se e, ao passar pela turbina, produzem trabalho mecânico no veio originando potência mecânica. A potência extraída através do veio da turbina é usada para accionar o compressor e o gerador de eletricidade (COGEN, 2001b).

A eficiência térmica do ciclo de Brayton é função da pressão do ar comprimido, da temperatura do ar ambiente, da temperatura da mistura ar-combustível à entrada da turbina, da eficiência dos elementos que constituem o compressor e a turbina, entre outros aspetos. Com o objetivo de aumentar o rendimento global da turbina, é usual integrar no sistema um recuperador de calor, designado por regenerador, que permite aproveitar o calor disponível nos gases de escape para aquecer o ar novo comprimido antes de este entrar na câmara de combustão. Os últimos desenvolvimentos tecnológicos apontam para a utilização de materiais cerâmicos nas secções quentes da turbina, o que permite o funcionamento a temperaturas mais elevadas e conduz, conseqüentemente, a maiores rendimentos (USEPA, 2008a).

A operação deste sistema em cogeração obriga à implementação de um permutador de calor adicional, de forma a tirar partido da temperatura a que os gases de escape se encontram (450 - 550 °C). Em alternativa, a turbina a gás pode funcionar em ciclo combinado, em que a recuperação do calor dos gases de escape é utilizada para produção de vapor, proporcionando a produção de energia elétrica adicional a partir de uma turbina a vapor. A operação do sistema em cogeração apresenta as seguintes vantagens (COGEN, 2001a):

- Elevada fiabilidade;
- Rápido arranque;
- Disponibiliza energia térmica a temperaturas elevadas (500 - 600 °C);
- Emissão reduzida de poluentes atmosféricos;
- Não necessita de refrigeração;
- Unidades compactas.

Os principais inconvenientes prendem-se com (COGEN, 2001a), (Mosteller, 2002):

- A exigência de elevada pressão no gás combustível admitido ou de um compressor;
- A redução da eficiência a cargas baixas;
- A sensibilidade do desempenho face ao aumento da temperatura ambiente.

3.2. Parâmetros de aferição da eficiência de um sistema de cogeração

A eficiência de um sistema de cogeração pode ser aferida por um conjunto de parâmetros, nomeadamente (USEPA, 2008a):

- Eficiência total do sistema;
- Razão calor/trabalho produzido;
- Fator de poupança de combustível;
- Rendimento elétrico equivalente;
- Consumo específico equivalente.

A eficiência total do sistema de cogeração pode ser estimada com recurso à expressão 4.1:

$$FUE = \frac{E+Q}{C} \quad (4.1)$$

Em que:

FUE - fator de utilização de energia;

E - energia elétrica produzida;

Q - energia térmica gerada;

C - energia primária (combustível) consumida.

Outro parâmetro utilizado na caracterização das instalações de cogeração é a razão calor/trabalho produzido, dada pela expressão 4.2:

$$Y = \frac{Q}{E} \quad (4.2)$$

Segundo (Castro, 2008), esta razão apresenta valores típicos dependendo do sistema considerado, variando entre 0,5 e 1,5 para as turbinas a gás e entre 0,2 e 0,8 para os motores Diesel. Aos gestores de sistemas de cogeração interessa minimizar o custo da obtenção combinada de energia elétrica e térmica, pelo que importa definir parâmetros que permitam comparar, diretamente, a cogeração com a produção individual de calor e eletricidade. Essa comparação pode ser efetuada a partir do fator de poupança de combustível, também designado por FESR (*fuel energy saving ratio*, na terminologia anglo-saxónica, ou simplesmente por *fuel savings*).

Esse fator pode ser obtido pela expressão 4.3:

$$FESR = 1 - \frac{C}{\frac{E}{\eta_E} + \frac{Q}{\eta_C}} \quad (4.3)$$

O FESR representa a diferença entre a energia do combustível que seria gasta na produção separada de calor e eletricidade e a energia que é gasta no sistema de cogeração em relação à energia que seria consumida na produção separada, refletindo a poupança de combustível que pode ser alcançada por um sistema de cogeração. Este parâmetro atinge um máximo quando a razão calor/trabalho se encontra próxima da unidade.

O Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 313/2001, de 10 de Dezembro, determina que, em Portugal, o REE seja estimado a partir da expressão 4.4, que integra o consumo de recursos renováveis na instalação de cogeração.

$$REE = \frac{E}{C - \frac{T}{0,9 - 0,2 \frac{CR}{C}}} \quad (4.4)$$

Em que:

E - energia elétrica produzida anualmente pelo cogrador, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética;

T - energia térmica útil consumida anualmente a partir da energia térmica produzida pela cogrador, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética;

C - energia primária consumida anualmente na instalação de cogeração, avaliada a partir do poder calorífico inferior dos combustíveis e outros recursos utilizados;

CR - equivalente energético dos recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos consumidos anualmente na instalação de cogeração.

No caso de CR=0, a 4.5 toma a forma: (Castro, 2008):

$$REE = \frac{E}{C - \frac{Q}{0,9}} \quad (4.5)$$

Parâmetros de aferição da eficiência de um sistema de cogeração

De acordo com o mesmo documento legal, o REE de uma instalação de cogeração portuguesa deve ser superior a:

- 0,55 para as instalações utilizando como combustível gás natural, gases de petróleo liquefeitos ou combustíveis líquidos, com exceção do fuelóleo;
- 0,50 para as instalações utilizando como combustível fuelóleo, isoladamente ou em conjunto com combustíveis residuais;
- 0,45 para as instalações utilizando como combustível biomassa ou combustíveis residuais, isoladamente ou em conjunto com um combustível de apoio, em percentagem não superior a 20% em média anual.

4. Estudo da Avaliação de Investimento

A análise de um projecto de Investimento deverá ser sustentada num conjunto de condições que, em termos gerais, devem estar reunidas para que a decisão de investimento possa ser tomada.

Quem toma decisões de investimento geralmente não aborda, pelo menos de forma sistematizada, as referidas condições. Tal postura é negativa porque a importância da decisão de investimento (tendo em conta nomeadamente a sua conhecida, maior ou menor, irreversibilidade e os seus efeitos no futuro do projeto) justifica que a sua preparação seja rodeada de todos os cuidados.

Há condições básicas que devem ser analisadas antes da tomada da decisão de investimento:

- O projecto deve ser objecto de um estudo de rentabilidade, no sentido de se verificar se as receitas, líquidas de despesas associadas ao projecto de investimento, compensam ou não o montante inicialmente gasto.

Esta condição está relacionada de forma clara com uma definição de investimento de cariz marcadamente financeiro. Assim, investimento é “o sacrifício suportado hoje na expectativa de obter no futuro, receitas líquidas de despesas que compensem o sacrifício suportado” (Freitas, 2011).

- Como resulta da definição referida, a análise de investimentos é, naturalmente, uma análise previsional e portanto caracterizada pela incerteza inerente a todas as previsões de médio e longo prazo.

- Não é possível concretizar projectos de investimento sem ter em conta os condicionalismos de ordem financeira.

É preciso, de fato, reunir os capitais (próprios e/ou alheios) necessários à execução do projecto o que pode implicar igualmente (nomeadamente em tempo de políticas restritivas de crédito) a hierarquização dos vários projectos existentes com o objectivo de, por exemplo, não ultrapassar um determinado nível de endividamento ou de conservar uma certa capacidade de endividamento ou de auto-financiamento, no sentido de acautelar custos financeiros desadequados ou incidências futuras que possam pôr em causa o equilíbrio financeiro da empresa.

O estudo económico e financeiro do projeto possibilita a análise da viabilidade da sua iniciativa. A construção de um estudo económico e financeiro baseia-se num processo de previsão assente em pressupostos com o objectivo de estimar os efeitos resultantes da implementação do projeto.

Para facilitar a construção desse estudo, foi criada uma aplicação informática no capítulo 6, capaz de produzir os critérios necessários a uma análise financeira sólida.

Deste modo, o utilizador poderá assumir, a cada momento os pressupostos que entender por convenientes e imediatamente analisar os seus efeitos na viabilidade do seu projecto.

Para a construção da aplicação informática foram necessárias bases de trabalho, as quais são explicadas e enumeradas nos pontos seguintes.

4.1. Noção de *Cash-Flow* de Investimento

4.1.1. Tabela de Demonstração de Resultados

A Tabela 4.1 compara os proveitos e custos resultantes da atividade da empresa. Trata-se, como é sabido, de um dos relatórios fundamentais, que nos permite determinar o potencial de libertação de resultados do projeto. Não é necessário introduzir qualquer dado neste mapa, uma vez que os valores que apresenta resultam dos pressupostos introduzidos anteriormente.

Através da Demonstração de Resultados, consegue-se apreender se o projeto apresenta rentabilidade líquida positiva ou se ao contrário dá prejuízo, e constitui-se como a primeira abordagem à viabilidade do projeto (Freitas, 2011).

Tabela 4.1 – Mapa com as várias designações usadas na demonstração de resultados

Designação	Designação Inglês
Vendas	
- Custos Variáveis	
= Margem Bruta	
- Custos Fixos	
= RAEFIA (resultados anteriores a encargos financeiros, impostos e amortizações)	[EBITDA]
- Amortizações e ΔProvisões	
= RAEFI (resultados anteriores a encargos financeiros e impostos)	[EBIT]
- Encargos Financeiros	
= RAI (resultados anteriores a impostos)	[EBT]
- Impostos (IRC)	
= Resultado Líquido	

4.1.2. **Cash-Flow**

Os *Cash-Flows* (CF) são fluxos de tesouraria, definidos como entrada e saída de fundos. Existem vários conceitos associados ao CF, tais como:

- Determinação do CF para efeitos de diagnóstico económico - financeiro da empresa;
- Determinação do CF para efeitos da análise de investimentos.

- **Cash-Flow Convencional ou Meios Libertos:**

$$\text{Cash Flow} = \text{Resultado Líquido} + \text{Amortizações} + \Delta\text{Provisões} \quad (4.1)$$

- **Cash-Flow de Exploração ou Fluxo Gerado de Tesouraria (FGT)**

$$\text{FGT} = \text{Meios Libertos} - \text{Investimento de Substituição} \quad (4.2)$$

- **Free Cash-Flow (Fluxo Disponível de Tesouraria)**

$$\text{FCF} = \text{FGT} - \text{Investimento de Expansão} \quad (4.3)$$

Com base nas duas bases apresentadas em cima, o CF pode ser determinado das seguintes formas (Martins, 2009):

1. Diagnóstico económico - financeiro da empresa:

O CF é distinto dos resultados contabilísticos por várias razões. Uma passa pelos resultados líquidos serem afetados por um conjunto de custos que não constituem saídas de tesouraria. Por outro lado os resultados líquidos não incluem um conjunto de fluxos que não constituem despesas correntes mas que se traduzem por saídas de tesouraria, como por exemplo, as despesas de capital. Sendo assim o a forma de cálculo será o apresentado na equação 4.1.

2. Análise de Investimentos:

A diferença para o CF convencional reside no fato de os CF para a análise de investimentos se destinarem a ser atualizados ao custo de oportunidade do capital. O CF convencional vem sempre deduzido dos juros da dívida e acrescido dos efeitos fiscais a ela associados, devido a isso, pode-se dizer que o CF convencional reflete a estrutura de capital da empresa, ou seja, a forma como esta é financiada.

O cálculo do CF na análise de investimentos parte dos resultados operacionais líquidos de imposto, ou seja, agregado contabilístico não influenciado pela estrutura de financiamento, independente, portanto, dos juros da dívida. Tem como principal vantagem não exigir o conhecimento ou estimação dos encargos financeiros. Pode ser calculado da seguinte forma:

$$\text{Cash-Flow} = \text{RAEFI} * (1 - T_c) + \text{Amortizações} + \Delta\text{Provisões} \quad (4.4)$$

Sendo T_c a taxa marginal de imposto.

Sendo assim, a determinação do CF para análise de investimentos segue os passos presentes na seguinte tabela:

Tabela 4.2 – Determinação do CF para análise de investimentos

Designação	Designação Inglês
Vendas	
- Custos Variáveis	
= Margem Bruta	
- Custos Fixos	
= RAEFIA (resultados anteriores a encargos financeiros, impostos e amortizações)	[EBITDA]
- Amortizações	
= RAEFI (resultados anteriores a encargos financeiros e impostos) - Resultados Operacionais	[EBIT]
- Impostos Ajustados ($\text{RAEFIA} * T_c$)	
= Resultado Líquido Ajustado [$\text{RAEFI} * (1 - T_c)$] Resultados Operacionais menos Impostos Ajustados	EBIT * (1 - T_c)

4.1.3. Investimento em Ativos Circulantes - Necessidades de Fundo de Maneio (NFM)

O ciclo de operação de qualquer projeto demora tempo a completar. Para o projeto funcionar corretamente o responsável pelo mesmo adquire mercadorias ou matérias que não vai vender ou consumir de imediato e, portanto, têm de ficar imobilizadas durante algum tempo. À medida que vão sendo consumidas têm de ser substituídas, o que significa que o responsável terá de manter em permanência um determinado volume de existências que evite potenciais rupturas de fornecimento. Tais existências são pagas (pelo menos parcialmente) aos fornecedores e, por isso, a empresa tem de imobilizar meios no respetivo financiamento. O projeto faz vendas mas não recebe de imediato o respetivo pagamento. Isto é, tem de conceder crédito aos seus clientes. E quando esses clientes pagarem já outros obtiveram crédito e, por isso, a empresa irá manter em permanência um determinado montante em crédito concedido.

É claro que o responsável pelo projeto negocia e também poderá usufruir do crédito concedido pelos seus fornecedores, não pagando de imediato as compras que efetua. Vai efetuando pagamentos mas também vai obtendo mais crédito e, por isso, usufruirá sempre de um determinado montante de crédito dos seus fornecedores que irá manter em permanência. Adicionalmente o projeto poderá necessitar de possuir em permanência uma certa reserva de disponibilidades para evitar potenciais rupturas de tesouraria no decurso do ciclo normal de exploração (Freitas, 2011).

As necessidades de Fundo de Maneio da empresa (NFM) são, portanto, os montantes de fundos que o projeto necessita de aplicar para financiar o seu ciclo operacional, isto é, para financiar o desfasamento temporal entre compras e vendas e entre vendas e recebimentos.

Em cada período são definidas como:

$$\text{NFM} = \text{Existências} + \text{Clientes} - \text{Fornecedores} + \text{Reserva tesouraria} \quad (4.5)$$

Tais necessidades vão variar em função da atividade previsional do projeto de investimento. Haverá períodos em que o nível de atividade aumenta e, conseqüentemente, aumentam as NFM, o que significa que terá de haver um investimento adicional nesta componente. Outros haverá em que, devido à redução do nível de atividade, se poderá prescindir de uma parte das NFM ao dispor, o que equivale a um desinvestimento.

Assim o capital (des) investido em NFM num determinado período t será dado pela variação das NFM:

$$\Delta \text{NFM}_t = \text{NFM}_{t+1} - \text{NFM}_t \quad (4.6)$$

Em termos orçamentais, as componentes principais das NFM tendem a ser definidas a partir dos seguintes indicadores:

- Crédito concedido aos clientes: prazo médio de recebimentos (PMR);
- Crédito obtido de fornecedores: prazo médio de pagamentos (PMP);
- Volume de existências: prazo médio de existências (PME).

Relativamente à reserva de tesouraria, esta depende da política de gestão financeira. Será de considerar uma reserva se esta não possui facilidade de acesso a fundos bancários (Falcini, 1995).

4.1.4. Valor Residual

O fim de vida de um investimento só por mero acaso coincidirá com uma situação de vazio, em que tudo tenha desaparecido e nada reste. Aquilo que é habitual é que remanesçam os equipamentos e outras imobilizações utilizadas pelo investimento e que se recuperem as necessidades de fundo de manuseio. Estas componentes têm de ser consideradas na análise do investimento, sob a forma de fluxos financeiros. Ao valor destes ativos, líquidos de eventuais impostos de mais-valias dá-se o nome de valor residual do investimento. Uma "mais-valia" é a diferença entre o valor de venda de um imobilizado e o valor contabilístico. Sendo assim o valor residual pode ser calculado da seguinte forma (Barros, 1999):

Considerando:

Valor Residual Bruto = Valor de Venda Estimado no termo do projeto;

Temos:

$$\text{Valor Contabilístico} = \text{Valor da Aquisição} - \text{Amortizações Acumuladas} \quad (4.7)$$

$$\text{Mais-valia} = \text{Valor Residual Bruto} - \text{Valor Contabilístico} \quad (4.8)$$

Quando a diferença presente na equação 4.8 é negativa toma a designação de menos valia.

No caso de termos uma mais-valia o valor residual calcula-se retirando ao valor de venda o respetivo imposto. No caso de uma menos valia o valor residual calcula-se adicionando ao valor de venda a poupança fiscal.

$$\text{Imposto sobre o Rendimento} = \text{Mais} / \text{Menos Valia} * \text{Taxa de Imposto} \quad (4.9)$$

$$\text{Valor Residual Líquido} = \text{Valor Residual Bruto} - \text{Imposto} \quad (4.10)$$

Relativamente ao valor residual do ativo circulante (investimento em NFM), ele será igual às NFM no final da vida útil do investimento deduzida da parte deduzida da parte não recuperada (o montante das provisões) (Freitas, 2011).

4.1.5. **Free Cash-Flow**

O *free CF* é o fundo que a empresa pode pagar aos investidores após pagar os investimentos necessários à manutenção do negócio e ao crescimento. O *free CF* é importante porque permite que uma empresa persiga oportunidades que aumentam o valor do acionista.

$$\text{Cash-Flow} = \text{Receitas} - \text{Custos} - \text{Investimentos} \quad (4.11)$$

Pode também ser calculado da seguinte fórmula:

Tabela 4.3 – Cálculo do Free Cash-Flow

Designação	Designação Inglês
RAEFI (resultados anteriores a encargos financeiros e impostos) - Resultados Operacionais	[EBIT]
- Impostos Ajustados (RAEFAI * T _c)	
= <u>RAEFI * (1 - T_c)</u>	EBIT * (1 - T _c)
+ Amortizações e Δprovisões	
- Investimento	
- Ativos Fixos	
- Ativos Circulantes (Δfundo de Maneio)	
= <u>FCF (Free Cash-Flow)</u>	

O *free CF* é absolutamente alheio ao financiamento do investimento. Sendo que o financiamento do investimento é introduzido na análise de investimentos de várias formas, nomeadamente através da forma de cálculo do custo de oportunidade do capital (Freitas, 2011).

4.2. Análise de Rendibilidade de um Investimento

4.2.1. VAL - Valor Atual Líquido

O Valor Atual Líquido (VAL) tem como objetivo avaliar a viabilidade de um projeto de investimento através do cálculo do valor atual de todos os seus CF, sendo por isso um indicador muito utilizado em estudos de análise de viabilidade. Por valor atual entende-se o valor hoje de um determinado montante a obter no futuro. Como qualquer investimento apenas gera CF no futuro, é necessário atualizar o valor de cada um desses CF e compará-los com o valor do investimento. No caso do valor do investimento ser inferior ao valor atual dos CF, o VAL é positivo o que significa que o projeto apresenta uma rentabilidade positiva.

Para atualizar os CF futuros é utilizada uma taxa a que se chama taxa de desconto. Esta taxa de desconto não é mais do que uma taxa de juros sem risco acrescida de um prémio de risco estabelecido para o tipo de projeto em causa (Barros, 1999).

$$VAL = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} - I \quad (4.12)$$

Considerando as despesas de investimento como mais um CF, o VAL corresponde à soma dos CF de investimento atualizados:

$$VAL = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} \quad (4.13)$$

O que leva a que a forma de cálculo o VAL fique da seguinte forma:

$$VAL = \sum_{t=1}^n \frac{CF \text{ de Investimento}_t}{(1+i)^t} \quad (4.14)$$

Em termos de decisão, este critério tem o seguinte comportamento (Freitas, 2011):

- VAL > 0 - Estamos perante um projeto economicamente viável, uma vez que o VAL superior a 0 permite cobrir o investimento inicial, bem como a remuneração mínima exigida pelo investidor (TA), e ainda gerar um excedente financeiro.
- VAL = 0 - O projeto é economicamente viável, uma vez que permite a completa recuperação do investimento inicial, bem como a obtenção mínima exigida pelos investidores (TA). Podemos concluir que um projeto com um VAL = 0 corre sérios riscos de se tornar inviável.
- VAL < 0 - Estamos perante um projeto economicamente inviável. Quanto maior for o VAL, maior será a probabilidade do projeto ser viável economicamente, já que um VAL positivo significa que as receitas geradas são superiores aos custos.

4.2.2. TIR - Taxa Interna de Rentabilidade

A Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) representa a taxa máxima de rentabilidade do projeto. Não é mais do que a taxa de atualização que, no final do período de vida do projeto, iguala o VAL a zero (Freitas, 2011).

$$VAL = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} - I \quad (4.15)$$

Em termos de decisão, este critério tem o seguinte comportamento:

- TIR > TA Implica que o VAL > 0; O projeto consegue gerar uma taxa de rentabilidade superior ao custo de oportunidade do capital, pelo que estamos perante um projeto economicamente viável.
- TIR < TA Implica que o VAL < 0; o projeto não consegue gerar uma taxa de rentabilidade superior ao custo de oportunidade do capital, pelo que estamos perante um projeto economicamente inviável.

A TIR pode ser calculada através do Método de Interpolação Linear. Este método consiste em ensaiar vários valores de "i". Começa-se por estimar um valor que nos pareça próximo da solução final. Se o VAL resultante for positivo, ensaia-se um valor de "i" superior. Se o VAL resultante for negativo, ensaia-se um valor de "i" inferior.

Quando os dois pontos assim obtidos estiverem suficientemente próximos um do outro, pode interpolar-se linearmente, obtendo-se $i = TIR$ aproximada correspondente ao VAL = 0.

$$TIR = i_1 + (i_2 - i_1) * \frac{VAL_1}{VAL_1 + |VAL_2|} \quad (4.16)$$

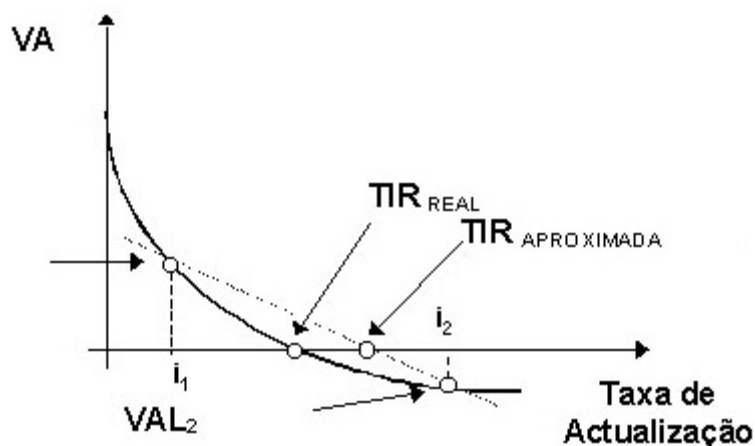


Figura 4.1 – Forma de cálculo do valor aproximado do TIR

4.2.3. Prazo de Recuperação de Capital - "PAYBACK PERIOD"

O prazo de recuperação de capital - termo em inglês designado por *payback period* - é o período de tempo que um projeto leva a recuperar o capital inicialmente investido (Freitas, 2011).

Pode ser calculado da seguinte forma:

$$PAYBACK = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t}}{\frac{\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}}{n}} \quad (4.17)$$

Com n sendo o número de anos do projeto de investimento.

Em termos de decisão, este critério tem o seguinte comportamento:

- $PAYBACK =$ à duração da vida do projeto, significa que o VAL é nulo e a TIR é igual à taxa de custo do capital.
- $PAYBACK <$ à duração da vida do projeto, significa que o VAL é positivo e a TIR é superior à taxa de custo do capital.
- $PAYBACK >$ à duração da vida do projeto, significa que o VAL é negativo e a TIR é inferior à taxa de custo do capital.

Sendo assim conclui-se que só se deve aceitar projetos com $PAYBACK$ inferior à duração da vida do projeto.

4.2.4. IR - Índice de Rentabilidade

Este critério consiste em estabelecer a razão entre o valor presente das entradas líquidas do projeto e o investimento inicial. O mesmo pode ser calculado recorrendo à seguinte equação (Freitas, 2011):

$$IR = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{\text{Investimento}_t}{(1+i)^t}} \quad (4.18)$$

Quando o IR for maior que 1, significa que o investimento inicial será recuperado, remunerando a taxa determinada e gerando um aumento da riqueza. Um IR igual a um, significa que o investimento inicial será recuperado exatamente à taxa determinada. E no caso de o IR ser menor que 1, o investimento inicial não será recuperado.

5. Evolução do Potencial Energético do Biogás no Setor Agro-pecuário

O setor agro-pecuário é possivelmente o setor com maior potencial energético mas, por outro lado, o setor menos informado e com menor capacidade de investimento. O presente estudo pretende assim calcular a evolução do potencial energético do biogás, para cada região do setor agro-pecuário, com base nos dados dos recenseamentos agrícolas de 1999 e 2009, de forma a demonstrar a importância para o país do seu aproveitamento e, conseqüentemente, a criação de fortes estratégias governamentais para esse efeito.

5.1. Resíduos agro-pecuários

Dentro do setor agro-pecuário existem diversos tipos de explorações:

- Bovinos;
- Suínos;
- Ovinos;
- Caprinos;
- Equídeos;
- Aves.

Contudo, para aproveitamento do biogás, nem todas as explorações enunciadas têm interesse. As explorações de maior importância, pela sua quantidade e composição química (e energética) dos efluentes, são as indústrias de:

- Bovinos;
- Suínos;
- Galinhas poedeiras.

Através de dados estatísticos dos Recenseamentos Gerais da Agricultura de 1999 e 2009 (RA, 1999) foi possível identificar, para cada região de Portugal, a distribuição das explorações e do número de efetivos.

5.1.1. Variação do Número de Efetivos

5.1.1.1. Número de Animais no ano de 1999

Com base em (RA, 1999) dividiu-se o número de animais por região, obtendo-se os resultados presentes na Tabela 5.1

Tabela 5.1 – Efetivo animal por quantidade e exploração em 2009

		Suínos	Bovinos	Galinhas poedeiras
Portugal	Explorações	132630	102457	-
	Efetivo	2418426	1415188	6368000
Norte	Explorações	40196	50082	-
	Efetivo	179863	400258	743000
Centro	Explorações	58963	30185	-
	Efetivo	546467	208586	2825000
Lisboa e Vale do Tejo	Explorações	10993	4642	-
	Efetivo	1072748	159317	2409000
Alentejo	Explorações	7355	4806	-
	Efetivo	466228	392268	90000
Algarve	Explorações	4174	902	-
	Efetivo	67558	12008	26000
Açores	Explorações	7188	9873	-
	Efetivo	61894	238396	143000
Madeira	Explorações	3761	1967	-
	Efetivo	23668	4355	132000

Dividindo o número de animais pelo número de explorações presentes em cada região, é possível calcular o número médio de efetivos por exploração a nível nacional e por cada região considerada. Esses valores são apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Média de efetivos por exploração em 1999

	Suínos	Bovinos
Portugal	18	14
Norte	4	8
Centro	9	7
Lisboa e Vale do Tejo	98	34
Alentejo	63	82
Algarve	16	13
Açores	9	24
Madeira	6	2

5.1.1.2. Número de Animais no ano de 2009

Seguindo a mesma metodologia, mas neste caso com base em (RA, 2009), chegou-se aos valores apresentados na Tabela 5.3

Tabela 5.3 – Efetivo animal por quantidade e exploração em 2009

		Suínos	Bovinos	Galinhas poedeiras
Portugal	Explorações	50079	50000	-
	Efetivo	1913000	1430000	31805540
Norte	Explorações	14717	24621	-
	Efetivo	78000	325000	3413000
Centro	Explorações	25050	11341	-
	Efetivo	759000	186000	26172000
Lisboa e Vale do Tejo	Explorações	524	522	-
	Efetivo	145000	43000	1169000
Alentejo	Explorações	3008	4475	-
	Efetivo	848000	614000	3540
Algarve	Explorações	1319	309	-
	Efetivo	24000	8000	75000
Açores	Explorações	3206	7781	-
	Efetivo	42000	249000	483000
Madeira	Explorações	2179	1087	
	Efetivo	17000	5000	490000

Tabela 5.4 – Média de efetivos por exploração em 2009

	Suínos	Bovinos
Portugal	38	29
Norte	5	13
Centro	30	16
Lisboa e Vale do Tejo	277	82
Alentejo	282	137
Algarve	18	26
Açores	13	32
Madeira	8	5

Pela leitura da Tabela 5.2 e Tabela 5.4 é já possível retirar algumas conclusões importantes:

- As explorações pecuárias nacionais sofreram uma grande evolução no que respeita ao tamanho, eram normalmente de pequena dimensão, mas num período de 10 anos mais que dobrou o valor de efetivos por exploração;
 - Sendo que as explorações de maior dimensão continuam situadas na região do Alentejo e de Lisboa e Vale do Tejo.
- As suiniculturas de maior dimensão situavam-se na região de Lisboa e Vale do Tejo, 98 suínos/exploração, mas em 2009 o cenário é diferente, com a zona do Alentejo a ficar na linha da frente em questões de número de efetivos por exploração, 282 contra 277 suínos/exploração da região de Lisboa e Vale do Tejo.
 - É também na região do Alentejo que se encontram o maior número de efetivos, com 44%, seguido de perto pela zona do Centro com 40% dos efetivos.
- As maiores explorações de bovinos do país continuam a pertencer à região do Alentejo, com um aumento de 82 para 137 bovinos/exploração, o que significa um aumento de 40,1%;
 - Em termos do número efetivo de animais houve uma alteração na zona do país com o maior número, em 1999 o Norte era a região com mais efetivos (28%), mas grande parte da sua exploração não era a nível industrial (apenas 8 bovinos/exploração), já em 2009, a zona com maior número de animais é a zona do Alentejo, com 42,9% dos animais.
- Os aviários continuam preferencialmente nas regiões do Centro e Lisboa e Vale do Tejo.

5.2. O potencial elétrico via resíduos agro-pecuários em Portugal

Desde que as condições sejam adequadas ao desenvolvimento das bactérias anaeróbias a digestão realiza-se a partir de qualquer matéria orgânica e a partir da fermentação provocada pelas bactérias resulta a criação de biogás. Para cada fonte de matéria orgânica temos uma produção diferente de biogás. Logo, o sistema de cultivo e a quantidade de animais é que determinarão a capacidade de produção de biogás da instalação.

O valor de biogás por cabeça ($\text{m}^3/\text{dia}/\text{cabeça}$) foi calculado a partir do valor de excreta diária que é possível obter para cada animal (Werner, 1989) e do seu rendimento de conversão médio em biogás (Steffen et al, 2000).

Tabela 5.5 – Biogás que é possível obter por cada animal – valores médios

	Peso do Corpo (kg)	Excreta diária (% kg)	Excreta (kg/dia)	Sólidos Totais (%)	Sólidos Voláteis (%)	Rendimento Biogás ($\text{m}^3/\text{kg SV}$)	Biogás ($\text{m}^3/\text{dia}/\text{cab.}$)
Suíno	50	10,0%	5	5,5%	75%	0,45	0,093
Bovino	600	5,0%	30	8,5%	80%	0,28	0,571
Galinha	1,5	4,5%	0,0675	20,0%	75%	0,615	0,006

A análise do potencial elétrico do biogás foi realizada para dois cenários:

- Potencial máximo - Avaliação do potencial máximo (situação "limite") caso fosse possível conversão de todos os resíduos produzidos para biogás.
- Potencial exequível - Avaliação do potencial exequível do biogás (situação mais realista), tomando como critério, a conversão dos resíduos em biogás para apenas as explorações de grande dimensão.

5.2.1. O potencial elétrico máximo do biogás disponível

5.2.1.1. Potencial elétrico máximo no ano de 1999

Através do valor de produção de biogás calculado na Tabela 5.5 e os valores de efetivo animal apurados nas Tabela 5.1 e Tabela 5.3 é possível obter a evolução do potencial máximo de produção de biogás para Portugal.

Nos pontos seguintes podem ser observados esses mesmos valores.

Tabela 5.6 - Produção máxima de biogás

	Suínos (m ³ /dia)	Bovinos (m ³ /dia)	Galinhas poedeiras (m ³ /dia)	Total (m ³ /dia)
Portugal	224460	808355	39653	1072468

Para o cálculo da eletricidade produzida a partir do aproveitamento do biogás gerado aplicou-se a seguinte fórmula, que tem por base todos os constituintes na produção de eletricidade a partir do biogás (Zanette, 2009):

$$E_{\text{elet}} = m_{\text{biogás}} \cdot PCI_{\text{biogás}} \cdot \eta_{\text{biodigestor}} \cdot (1 - f_{\text{orgânico}}) \cdot \eta_{\text{elet}} \quad (5.1)$$

Em que:

- $m_{\text{biogás}}$ - é o fluxo de biogás;
- $PCI_{\text{biogás}}$ - é o poder calorífico inferior do biogás;
- $\eta_{\text{biodigestor}}$ - é o rendimento do biodigestor, considerou-se 85%;
- $f_{\text{orgânico}}$ - é a fracção de matéria orgânica utilizada pelas bactérias para o seu próprio crescimento, considerou-se 5%;
- η_{elet} - é o rendimento elétrico, que com base nos equipamentos presentes no mercado, considerou-se 31%.

Como referenciado no ponto 3.3 em condições normais o metano puro apresenta um PCI de 9,44 kWh/m³. O biogás com um teor de metano entre 50% e 80% terá um PCI entre 4,72 kWh/m³ e 7,55 kWh/m³. Um m³ de biogás com cerca de 70% de metano apresenta uma equivalência energética a 6,5 kWh. Por outro lado, 1 m³ de biogás seco, com uma percentagem de metano de 10%, pode corresponder a uma produção de energia de, aproximadamente, 1 kWh.

Os valores diários obtidos, quer a nível nacional, quer para cada tipo de animal, de energia elétrica são os apresentados na Tabela 5.7:

Tabela 5.7 - Produção máxima diária de energia elétrica

	Suínos (kWh/dia)	Bovinos (kWh/dia)	Galinhas poedeiras (kWh/dia)	Total (kWh/dia)
Portugal	299065	1077033	62438	1438536

Na Tabela 5.8 observa-se os valores de produção máxima de energia elétrica anual e de potência instalada, máximos alcançados com o número de animais presentes na Tabela 5.1.

Tabela 5.8 - Produção máxima de energia elétrica e potência instalada a nível nacional

Total (GWh/ano) 1999	Potência Máxima (MW)
525	136

5.2.1.2. Potencial elétrico máximo no ano de 2009

Tendo por base os valores da Tabela 5.3, e seguindo a mesma metodologia usada no ponto anterior, obteve-se os valores presentes na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 - Produção máxima de biogás

	Suíños (m ³ /dia)	Bovinos (m ³ /dia)	Galinhas poedeiras (m ³ /dia)	Total (m ³ /dia)
Portugal	177550	816816	198049	1192415

Na Tabela 5.10 apresenta-se os valores diários obtidos, quer a nível nacional, quer para cada tipo de animal, de energia elétrica:

Tabela 5.10 - Produção máxima diária de energia elétrica

	Suíños (kWh/dia)	Bovinos (kWh/dia)	Galinhas poedeiras (kWh/dia)	Total (kWh/dia)
Portugal	279575	1286179	311853	1877607

Os valores de produção máxima de energia elétrica e de potência instalada, máximos alcançados com o número de animais presentes na Tabela 5.3, podem ser observados na Tabela 5.11.

Tabela 5.11 - Produção máxima de energia elétrica e potência instalada a nível nacional

Total (GWh/ano) 2009	Potência Máxima (MW)
685	178

Na Figura 5.1 observa-se a evolução da energia elétrica máxima disponível entre os anos de 1999 e 2009. O que representa uma evolução de 23,5% no valor da energia elétrica, caso fosse possível aproveitar todo o biogás criado pelos animais presentes nas Tabela 5.1 e Tabela 5.3.

Isso devesse ao fato do número de galinhas poedeiras ter aumentado de forma considerável, o que leva a que, mesmo com a diminuição do número de suínos, o biogás disponível tenha aumentado. Esse fator já não terá impacto no cálculo do potencial exequível de energia elétrica, como explicado no ponto 5.2.2.1.

Evolução do potencial energético do biogás no setor agro-pecuário

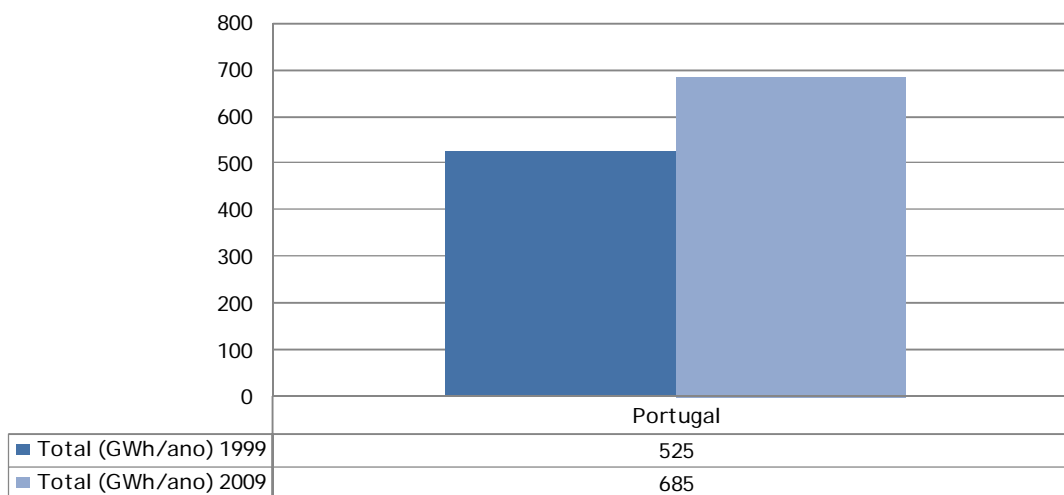


Figura 5.1– Evolução da energia elétrica máxima disponível entre os anos de 1999 e 2009

5.2.2. O potencial elétrico exequível do biogás em Portugal

Esta análise permite quantificar o potencial exequível de produção de energia elétrica a partir do biogás. Isto é, quanta energia elétrica é de fato possível produzir por biogás obtido em efluentes agro-pecuários, filtrando as pequenas explorações, que, pela sua reduzida dimensão, são inviáveis.

A dimensão mínima que assegura a viabilidade das centrais a biogás, serão as instalações que cumpram os seguintes critérios (Deublein e tal, 2008):

- Instalações suínolas de 200 porcos;
- Instalações de 50 bovinos.

5.2.2.1. Potencial elétrico exequível no ano de 1999

Nas tabelas seguintes verificamos os números de animais por classe de explorações em Portugal, tanto em bovinos, como em suínos. De salientar que o número de galinhas poedeiras não entra no cálculo do potencial exequível devido à dificuldade em dividir o número de galinhas poedeiras por classe de exploração.

Na Tabela 5.12 observa-se o número de efetivos suínos por classe de exploração:

Tabela 5.12 – Número de efetivos suínos por classe de exploração

		Suínos			
		Classes do número de suínos			
		1 a 9	10 a 99	100 a 199	>= 200
Portugal	Explorações	121295	9043	796	1496
	Efetivo	254671	219055	112081	1832619

O potencial elétrico via resíduos agro-pecuários em Portugal

Na Tabela 5.13 observa-se o número de efetivos bovinos por classe de exploração:

Tabela 5.13 – Número de efetivos bovinos por classe de exploração

		Bovinos		
		Classes do número de bovinos		
		1 a 9	10 a 49	>= 50
Portugal	Explorações	78611	17497	6229
	Efetivo	235767	383267	794793

Tendo em conta as considerações anteriores para o cálculo do potencial exequível da produção de energia elétrica e os números apresentados nas Tabela 5.12 e Tabela 5.13, verificamos que:

- As instalações suinícolas maiores ou iguais a 200 porcos representam 75% da população;
- As instalações maiores ou iguais a 50 bovinos representam 56% da população.

Os valores obtidos de biogás e energia elétrica para cada tipo de exploração podem ser observados nas Tabela 5.14 e Tabela 5.15, respetivamente:

Tabela 5.14 - Produção exequível diária de biogás

	Suínos (m ³ /dia)	Bovinos (m ³ /dia)	Total (m ³ /dia)
Portugal	170090	453986	624076

Tabela 5.15 - Produção exequível diária de energia elétrica

	Suínos (kWh/dia)	Bovinos (kWh/dia)	Total (kWh/dia)
Portugal	226624	604879	831503

Com base nestes valores foi calculado o potencial exequível de biogás para o ano de 1999. Na Tabela 5.16 observa-se os valores de produção exequível de energia elétrica e de potência instalada, alcançados com o número de animais presentes nas Tabela 5.12 e Tabela 5.13.

Tabela 5.16 - Produção exequível de energia elétrica e potência instalada a nível nacional para o ano de 1999

Total (GWh/ano) 1999	Potência Máxima (MW)
303	79

5.2.2.2. Potencial elétrico exequível no ano de 2009

Para o ano de 2009 foram executados os mesmos cálculos, mas atualizados com os números mais recentes, e presentes nas Tabela 5.17 e Tabela 5.18.

Tabela 5.17 – Número de efetivos suínos por classe de exploração

		Suínos			
		Classes do número de suínos			
		1 a 9	10 a 99	100 a 199	>= 200
Portugal	Explorações	41587	11253	10498	2042
	Efetivo	95650	76520	172170	1568660

Tabela 5.18 – Número de efetivos bovinos por classe de exploração

		Bovinos			
		Classes do número de bovinos			
		< 5	5 a < 20	20 a < 50	> 50
Portugal	Explorações	33810	12000	5797	5932
	Efetivos	71000	150000	229000	980000

Tendo em conta as considerações anteriores para o cálculo do potencial exequível da produção de energia elétrica e os números apresentados nas Tabela 5.17 e Tabela 5.18, verificamos que:

- As instalações suinícolas maiores ou iguais a 200 porcos representam 82% da população;
- As instalações maiores ou iguais a 50 bovinos representam 69% da população.

Com base nestes valores foi calculado o potencial exequível de biogás, presente na Tabela 5.19, para o ano de 2009:

Tabela 5.19 - Produção exequível de biogás

	Suínos (m ³ /dia)	Bovinos (m ³ /dia)	Total (m ³ /dia)
Portugal	145591	559776	705367

Os valores obtidos de energia elétrica para cada tipo de exploração estão apresentados na Tabela 5.20:

Tabela 5.20 - Produção exequível diária de energia elétrica

	Suínos (kWh/dia)	Bovinos (kWh/dia)	Total (kWh/dia)
Portugal	229252	881437	1110689

Considerações gerais

Na Tabela 5.21 observa-se os valores de produção exequível de energia elétrica e de potência instalada, alcançados com o número de animais presentes nas Tabela 5.17 e Tabela 5.18.

Tabela 5.21 - Produção exequível de energia elétrica e potência instalada a nível nacional

Total (GWh/ano) 2009	Potência Máxima (MW)
405	105

5.3. Considerações gerais

No Figura 5.2 observa-se a evolução da energia elétrica máxima disponível entre os anos de 1999 e 2009.

O que representa uma evolução de 33,7% no valor da produção exequível de energia elétrica, caso fosse possível implementar centrais de aproveitamento de biogás em todas as explorações presentes nas Tabela 5.17 e Tabela 5.18.

Isso devesse ao fato do número de efetivo animal por exploração ter aumentado consideravelmente, o que mesmo com a redução do número de animais leva a que a produção exequível sofra uma evolução considerável.

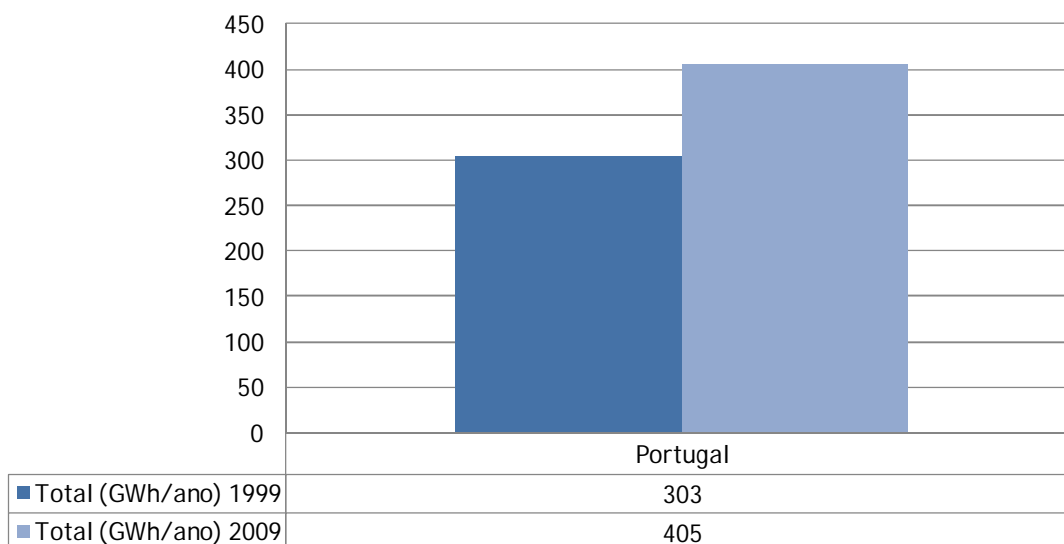


Figura 5.2 – Evolução da energia elétrica exequível disponível entre os anos de 1999 e 2009

6. Aplicação Computacional Desenvolvida

Neste capítulo, são apresentados todos os passos seguidos para a construção da aplicação computacional desenvolvida, de forma a dar a entender ao utilizador a forma de interagir com a mesma. É ainda apresentada a interface desenvolvida, justificando-se a escolha da linguagem de programação e a plataforma de desenvolvimento, a construção do interface com o utilizador e o algoritmo implementado para a resolução do problema proposto.

6.1. Algoritmo do programa desenvolvido

O fato de o *Microsoft Excel* proporcionar uma gestão intuitiva de uma grande quantidade de informação e um ambiente integrado de criação de projetos em *VBA* levou à escolha da linguagem de programação *VB* para o desenvolvimento da ferramenta computacional e da sua interface com o utilizador. Desta forma, a construção da ferramenta computacional e a sua interface tiveram como suporte a plataforma de desenvolvimento *Microsoft Excel 2007*.

A aplicação informática tem como objetivo fornecer ao utilizador critérios de decisão financeiros, com a base teórica apresentada no capítulo 4, de forma simples e rápida, da implementação de uma central de aproveitamento do biogás disponível na propriedade em estudo.

Numa primeira fase o utilizador terá que começar por conhecer as características da propriedade, nomeadamente:

Aplicação computacional desenvolvida

- Tipo de gado presente na propriedade;
- Número de cabeças normais presentes na propriedade.

E introduzir as mesmas na aplicação. De salientar que a aplicação possui valores teóricos em certas secções, tais como:

- Pressupostos - Onde existem valores pré-definidos, os mais utilizados para este tipo de projeto, caso o utilizador não esteja na posse de todos os elementos;
- Custos de exploração - Nesta secção, como envolve valores externos ao projeto, nomeadamente do fornecedor do equipamento de valorização do biogás, existem valores teóricos, com base na potência do equipamento escolhido e no número de animais presentes na propriedade.

Caso existam consumos de combustíveis fósseis ou de energia elétrica será necessário conhecer os custos com os mesmos, do ano imediatamente anterior, para assim ser calculada a poupança que a propriedade obterá com a implementação deste tipo de central.

De seguida o utilizador terá que colocar os valores do investimento, e de seguida a aplicação fornece o valor do investimento total necessário, ou seja, investimento colocado pelo utilizador mais o investimento em necessidades em fundo de maneio. Tendo esse valor como base, o utilizador escolherá a estrutura de financiamento aplicada ao projeto. Dividindo-se a mesma em três hipóteses:

- Capital próprio;
- Empréstimos de sócios;
- Financiamento bancário.

Com base nos dados introduzidos a ferramenta calcula várias tabelas de valores que irão servir de base ao cálculo das variáveis de decisão. Nesta rotina o programa usa como base os conceitos teóricos apresentados no capítulo 4.

São calculados os valores das variáveis de decisão:

- VAL - Com base na expressão 4.12;
- TIR - Com base na expressão 4.16;
- PAYBACK - Com base na expressão 4.17;
- Índice de Rentabilidade - Com base na expressão 4.18.

É desenvolvida uma análise de sensibilidade, para se observar o comportamento do projeto aquando da variação de vários fatores, tais como:

Algoritmo do programa desenvolvido

- Variação da disponibilidade de biogás - onde a aplicação calcula novos critérios de decisão, mas com uma disponibilidade de biogás 15% inferior ao calculado na caracterização da propriedade;
- Variação da taxa de atualização - nesta secção o utilizador terá acesso à variação dos *cash-flows* provocada pela variação da taxa de atualização, quer negativa, quer positiva;

Na última etapa, são apresentados os resultados obtidos para posterior análise. Na Figura 6.1 apresentasse o algoritmo que foi implementado na aplicação computacional e que deu origem à aplicação desenvolvida.

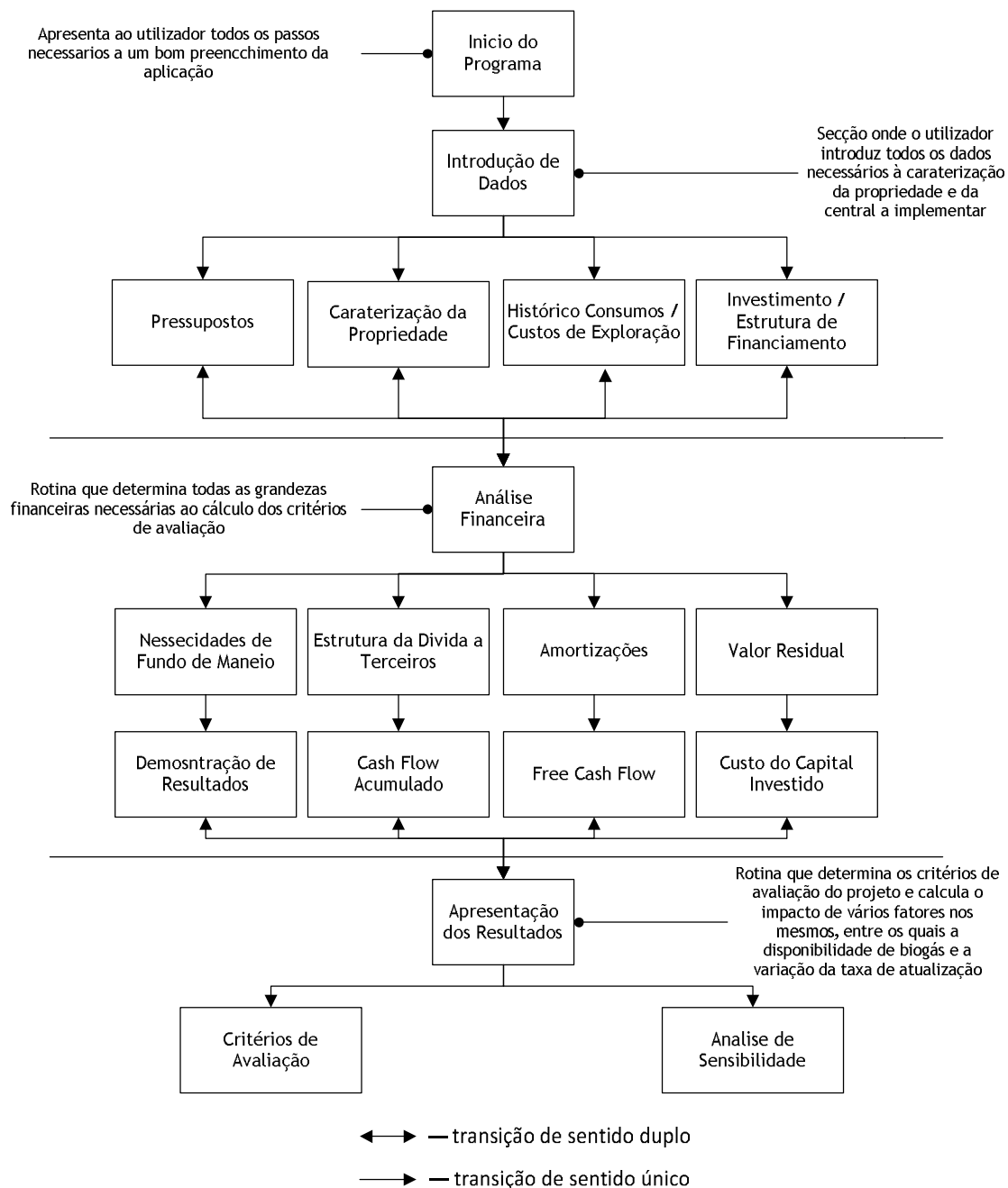


Figura 6.1 - Estrutura do programa "Análise de Viabilidade Económica de uma Central a Biogás - Agropecuária"

6.2. Ferramenta Desenvolvida e Interface com o Utilizador

Considerando o que foi explicado durante a secção 6.1, de seguida são apresentadas as diferentes janelas do programa — Análise de Viabilidade Económica de uma Central a Biogás - Agropecuária — e a interligação destas com o processo de obtenção dos resultados propostos, com base no algoritmo da Figura 6.1.

6.2.1. Apresentação do programa

Na Figura 6.2 apresenta-se a página inicial da aplicação desenvolvida, onde são dadas instruções ao utilizador para o correto funcionamento da ferramenta computacional e é feita referência a alguma da informação disponível, bem como às rotinas executáveis implementadas nas sete sub-janelas seguintes do programa.

Neste contexto, é essencial possuir a informação referente a vários aspetos, quer da propriedade, quer aspetos económicos. Relativamente à caracterização o utilizador terá que possuir dados referentes ao número de animais presentes na propriedade no momento do estudo, bem como informação do consumo energéticos da mesma, quer em eletricidade, quer em combustíveis gasosos. O utilizador terá que efetuar um estudo prévio para obter informação do aspeto económico, como taxas de juro, custos operacionais da central, custo dos equipamentos e estrutura de financiamento.

O utilizador é informado que caso não possua informação relativa aos pressupostos, a própria ferramenta possui valores teóricos, para assim permitir análise do investimento, mas com um erro associado ao resultado final.

Relativamente à janela de interface com o utilizador, na parte inferior, estão disponíveis três botões que permitem:

- Iniciar Programa: A janela atual fecha-se e abre-se uma nova, onde estão presentes as seguintes sub-janelas:
 - Pressupostos (ver Figura 6.3);
 - Caracterização da Propriedade (ver Figura 6.4);
 - Histórico de Consumos / Custos de Exploração (ver Figura 6.5);
 - Investimento / Estrutura de Financiamento (ver Figura 6.6);
 - Resultados Obtidos (ver Figura 6.7);
 - Gráficos Obtidos (ver Figura 6.8);
 - Critérios de Decisão (ver Figura 6.9);
- Excel: O programa Excel que até aqui estava oculto é agora visível. Esta opção está disponível ao longo do programa;

- Fechar Programa: Caso alguma das instruções não sejam respeitadas ou não se pretenda continuar a executar o programa este é fechado, ficando visível posteriormente, o programa Excel, para possíveis alterações dos dados, por exemplo. Esta opção está igualmente disponível ao longo do programa.

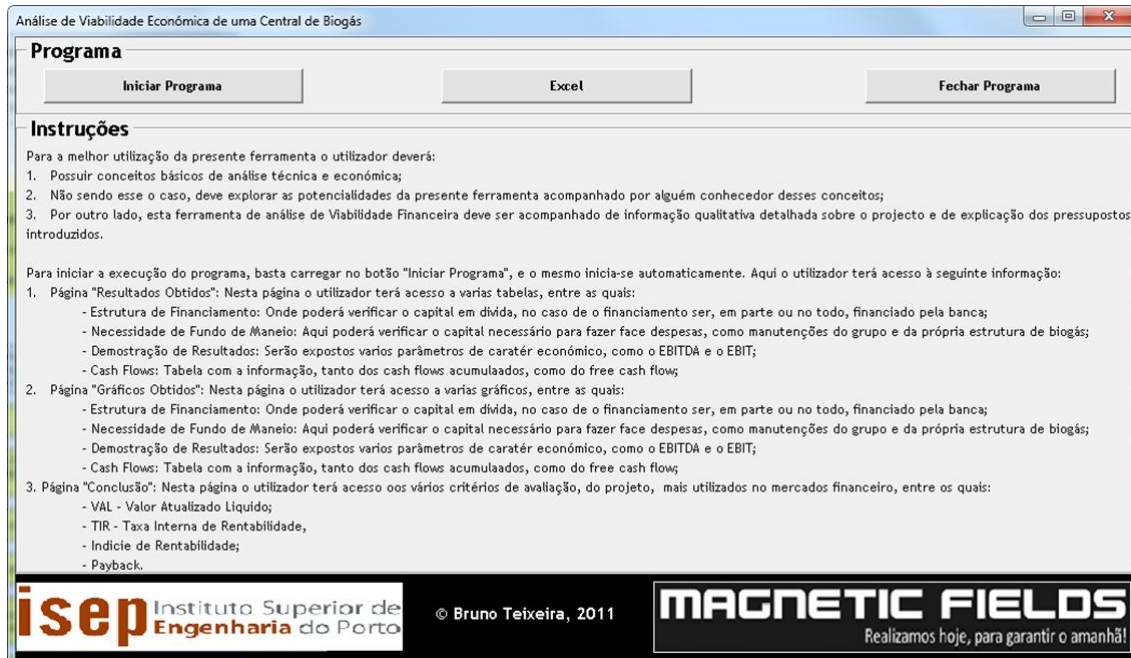


Figura 6.2 - Janela "Início" do programa "Análise de Viabilidade Económica de uma Central a Biogás - Agropecuária"

Deve referir-se que as opções de minimizar e maximizar (canto superior direito da Figura 6.2) foram implementadas para uma melhor performance do programa, uma vez que as userform's do VBA não incluem estas opções de início.

6.2.2. Pressupostos

Na Figura 6.3 apresenta-se a primeira sub-janela, onde é pedido ao utilizador que preencha vários pressupostos importantes para os resultados finais. Nesta janela, o utilizador pode modificar os valores as vezes que achar necessário. Sendo ainda possível usar os valores pré-definidos:

- Ano de Início do Projeto: 2010;
- Taxa de Juro Aplicável: 8%;
- Taxa de IRC: 25%;
- Número de Meses a Considerar: 12;
- Custo de Utilização do Biogás: 0%;
- Margem de Segurança para o Financiamento: 2%;
- Taxa de Inflação: 3%.

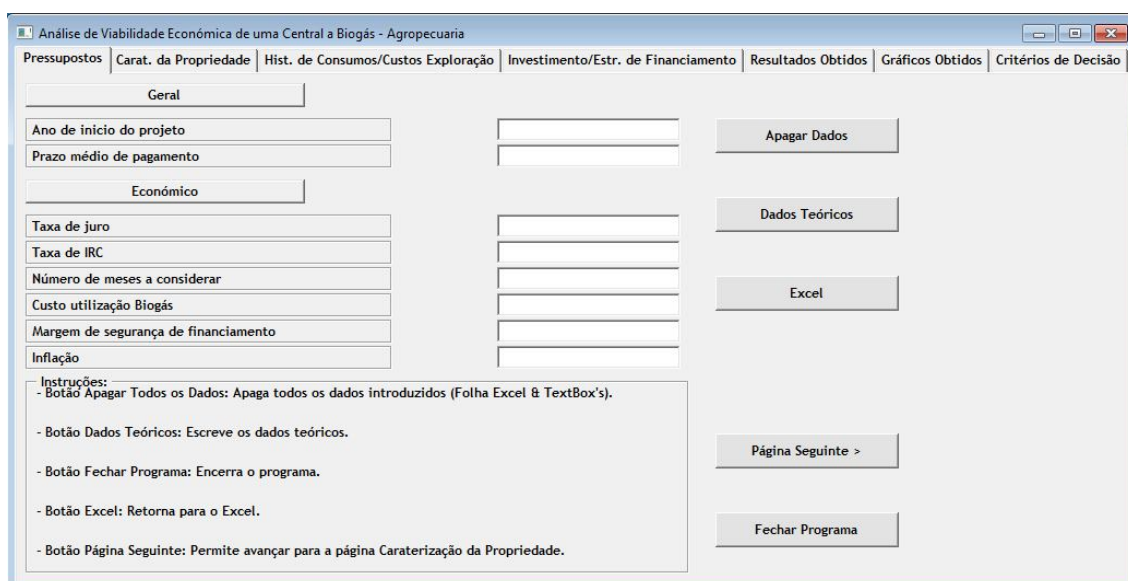


Figura 6.3 - Sub-janela "Pressupostos"

Do lado direito estão disponíveis três novos botões que permitem:

- Apagar Dados: Os valores introduzidos nos campos são apagados, para posterior inserção de novos dados;
- Dados Iniciais: Caso se pretenda utilizar os limites técnicos iniciais dos grupos geradores;
- Página Seguinte: Permite ao utilizador avançar para a página seguinte.

Deve referir-se que qualquer um dos valores pode ser modificado individualmente quantas vezes necessário, bastando para isso seleccionar a *text box* correspondente, apagar o seu valor, escrever um novo e pressionar a tecla *Enter* do teclado. No entanto, só é permitido a inserção de números.

6.2.3. Caracterização da Propriedade

A Figura 6.4 ilustra o que é pedido na janela "Caraterização da Propriedade", onde é pedido ao utilizador para preencher o número de animais presentes em estado permanente na propriedade, para assim o programa conseguir calcular o biogás, de um ponto de vista teórico, presente na propriedade.

Ferramenta desenvolvida e interface com o utilizador

As opções nesta página são em tudo idênticas às da página anterior, não surgindo nenhuma opção diferente.

Figura 6.4 - Sub-janela "Caraterização da Propriedade"

6.2.4. Histórico de Consumos / Custos de Exploração

Na página "Histórico de Consumos / Custos de Exploração" o utilizador terá que introduzir dados sobre os consumos totais e respetivos custos dos últimos dois anos, para assim se perceber a evolução dos consumos. É feita a separação entre eletricidade e combustíveis gasosos, para se perceber a energia usada para aquecimento / arrefecimento das várias instalações presentes na propriedade. Ponto importante para a dimensão da cogeração.

É pedido ao utilizador que preencha a parte referente aos custos de exploração, mas caso não tenha informação detalhada sobre os mesmos, é calculado um valor teórico relacionado com a potência instalada:

- Remunerações Órgãos Sociais;
- Encargos com Pessoal;
- Seguros Equipamento;
- Análises Qualidade Biogás;
- Custos Gerais;
- Custos de Energia Apoio à Central;
- Manutenção e Exploração da Rede de Biogás;
- Manutenção e Exploração Grupo-Geradores.

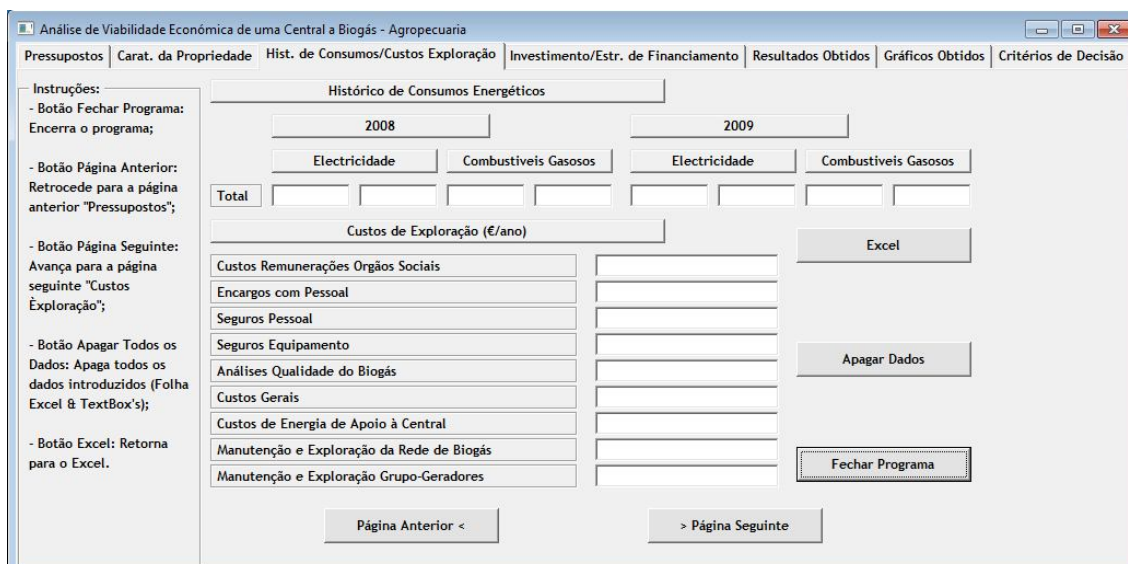


Figura 6.5 - Sub-janela "Histórico de Consumos / Custos de Exploração"

6.2.5. Investimento / Estrutura de Financiamento

Para finalizar a introdução de dados o utilizador terá que preencher a parte correspondente ao investimento nas diferentes frentes, tais como:

- Grupo Gerador;
- Posto de Transformação (se aplicável);
- Estudos, Projetos e Fiscalização de Obra;
- Taxas e Licenciamento para a Obra;
- Custos para ensaios de arranque;
- Controlo ambiental de emissões gasosas;

Chegado a este ponto e se tudo estiver conforme previsto a ferramenta já é capaz de fornecer o primeiro *output* com a informação do investimento necessário em equipamento, mas também em investimento em fundo de maneio, e o respetivo total.

De seguida o utilizador recebe a informação do valor do financiamento necessário para o projeto avançar. Pode com essa informação preencher a estrutura de financiamento, que se pode dividir em:

- Capital Social;
- Empréstimos de Sócios / Suprimentos;
- Financiamento Bancário.

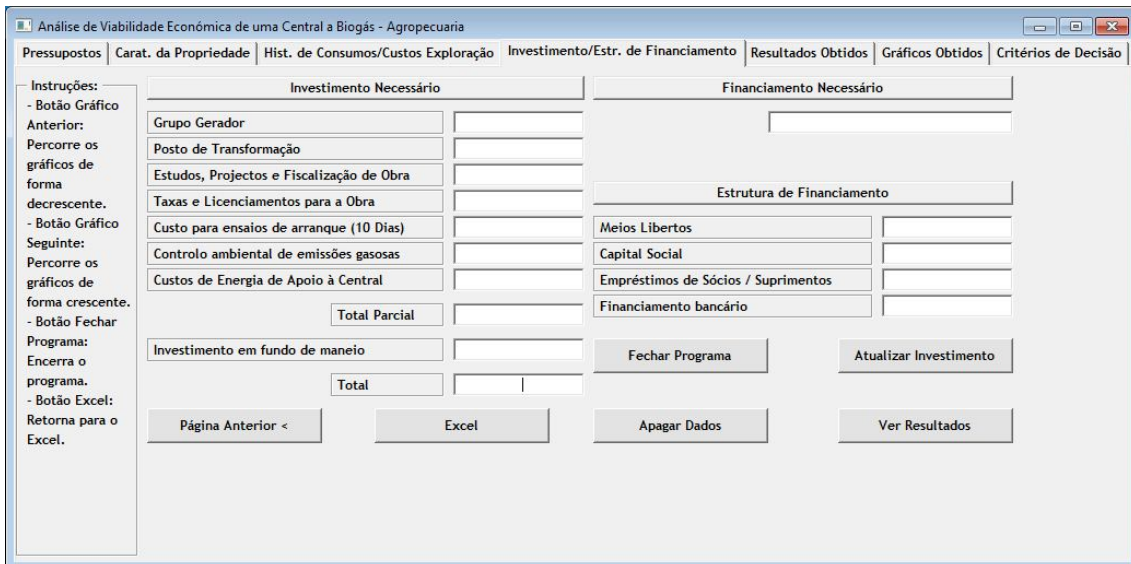


Figura 6.6 - Sub-janela "Investimento / Estrutura de Financiamento"

Nesta janela existem dois botões novos com as seguintes funções:

- Atualizar Investimento: Os valores dos campos "Total Parcial", "Investimento em fundo de maneo" e "Total" são automaticamente preenchidos;
- Ver Resultados: Permite ao utilizador avançar para os resultados obtidos;

6.2.6. Resultados Obtidos

A Figura 6.8 ilustra a sub-janela "Resultados Obtidos" do programa, onde são apresentados ao utilizador, mediante a escolha de um dos quatro botões da parte superior da janela, uma família de resultados:

- Estrutura de financiamento: fornece ao utilizador a informação detalhada da dívida ao longo dos quinze anos de empréstimo;
- Necessidades de fundo de maneo: incorpora as necessidades de fundo de maneo para o tempo de vida útil do projeto;
- Demonstração de resultados: o utilizador pode verificar se o resultado líquido para os diferentes anos;
- *Cash-flows*: nesta tabela o utilizador poderá verificar, para os vários anos, o *cash-flow* global e o *free cash-flow* do projeto.

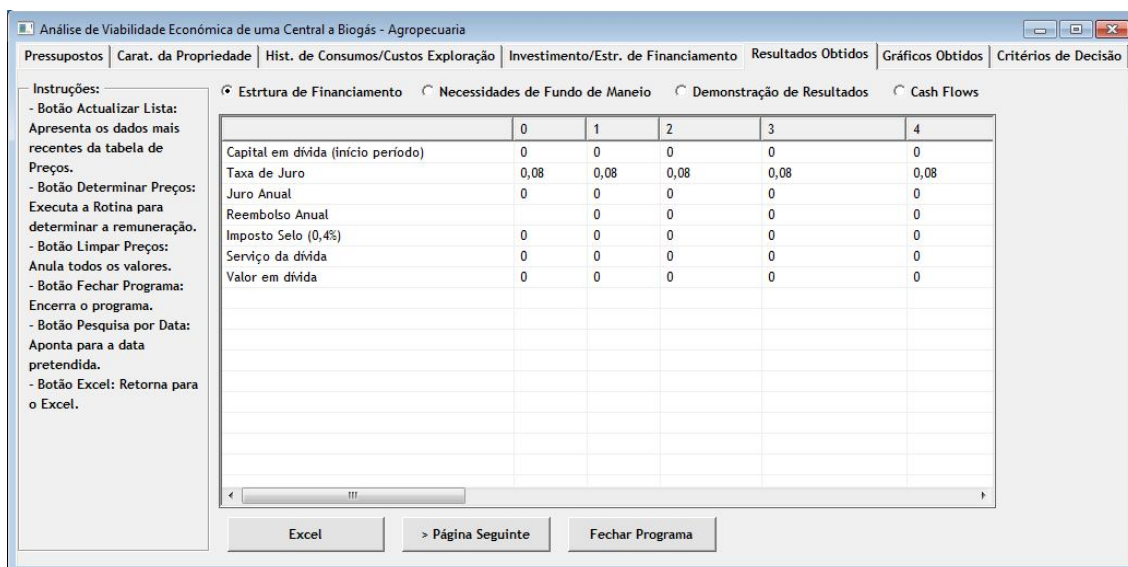


Figura 6.7 - Sub-janela "Resultados Obtidos"

6.2.7. Gráficos Obtidos

A Figura 6.8 apresenta a janela "Gráficos Obtidos" do programa, onde são apresentados ao utilizador os resultados obtidos graficamente.

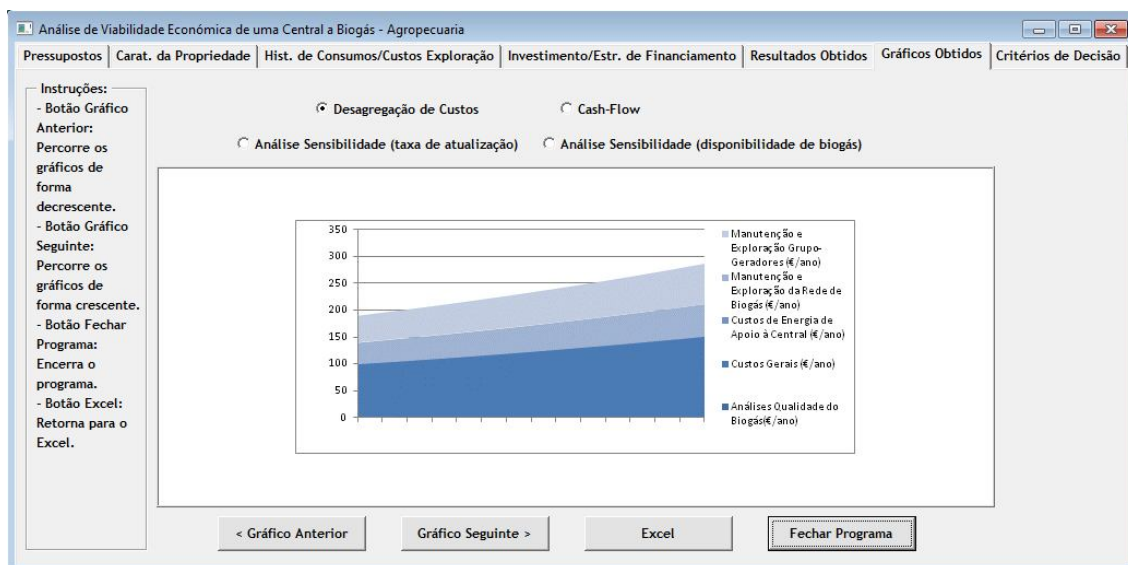


Figura 6.8 - Sub-janela "Gráficos Obtidos"

Ferramenta desenvolvida e interface com o utilizador

Na parte superior da sub-janela "Gráficos Obtidos" estão disponíveis quatro botões que permitem escolher qual das famílias de gráficos, o utilizador, pretende visualizar:

- Desagregação de Custos: o utilizador tem acesso aos diferentes custos e o seu peso nos custos globais ao longo dos anos do projeto;
- *Cash-flow*: acesso à informação gráfica da tabela apresentada na sub-janela "Resultados Obtidos - *Cash-flows*" ao longo dos anos do projeto;
- Análise Sensibilidade (taxa de atualização): fornece ao utilizador a informação da sensibilidade do projeto relativamente à taxa de atualização, quer positivamente, quer negativamente;
- Análise Sensibilidade (disponibilidade de biogás): fornece ao utilizador a informação da sensibilidade do projeto relativamente à disponibilidade de biogás na propriedade, quer positivamente, quer negativamente;

Já na parte inferior estão disponíveis dois novos botões que após selecção de um dos seis botões anteriores, permitem:

- Gráfico Anterior: O gráfico atual é substituído pelo anterior;
- Gráfico Seguinte: O gráfico atual é substituído pelo próximo.

6.2.8. Critérios de Decisão

Por último o utilizador tem acesso a uma tabela onde pode encontrar os quatro critérios de decisão mais importantes no âmbito da análise de investimentos:

- VAL - Valor Atual Líquido;
- TIR - Taxa Interna de Rentabilidade;
- Índice de Rentabilidade;
- *Payback*.

Como se pode observar na Figura 6.9.

Aplicação computacional desenvolvida

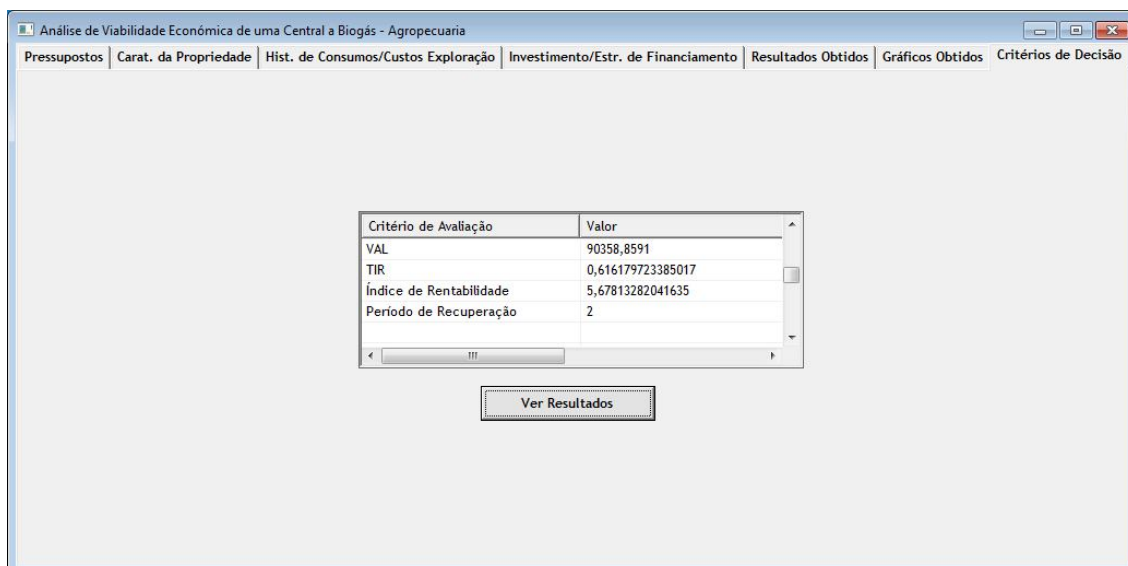


Figura 6.9 - Sub-janela "Critérios de Decisão"

7. Análise de Viabilidade Económica - Caso de Estudo

Neste capítulo é apresentada a propriedade estudada no presente trabalho, bem como as características da central de micro-cogeração dimensionada com bases na disponibilidade de biogás da propriedade, e são ainda descritos os resultados mais importantes e pertinentes obtidos pela utilização da ferramenta computacional desenvolvida, na análise dos vários cenários de investimento.

7.1. Descrição e Localização da Propriedade

Para o desenvolvimento deste trabalho foram recolhidos dados e informações de uma propriedade localizada na Rua da Quinta Velha, aproximadamente a 8 km do centro de Braga.

Desenvolve a sua atividade na bovinicultura de leite desde 1999. Em termos de cabeça de gado a propriedade possui um rebanho total de 80 cabeças normais em regime de confinamento, sendo 60 vacas em lactação. Com base no trabalho desenvolvido por (Neves, 2009), que estudou as propriedades químicas do chorume dos animais presentes na propriedade, conclui-se que a produção diária de biogás

para esta instalação será de 78,4 m³. Dentro da propriedade existe ainda instalações para ordenha e armazenamento de gado.



Figura 7.1 – Vista aérea da propriedade

A recolha do leite é feita duas vezes ao dia, com um intervalo de doze horas. Normalmente a primeira recolha começa às sete horas e trinta minutos da manhã e termine cerca de duas a três horas depois. A segunda como explicado em cima perfaz doze horas de intervalo da primeira, o que leva a que normalmente comece às dezanove horas e termine por volta das vinte e uma horas e trinta minutos.

7.1.1. Análise dos Consumos Energéticos

Sendo um dos objetivos o estudo da viabilidade económica da instalação de uma unidade de cogeração para auto-consumo da instalação, foram estudados o histórico de consumos da instalação, para se perceber o perfil de consumo de energia da mesma. Esta análise serviu para perceber o padrão de consumo da instalação, mas também para se perceber quais os custos associados aos consumos energéticos.

A instalação consome eletricidade, fornecida por uma entidade distribuidora de energia, que neste caso é a EDP Distribuição. Com o seguinte contrato:

- Potência Contratada: 25 kVA;
- Ciclo Tarifário: Diário.

Descrição de localização da propriedade

Com base nas faturas fornecidas pelo dono da instalação não foi possível perceber que padrão de consumos a instalação segue, já que esta propriedade tem também, como observado na Figura 7.1, uma habitação no mesmo contador elétrico.

Para resolver esse problema e se perceber que quantidade de energia elétrica a instalação de bovinicultura consome foi instalado um analisador de energia com o objetivo de registar apenas os consumos elétricos da instalação. Foi aproveitado o fato de a instalação estar dividida em dois quadros elétricos, ou seja, uma para a habitação e outro para a instalação em estudo.

Nas figuras seguintes observa-se a montagem desse mesmo equipamento no quadro responsável pela alimentação da bovinicultura:

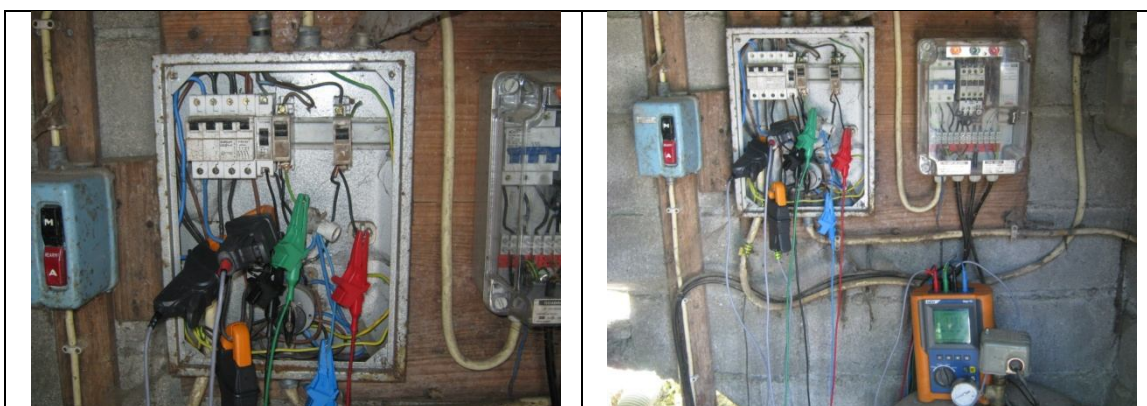


Figura 7.2 – Instalação de analisador de energia

Foram registados os consumos energéticos de dois dias completos, respetivamente de quinta-feira até o sábado imediatamente seguinte. Depois de tratados os dados resultantes foram apresentados no Figura 7.3:

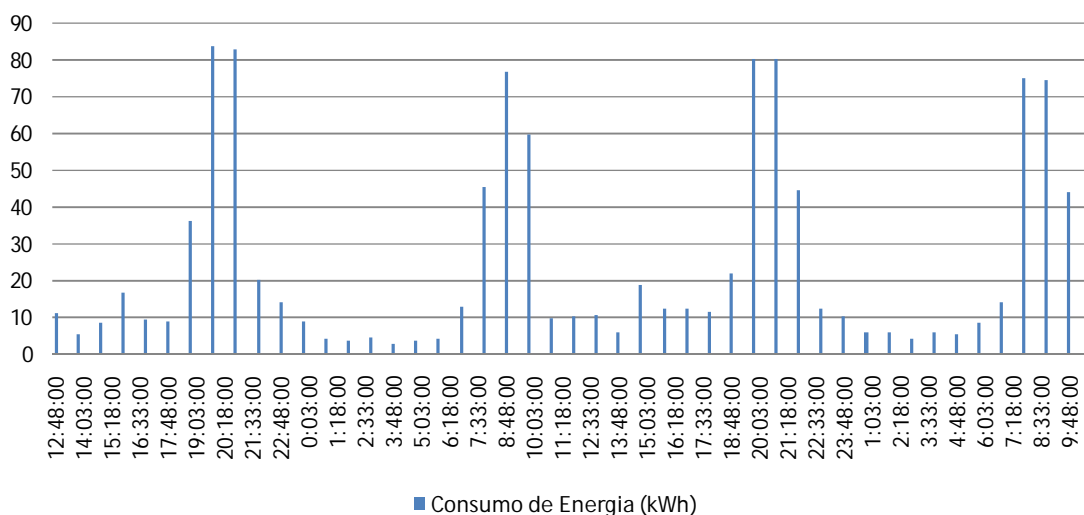


Figura 7.3 – Consumos de energia elétrica registados na instalação

Pela análise do Figura 7.3, chegou-se às seguintes conclusões:

- A instalação segue, como previsto, um padrão de consumos ao longo de todo dia;
- Os consumos máximos de energia ocorrem com um intervalo de 12 horas;
- A energia consumida atinge valores máximos nos períodos de recolha do leite, ou seja, nos períodos de maior utilização, e mínimos no resto do tempo;
- Os valores máximos necessários de energia estão perto dos 90kWh, e o valor mínimo atingido foi de 2,9kWh;

7.1.2. Descrição dos equipamentos instalados

A instalação de bovinicultura caracteriza-se por ter instalados e em funcionamento os seguintes equipamentos:

- **Compressor**

Este equipamento é responsável por manter o leite, dentro do cilindro de refrigeração, que se observa na Figura 7.4, à temperatura de 6 °C.



Figura 7.4 – Localização e descrição do compressor

- **Caldeira**

Tem objetivo de fornecer água quente para a lavagem das instalações, e possui as seguintes características:

- Combustível: Gasóleo;
- Potência térmica debitada: 24,5 kWe;

Descrição de localização da propriedade

Na Figura 7.5 pode ser observada a sua localização e o seu estado de conservação, que aquando da visita não era o mais adequado, com muita sujidade, e com vários objetos perto a obstruir a passagem para a mesma.



Figura 7.5 – Localização e estado de conservação da caldeira

- **Motores elétricos**

Na propriedade existem três motores elétricos instalados, todos do mesmo tipo e potência, Figura 7.6, responsáveis por fazer o vácuo para a ordenha dos animais e pelo arrasto do chorume para a fossa que existe por baixo da propriedade.



Figura 7.6 – Motores elétricos presentes na propriedade

De salientar que todos os motores têm um consumo de 4kW.

- **Fossa de recolha do chorume**

A fossa presente Figura 7.7, representa o local onde atualmente o chorume produzido pelos animais é depositado e fica durante 15 dias, tempo que leva a completar a capacidade máxima da fossa, cerca de 100 m³. O produto que resulta

destes 15 dias de fermentação é em parte já aproveitado pelo proprietário para fertilização da terra circundante à propriedade, serve por isso de biofertilizante.

Na figura mais à direita observam-se as aberturas no solo para onde o chorume é encaminhado todos os dias.



Figura 7.7 – Fossa de recolha do chorume

7.2. Dimensionamento da Central de Cogeração

A implementação de uma central de cogeração envolve várias etapas ou processos, de seguida irá ser explicado todos os processos envolvidos na implementação de uma central deste tipo, tendo em conta também as características, quer técnicas, quer civis, dado que é necessária a construção de um biodigestor para o processo de digestão anaeróbia, da propriedade.

A implementação de uma central de aproveitamento de biogás, com o intuito de produzir energia elétrica, divide-se essencialmente em três etapas:

- Localização e construção do biodigestor;
- Localização e implementação do equipamento de cogeração;
- Ligação entre os vários componentes da central e respetiva ligação à rede elétrica.

7.2.1. Localização e construção do biodigestor;

Aquando da visita à propriedade estudou-se a melhor localização para o biodigestor, tendo em conta o espaço disponível, a distância para a fossa já existente e também a distância para o quadro elétrico onde será feita a ligação à rede elétrica.

Dimensionamento da central de cogeração

Com base nos dados fornecidos pelo proprietário, os animais presentes na propriedade produzem cerca de 100 m³ de chorume quinzenalmente. O que tendo em conta o espaço disponível, e para se aproveitar todo o chorume disponível, sugere-se a construção de um biodigestor com as seguintes características.

- Tipo de biodigestor: Abastecimento Contínuo;
- Comprimento: 25 m;
- Largura: 2,5 m;
- Altura: 2,6 m.

7.2.1.1. Localização na propriedade

Nas Figura 7.8 observa-se a localização proposta do biodigestor, num local da propriedade onde atualmente não se desenvolve nenhuma atividade importante para a instalação. E nem se prevê que no futuro imediato venha a ser necessário a qualquer serviço prestado na propriedade.



Figura 7.8 – Localização proposta na propriedade do biodigestor

7.2.1.2. Medidas de segurança associadas a instalações com digestores anaeróbios e armazenamento de biogás

O local terá que passar por uma séria limpeza e tomadas algumas medidas de segurança, devido a este tipo de instalação ter associado alguns riscos, nomeadamente:

- Incêndio e/ou explosão;
- Asfixia e/ou envenenamento;
- Corrosão e queimaduras;
- Doenças infecciosas devidas a exposição a agentes biológicos;
- Electrocussão;
- Afogamento.

Dos riscos enumerados, destacam-se os riscos de incêndio e/ou explosão e de asfixia e/ou envenenamento. Dado o elevado volume que um biodigestor pode ter, é muito difícil garantir a sua mistura completa, o que pode conduzir à acumulação dos gases CH_4 e H_2S em bolsas no interior do digestor, devido às diferentes densidades. As misturas de sulfureto de hidrogénio e ar, em 4,3 a 45,5% do volume de H_2S (Pereira et al., 2006), e de metano e ar, em 5,3 a 14% do volume de CH_4 , são explosivas. Ao metano está, ainda, associado o risco de asfixia, se a sua concentração for suficientemente elevada para excluir o oxigénio normal da atmosfera do local de trabalho. O risco de exposição a agentes bacteriológicos decorre do fato do chorume a digerir poder conter uma carga bacteriológica que, através de salpicos, pode contaminar os operadores, originando doenças infecciosas.

Os queimadores de biogás podem potenciar o risco de incêndio na envolvente, quando mal localizados ou na presença de condições climatéricas adversas (de vento, por exemplo). No sentido de minimizar este risco, dever-se-á acautelar, na concepção da instalação, uma distância de segurança:

- Dos gasómetros e do queimador aos restantes equipamentos,
- Entre gasómetros e
- Entre o queimador e os gasómetros.

O risco de electrocussão está associado à utilização de equipamentos electromecânicos, nomeadamente grupos eletrobomba, eletroagitadores, motores de combustão interna, turbinas, caldeiras, entre outros, cujo mau funcionamento, mau isolamento ou deterioração poderão desencadear situações de curto-circuito elétrico, podendo, em última análise, conduzir à electrocussão dos operadores e/ou à deflagração de um incêndio. Por outro lado, à operação de vistoria do interior dos digestores poderá estar associado o risco de afogamento.

No sentido de minimizar ou evitar as situações de risco identificadas na anteriormente, as entidade gestora deverá adoptar algumas medidas de prevenção para que a central funcione sem riscos para o ambiente e operários que fazem o seu trabalho nas imediações da mesma (Correia, 2002):

- Nos locais de trabalho que apresentem riscos de incêndio ou explosão deverá ser proibido foguear ou accionar dispositivos eléctricos e electrónicos não específicos das instalações, devendo esses locais ser devidamente sinalizados;
- Os trabalhos a realizar no âmbito da operação e manutenção dos digestores deverão ser rodeados de cuidados especiais, devendo ser assegurada a exaustão dos gases perigosos após o esvaziamento dos órgãos e previamente à entrada dos operadores nos referidos órgãos;
- Deverão ser realizadas sessões de esclarecimento e formação dos trabalhadores, para que todos tenham conhecimento dos riscos e perigos a que estão sujeitos, dos procedimentos de segurança que deverão adoptar e do modo de funcionamento dos equipamentos de protecção que têm à disposição;
- As instalações eléctricas deverão ser à prova de explosão, nomeadamente com armaduras antideflagrantes, de acordo com as exigências da Directiva ATEX n.º 94/9/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Março;
- Todos os equipamentos mecânicos e electromecânicos, como queimadores de biogás, válvulas, compressores de biogás, sifões condensados, etc., deverão ser sujeitos a revisões periódicas, com a regularidade recomendada pelos respectivos fornecedores;
- De forma a garantir a estanquidade de todo o circuito de biogás, deverão ser vistoriadas periodicamente todas as tubagens de biogás com detectores portáteis, prevenindo-se, deste modo, eventuais fugas de biogás para a atmosfera;
- No que respeita à prevenção dos riscos associados à exposição a agentes biológicos, deverão ser respeitados os documentos legais em vigor, nomeadamente: Decreto-Lei n.º 84/97, de 16 de Abril, com as alterações introduzidas pela Lei n.º 113/99, de 3 de Agosto, e a Portaria n.º 1036/98, de 15 de Dezembro.

7.2.2. Localização e implementação do equipamento de cogeração

Uma possível solução para o aproveitamento do biogás e produção de energia eléctrica e térmica será a tecnologia utilizada pela Camda generator work Co.,Ltd. A possível solução utilizada pela Camda é detalhada seguidamente.

A solução passa pela instalação de dois equipamentos distintos, mas que juntos formam uma unidade de cogeração, um que aproveitará o biogás para produzir eletricidade, e outro que será acoplado ao anterior para efetuar o aproveitamento dos gases de exaustão da queima do biogás.

O equipamento escolhido para efetuar o aproveitamento foi uma máquina Camda 25kW Biogas Genset KDGH25-GZ, que possui as seguintes características:

Tabela 7.1 – Características gerais do motor Genset KDGH25-GZ

Modelo	Potência Primária (KW)	Motor	Alternador	Fluxo de Biogás	Valor Total (€)
KDGH25-GZ	25	HG4B	LSA42.2L9	16,7	9931

- **Condições de Trabalho Aceitáveis:**
 - Temperatura Ambiente: $-10^{\circ}\text{C} \sim +40^{\circ}\text{C}$
 - (Abaixo dos -20°C , anticongelante ou água quente são necessários)
 - Humidade Relativa: $<90\%$ (20°C)
 - Altitude: $\leq 500\text{m}$
- **Gás Aplicável: Biogás**
 - Pressão aceitável do gás combustível: Biogás: $2\sim 10\text{kPa}$
 - Conteúdo de CH_4 do biogás $\geq 60\%$
 - Conteúdo de enxofre $\leq 200\text{ppm}$
 - Poder de combustão do biogás $\geq 5500\text{kcal}/\text{Nm}^3$ ($23\text{MJ}/\text{Nm}^3$).
 - Conteúdo de H_2S $\leq 200\text{mg}/\text{Nm}^3$
 - Conteúdo de NH_3 $\leq 20\text{mg}/\text{Nm}^3$
 - Conteúdo de Impurezas $\leq 30\text{mg}/\text{Nm}^3$
 - Conteúdo de água $\leq 40\text{g}/\text{Nm}^3$.

No anexo B podem ser observadas todas as características que definem este equipamento.

Para se fazer o aproveitamento térmico que o processo de combustão do biogás provoca, é necessário acoplar ao equipamento anterior um outro equipamento que seja compatível com o mesmo. O modelo escolhido para esse trabalho, também da marca Camda, foi o KD-HP-30 Cogeneration System, que como se observa no anexo C, teria um custo de 1950€.

Na Figura 7.9 observa-se o modo de interação entre os dois modelos:

Dimensionamento da central de cogeração

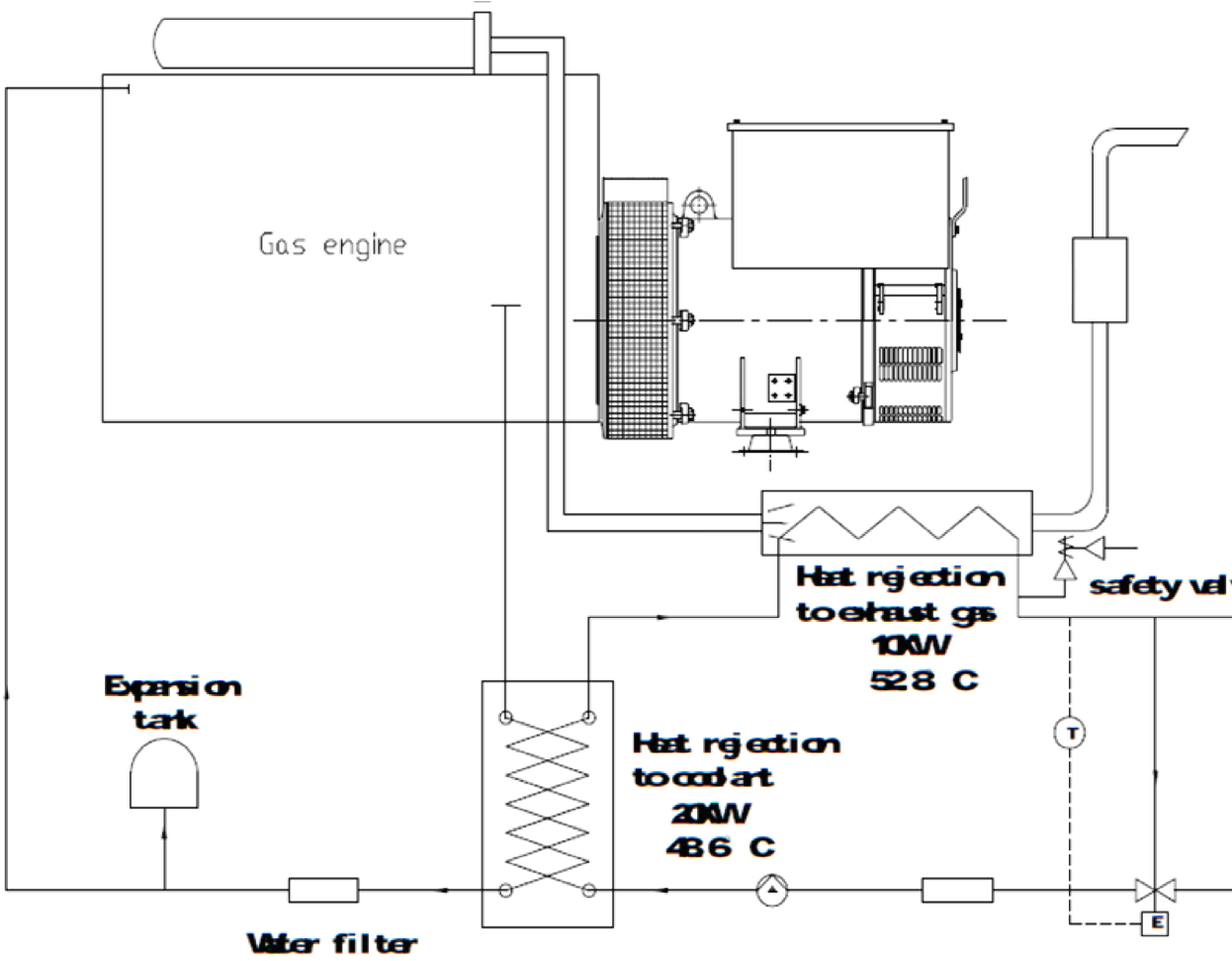


Figura 7.9 – Modo de acoplamento entre os equipamentos escolhidos para a central de cogeração

A localização do equipamento foi escolhida com base nas características da propriedade e da localização do biodigestor. Na figura seguinte observa-se a planta com a localização dos equipamentos e respetivas ligações.

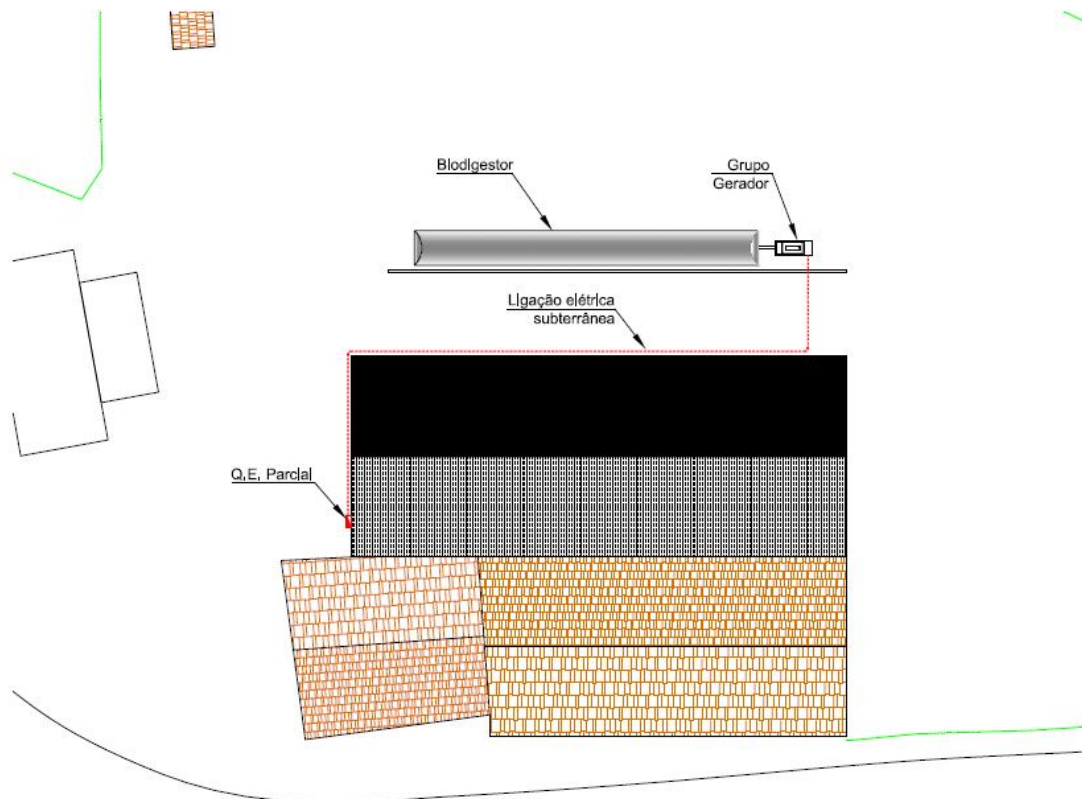


Figura 7.10 – Planta de localização dos diferentes constituintes da central de valorização de biogás

7.3. Análise de Rentabilidade do Aproveitamento do Biogás Disponível

Recorrendo à aplicação computacional criada para o efeito e descrita no capítulo 6 – Aplicação Computacional Desenvolvida – foram estudados vários cenários tendo em conta os dados recolhidos e explicados nos pontos anteriores. Existem dois cenários possíveis e contemplados na legislação portuguesa, a produção de energia elétrica para auto-consumo da instalação ou para injeção na rede elétrica nacional.

De salientar que nos pontos seguintes serão apenas apresentados os valores e os resultados mais importantes, e todas as tabelas resultantes da simulação feita com ajuda da aplicação serão apresentadas em anexo.

7.3.1. Produção de Energia Elétrica para Auto-Consumo

Com base nas faturas elétricas e nas características do equipamento de cogeração explicados, respetivamente, nos pontos 7.1.1 e ponto 7.2.2, chegou-se à seguinte conclusão:

- Custo médio da energia elétrica: 0,13 €/kWh;
- O equipamento funcionará nos períodos de recolha do leite, o que pela informação presente no Figura 7.3, seria de 4,7 horas por dia.

Colocando os dados na aplicação informática obteve-se os seguintes resultados:

7.3.1.1. Custos de produção de biogás

A produção de biogás, tem obrigatoriamente um custo associado, tendo em conta os vários fatores inerentes à sua produção. Neste caso específico, e devido à pequena dimensão da instalação, considerou-se os seguintes custos de exploração:

- Custos gerais: 100€/ano;
- Custos de Energia de Apoio à Central: 189 €/ano;
- Manutenção e Exploração da Rede de Biogás: 40 €/ano;
- Manutenção e Exploração Grupo-Geradores: 50 €/ano.

O que perfaz um total de 379 €/ano, valor esse que aumenta conforme a taxa de inflação ao longo dos 15 anos considerados para o projeto.

Tendo em conta os dados acima referidos, o custo de produção do biogás por dia, ronda os 1,03 €/dia. Tendo em conta uma produção de 78,4 m³/dia de biogás, resulta cerca de 0,013 €/m³ de biogás produzido.

7.3.1.2. Investimento

No que se refere a investimentos, a proposta efectuada pela *Magnetic Fields* apresenta os valores apresentados na Tabela 7.2.

Todos os valores apresentados incluem mão-de-obra de montagem, supervisionamento, comissionamento, formação, teste e deslocação.

Tabela 7.2 – Necessidades totais de investimento

Valor do Investimento (€)	2011
Equipamento de Cogeração	11881
Biodigestor	8000
Estudos, Projectos e Fiscalização de Obra	0
Taxas e Licenciamentos para a Obra	0
Custos de constituição da Sociedade	0
Custo para ensaios de arranque (10 Dias)	0
Controlo ambiental de emissões gasosas	0
Total de Investimento em Capital Fixo	19.881,00 €
Investimento em fundo de maneio	0,0
	19.881,00 €

7.3.1.3. Consumo da Energia Elétrica Produzida

O biogás resultante da digestão anaeróbia dos chorumes, tal como já foi referido anteriormente, será utilizado para produzir energia elétrica. Assim sendo, as quantidades produzidas de biogás, rondam aproximadamente os 78,4 m³/dia, o que perfaz um total de 28.616 m³/ano. Tendo em conta o custo médio pago pelo proprietário da instalação pela energia elétrica consumida da rede, as características de funcionamento da máquina e o número de horas diárias de funcionamento da mesma, resultaria:

Receitas: 21,42 €/dia ----- 7.819 €/ano;

Este valor já inclui a poupança em termos de combustível usado na caldeira para produção de água quente, o que pelas informações retiradas do local, pela monitorização dos consumos de gasóleo, será de 250 litros de dois em dois meses, o que resulta, considerando uma tarifa de 1,5 €/litro:

Poupança em gasóleo: 2250 €/ano.

Na Tabela 7.3 observam-se os valores de poupança em energia elétrica ao longo do tempo considerado no projeto, bem como a evolução da tarifa de eletricidade, o que resulta na faturação anual apresentada na mesma tabela.

Tabela 7.3 – Faturação ao longo dos 15 anos do projeto ao consumir a energia elétrica produzida

Ano	Biogás Disponível (m ³ /h)	Produção Total (kWh/ano)	Tarifário (kWh)	Poupança calor/frio		Faturação (€/ano)
				(kWh/ano)	(€/ano)	
2012	4,69	42838	0,1300	1.500	2250	7.819 €
2013	4,69	42838	0,1339	1.545	2.318	8.054 €
2014	4,69	42838	0,1379	1.591	2.387	8.295 €
2015	4,69	42838	0,1421	1.639	2.459	8.544 €
2016	4,69	42838	0,1463	1.688	2.532	8.800 €
2017	4,69	42838	0,1507	1.739	2.608	9.064 €
2018	4,69	42838	0,1552	1.791	2.687	9.336 €
2019	4,69	42838	0,1599	1.845	2.767	9.616 €
2020	4,69	42838	0,1647	1.900	2.850	9.905 €
2021	4,69	42838	0,1696	1.957	2.936	10.202 €
2022	4,69	42838	0,1747	2.016	3.024	10.508 €
2023	4,69	42838	0,1800	2.076	3.115	10.823 €
2024	4,69	42838	0,1853	2.139	3.208	11.148 €
2025	4,69	42838	0,1909	2.203	3.304	11.482 €
2026	4,69	42838	0,1966	2.269	3.403	11.827 €

7.3.1.4. Resultados Análise Viabilidade Económica

De seguida são apresentados os valores dos parâmetros de decisão, obtidos com o auxílio da aplicação informática:

Tabela 7.4 – Valores dos critérios de decisão para auto-consumo da energia

Critério de Avaliação	Valor
VAL	90.358,86 €
TIR	61,62%
Índice de Rentabilidade	5,68
Período de Recuperação	2,00

Tendo em conta os investimentos e as receitas anuais, o retorno do investimento seria de aproximadamente 2 anos. Pode-se afirmar que é uma recuperação de investimento rápida e viável para o tipo de projeto que está a ser estudado.

Como se pode verificar através dos valores apresentados, nomeadamente custo de produção, produção de energia e recuperação do investimento, verifica-se de forma positiva a viabilidade económica deste processo, para posterior consumo da energia elétrica produzida.

7.3.2. Injeção na Rede Elétrica Nacional

Nesta secção é estudado o cenário de injeção total da energia produzida pelo equipamento de cogeração. O equipamento continuaria a funcionar na altura de colheita do leite, para aproveitamento do calor, mas funcionaria durante mais tempo, até se esgotar o biogás disponível, para maximizar ao máximo a produção de energia elétrica.

Com base no biogás disponível diariamente, 78,4 m³/dia, e um consumo, por parte do equipamento de 16,7 m³/h, resultaria num funcionamento de:

- Horas de funcionamento: 4,74 h/dia ----- 1714 h/ano.

Tendo em conta que os custos de exploração seriam os mesmos apresentados no ponto 7.3.1.1, seria de 190€/ano.

Devido ao equipamento e as características do biodigestor serem os mesmos o investimento seria exatamente o mesmo, acrescido de uma taxa de licenciamento que rondaria os 4000€. Sendo assim o Investimento passaria a ser de:

Necessidades totais de investimento: 23.881 €.

Com base no Decreto-Lei nº 34 /2011, a tarifa aplicar a instalações que usem como combustível para produção de eletricidade energias renováveis será fixada em 250 €/MWh, sendo o valor da tarifa sucessivamente reduzido anualmente em 7 %. A tarifa a aplicar varia consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação das seguintes percentagens à tarifa de referência:

- a) Solar – 100 %;
- b) Eólica – 80 %;
- c) Hídrica – 50 %;
- d) Biogás – 60 %;
- e) Biomassa – 60 %;

Na Tabela 7.6 demonstra-se a evolução negativa da tarifa paga pelo fornecedor de energia, o que leva a que a faturação diminua consideravelmente ao longo do tempo.

Com base neste valor foram novamente introduzidos os dados na aplicação e as tabelas obtidas podem ser observadas no anexo A2.

Tabela 7.5 – Faturação ao longo dos 15 anos do projeto ao injetar a energia elétrica na rede nacional

Ano	Biogás Disponível (m ³ /h)	Produção Total (kWh/ano)	Tarifário (kWh)	Poupança calor/frio		Facturação (€/ano)
				(kWh/ano)	(€/ano)	
2012	4,69	42838	0,1500	1.500	2250	8.676 €
2013	4,69	42838	0,1395	1.545	2.318	8.293 €
2014	4,69	42838	0,1297	1.591	2.387	7.945 €
2015	4,69	42838	0,1207	1.639	2.459	7.627 €
2016	4,69	42838	0,1122	1.688	2.532	7.339 €
2017	4,69	42838	0,1044	1.739	2.608	7.079 €
2018	4,69	42838	0,0970	1.791	2.687	6.844 €
2019	4,69	42838	0,0903	1.845	2.767	6.634 €
2020	4,69	42838	0,0839	1.900	2.850	6.446 €
2021	4,69	42838	0,0781	1.957	2.936	6.280 €
2022	4,69	42838	0,0726	2.016	3.024	6.134 €
2023	4,69	42838	0,0675	2.076	3.115	6.007 €
2024	4,69	42838	0,0628	2.139	3.208	5.898 €
2025	4,69	42838	0,0584	2.203	3.304	5.806 €
2026	4,69	42838	0,0543	2.269	3.403	5.730 €

Os critérios de avaliação fornecidos pela aplicação observam-se na Tabela 7.5.

Tabela 7.6 – Valores dos critérios de decisão para injeção da energia na rede

Critério de Avaliação	Valor
VAL	56.520,86 €
TIR	43,62%
Índice de Rentabilidade	3,41
Período de Recuperação	3,00

Pelos valores apresentados conclui-se que esta solução seria economicamente viável do ponto de vista financeiro. Apresentando um período de retorno superior ao valor da solução anterior, de 3 anos.

Pelos valores apresentados nas Tabela 7.4 e Tabela 7.6 conclui-se que ambos os projetos são viáveis de serem implementados, mas com uma grande vantagem para a produção de energia elétrica para auto-consumo, que atinge um VAL, de 90.3658€, 37% superior ao atingido pelo projeto de injeção de energia elétrica na rede nacional. Sendo que o período de retorno do investimento é também menor, em um ano, o que para o tipo de projeto é um cenário bastante atrativo.

7.4. Análise de Sensibilidade

Como é hábito nos projetos de investimento, foi feita uma análise de sensibilidade do projeto escolhido, produção de energia elétrica para auto-consumo da instalação, com variação de três fatores:

- a) Variação do fluxo de biogás: devido a vários fatores, como uma redução do número de efetivos animais presentes na propriedade, avaria técnica do equipamento ou ainda problemas com o processo de digestão anaeróbia nas alturas mais frias do ano.
- b) Variação da taxa de atualização: devido à constante mudança nas questões económicas, este é um dos aspetos que pode influenciar a viabilidade económica do projeto;
- c) Devido à instabilidade económica e social que se vive atualmente no país, achou-se importante analisar ainda um terceiro caso, que passa pelo aumento dos impostos no setor da energia elétrica por obrigação das entidades externas, o que faz com que a tarifa de venda a clientes finais em BTN suba consideravelmente.

7.4.1. Análise do Impacto de Vários Cenários

- a) Variação negativa de 15% do biogás disponível

Com uma variação negativa de 15% os valores desciriam para:

- Período de funcionamento: 1457 h/ano;

Tabela 7.7 – Valores dos critérios de decisão para variação da disponibilidade de biogás

Critério de Avaliação	Valor
VAL	78.298,37 €
TIR	51,19%
Índice de Rentabilidade	5,06
Período de Recuperação	2,00

O que representaria uma descida de 12.060,49€ no total do projeto. Essa descida pode ser observada na Figura 7.11:

Análise de sensibilidade

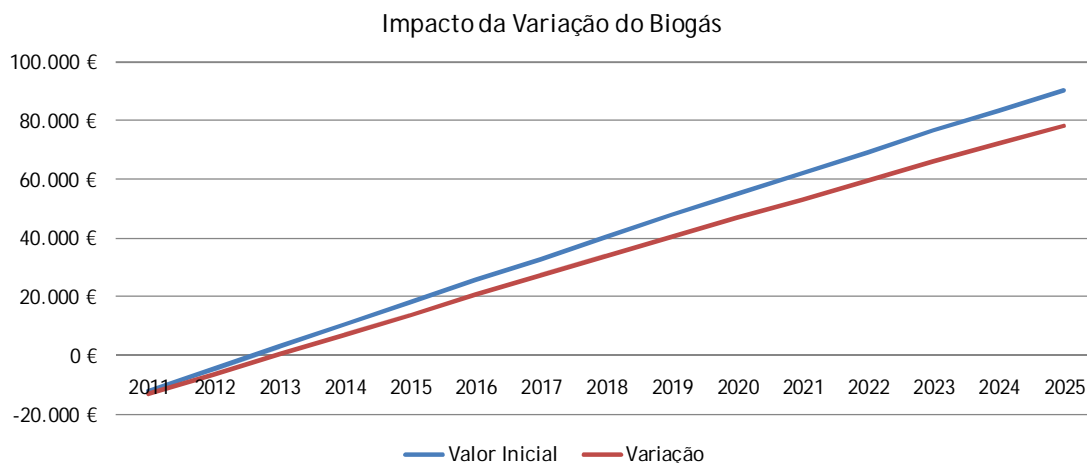


Figura 7.11 – Variação dos fluxos financeiros com uma variação negativa do biogás

b) Variação da taxa de atualização do projeto

Considerando uma variação de 2% na taxa de atualização, os critérios de decisão do projetos variariam.

Com um aumento da taxa teríamos os valores:

Tabela 7.8 – Valores dos critérios de decisão com um aumento da taxa de atualização

Critério de Avaliação	Valor
VAL	77.103,79 €
TIR	58,55%
Índice de Rentabilidade	5,68
Período de Recuperação	2,00

Com uma diminuição da taxa teríamos os valores:

Tabela 7.9 – Valores dos critérios de decisão com uma diminuição da taxa de atualização

Critério de Avaliação	Valor
VAL	106.617,75 €
TIR	64,81%
Índice de Rentabilidade	5,68
Período de Recuperação	2,00

Graficamente seria representado por:

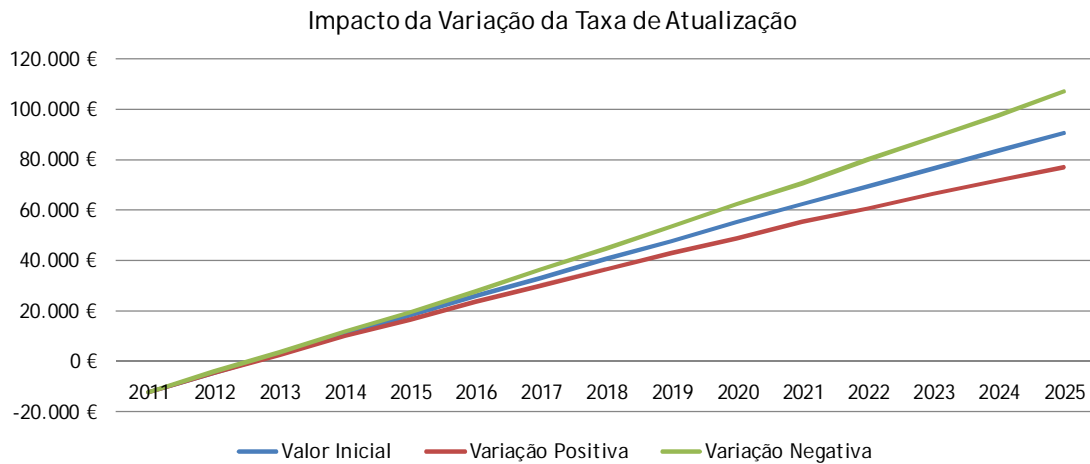


Figura 7.12 – Variação dos fluxos financeiros com a variação da taxa de atualização

c) Variação de fatores sociais

Existem dois patamares para os quais a taxa de IVA poderá subir, para um patamar médio, que se situa nos 13% ou para o patamar máximo, e que levaria a que a taxa aplicada ao setor da eletricidade subisse para os 23%, o que terá grande impacto na tarifa paga pelo consumidor à entidade distribuidora de eletricidade. Com base nestes dois aspetos a solução apresentada neste trabalho, assume ainda mais um papel determinante para a sustentabilidade desta propriedade (Troika, 2011).

- o Aumento da taxa do IVA de 6% para 13%

Para o projeto um aumento da taxa do IVA de 6% para 13% implicaria as seguintes alterações:

Tabela 7.10 – Valores dos critérios de decisão com aumento do IVA

Critério de Avaliação	Valor
VAL	95.987,09 €
TIR	66,97%
Índice de Rentabilidade	5,97
Período de Recuperação	2,00

Análise de sensibilidade

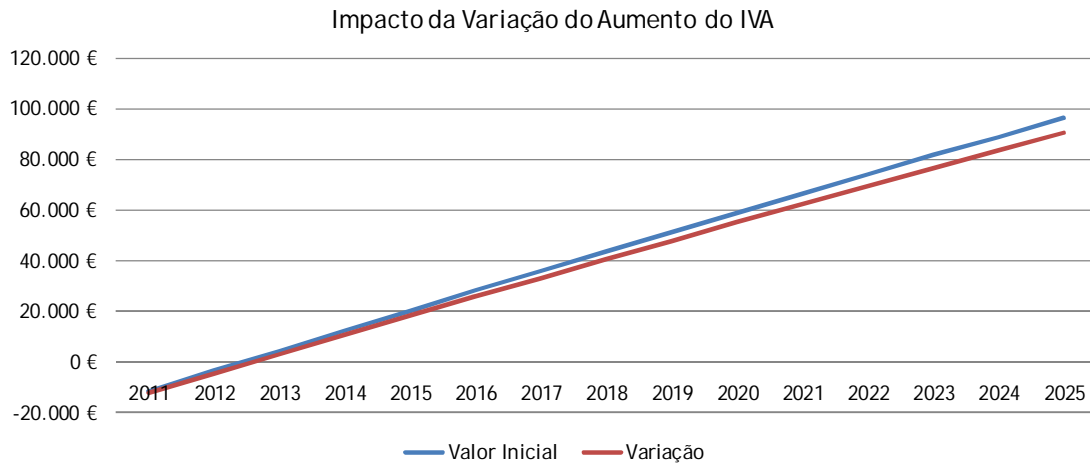


Figura 7.13 – Variação dos fluxos financeiros com o aumento do IVA

- o Aumento da taxa do IVA de 6% para 23%

Para o projeto um aumento da taxa do IVA de 6% para 23% implicaria as seguintes alterações:

Tabela 7.11 – Valores dos critérios de decisão com aumento do IVA

Critério de Avaliação	Valor
VAL	104.027,41 €
TIR	75,23%
Índice de Rentabilidade	6,38
Período de Recuperação	2,00

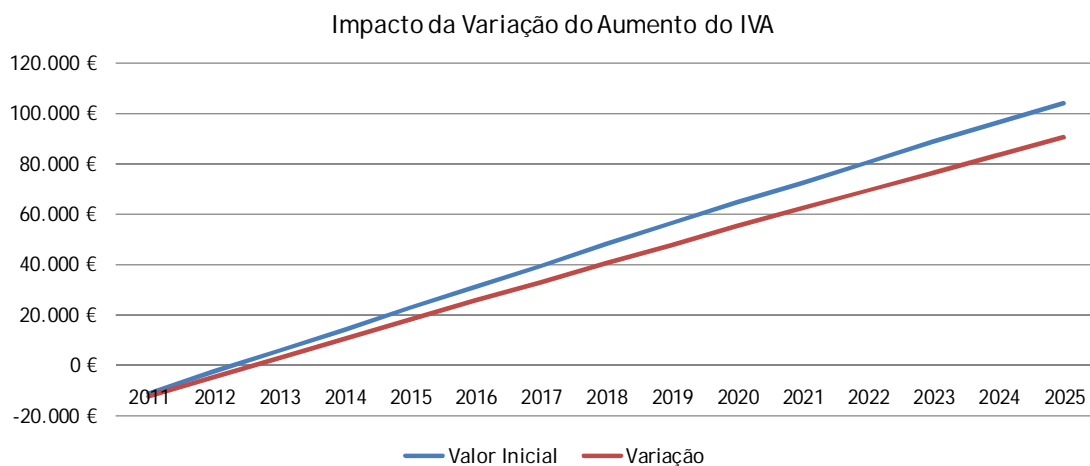


Figura 7.14 – Variação dos fluxos financeiros com o aumento do IVA

Pelos valores obtidos na análise de sensibilidade conclui-se que o projeto escolhido, tendo em conta os fatores estudados e caso algum deles se torna-se realidade, continuaria a ser viável economicamente.

Se tiver em conta uma diminuição do biogás disponível, que pode acontecer devido a diversos fatores, como:

- Surto de doença na propriedade - que poderia afetar os animais adultos e com isso levar a uma redução da produção de chorume;
- Diminuição do numero de animais presentes na propriedade por motivos financeiros;
- Contaminação do biodigestor - entrada de uma substância perigosa no biodigestor que mataria as bactérias;
- Fuga de gás do biodigestor.

Todos estes acontecimentos levariam a que o fluxo de gás se reduzisse. No cenário aqui considerado, uma redução de 15% na produção de biogás, levaria a que o VAL fosse reduzido em cerca de 13,3%, para um valor de 78.298€, como presente na Tabela 7.7.

Caso houvesse uma variação da taxa de atualização, tal com no fator anterior, o projeto continuaria a ser bastante atrativo. Com uma variação positiva de 2% da taxa o VAL seria reduzido em 14,6%, para 77.103€, e com uma diminuição de igual valor o VAL chegaria aos 106.617€, um aumento de 17,9%.

Os fatores sociais aqui estudados serão os mais certos de acontecer num futuro próximo, já que são obrigações impostas por entidades externas ao país (Troika, 2011). Este fator tem como vantagem, tornar o projeto ainda mais atrativo, porque aumenta consideravelmente o valor da tarifa para clientes BTN.

Com um aumento da taxa de IVA para um patamar médio, de 13%, o valor do VAL do projeto subiria cerca de 6%, para um valor de 95.987€. Se subir para a taxa máxima, de 23%, que será o cenário mais realista tendo em conta a situação que o país vive atualmente, elevaria o valor do VAL para 104.027€, um aumento de 15% em relação ao inicial.

De salientar que o período de retorno do projeto, em qualquer dos cenários, se manteria inalterável, mantendo-se nos 2 anos.

8. Conclusão

8.1. Análises Conclusivas

A diminuição do consumo de energia produzida a partir de combustíveis fósseis decorrente da valorização energética de biogás, para além de se traduzir na poupança de recursos naturais, contribui para a redução da emissão de gases com efeito de estufa para a atmosfera, não só por evitar a emissão dos gases produzidos no processo anaeróbio de tratamento de lamas, como também por reduzir a emissão de gases em resultado da queima de combustíveis fósseis utilizados na produção de energia eléctrica. Este aspecto reveste-se de particular importância no âmbito do cumprimento dos compromissos que Portugal assumiu internacionalmente, nomeadamente das metas impostas no Protocolo de Quioto, que refere o manuseamento de águas residuais como uma das actividades emissoras de GEE.

A viabilidade de produção de biogás, traduz-se também na grande variedade de bio-recursos possíveis de utilizar para a sua produção. Como já foi referido anteriormente, em Portugal os sectores que dão origem a quantidades avultadas de resíduos adequados à produção de biogás são os da agro-pecuária, resíduos sólidos urbanos, as lamas de tratamento dos esgotos domésticos e os efluentes da indústria alimentar e seus derivados

Conclusão

A produção de biogás por digestão anaeróbia exige a construção de um biodigestor. As soluções de digestores apresentadas no presente trabalho, mostram-se bastante eficientes e de fácil implementação. A selecção do biodigestor a ser implementado, condiciona de modo significativo a produção e a captação de biogás.

Através do processo de digestão anaeróbia, além da produção de biogás, é possível a captação e armazenamento de CO₂, bem como o tratamento dos efluentes e a sua utilização como fertilizante agrícola, rentabilizando desta forma subprodutos do processo.

O potencial disponível do biogás na agro-pecuária, caso fosse possível converter todos os efluentes, mesmo os resultantes de pequenas explorações, resultaria em 685 GWh/ano de energia eléctrica produzida, o que daria aproximadamente 178 MWe de potência máxima instalada. O potencial exequível do biogás na agro-pecuária, considerando apenas os efluentes de suínos e bovinos das grandes explorações, considerando assim a viabilidade económica na instalação de centrais a biogás, resultaria em 405 GWh/ano de energia eléctrica produzida, para aproximadamente 105 MWe de potência máxima instalada, o que representa um aumento de cerca de 34% em relação ao valor de 1999. As explorações de bovinos são as explorações com maior potencial para obtenção de biogás - 79% - seguido das explorações de bovinos com - 21%.

O aproveitamento apenas dos efluentes agro-pecuários para produção de biogás ultrapassaria o valor lançado como meta para 2010. Mas vários fatores se intrometem no caminho para a valorização desta forma de energia, como o fato de a tarifa ter sido reduzido, o que leva a que, como visto no capítulo 7, a solução mais viável será aproveitar o biogás para produção de energia eléctrica para auto-consumo. E como visto na análise de sensibilidade, devido principalmente aos fatores sociais que atualmente assolam o nosso país, como o aumento do IVA, de 6% para 23% no setor energético, o cenário de auto-consumo assume um papel ainda mais importante e decisivo para a sobrevivência destes pequenos produtores.

Uma das conclusões principais que se retira desta dissertação é o fato de existir vontade por parte dos proprietários deste tipo de instalações em implementar soluções como a apresentada neste trabalho, mas que por falta de informação e de incentivos ao investimento inicial desistem das ideias, sobretudo por não terem possibilidades para suportar o esforço financeiro necessário neste tipo de investimentos. Com a análise dos resultados apresentados no capítulo 7, conclui-se que o projeto para produção de energia eléctrica para auto-consumo seria viável e com um período de retorno de investimento bastante curto, de apenas 2 anos.

Em síntese, considera-se que a valorização energética de biogás em instalações agropecuárias tem um grande potencial de aplicação em Portugal, podendo-se tirar mais partido dos incentivos financeiros que o quadro legal coloca à disposição, aliando-os à consciência ambiental que deverá ser o motor das nossas acções.

A finalizar considera-se que foram atingidos os objectivos inicialmente propostos, esperando-se que a aplicação desenvolvida e o trabalho que agora termina sejam úteis à empresa proponente deste tema.

8.2. Trabalhos Futuros

Após a implementação do projeto apresentado neste trabalho, encontra-se em fase de aprovação por parte do proprietário da instalação, e como trabalho futuro, irá ser estudado a implementação de uma central de aproveitamento centralizado de biogás, ou seja, com o contributo de várias instalações agropecuárias da região de Braga, Vila Verde e Amares, num total de 3000 animais. Este projeto será de grande importância para a região caso seja aprovado pelas diferentes entidades envolvidas no projeto. De modo a ser o grande passo que falta ao setor para que seja visto finalmente como um dos com mais potencial de aproveitamento de biogás, bem como para redução de emissões de GEE. Esta será uma via de desenvolvimento do setor das energias renováveis bastante rentável. Defende-se ainda que o aproveitamento energético do biogás assenta nas ideologias e no futuro que Portugal terá que seguir para desta forma atingir as metas a que se propôs, com o objectivo de reduzir emissões e a dependência das energias tradicionais.

Referências Bibliográficas

Alan Henn, 2005, "*Avaliação de dois sistemas de manejo de dejetos em uma pequena propriedade produtora de suínos - condição de partida*", Tese de Mestrado em Engenharia Ambiental, Universidade Federal de Santa Catarina, 2005;

Appels, L., Baeyens, J., Degrève, J. e Dewil, R., 2008, "*Principles and potential of the anaerobic digestion of waste-activated sludge*", Progress in Energy and Combustion Science 34, pp. 755 - 781;

Barros, Carlos, 1999, "*Avaliação Financeira de Projectos de Investimento*", Editora Vulgata, Lisboa

Braun, R. e Wellinger, A., "*Potencial of Co-digestion*", IEA Bioenergy, Task 37 - Energy from Biogas and Landfill Gas, 2003;

Caseiro, J., 2005, "*Aproveitamento de Biogás. Legislação, Tecnologias e Casos Práticos. ETAR de Ponte das Mestras*" - Leiria, Comunicação apresentada no Seminário sobre Aplicação em Portugal e na União Europeia das Diretivas Incidentes no Ciclo Urbano da Água, Universidade da Beira Interior, Covilhã, 19 a 21 de Setembro de 2005;

Castro, Rui M. G., "*Introdução à cogeração*", Energias Renováveis e Produção Descentralizada, Instituto Superior Técnico, 2008;

CCE - Centro para a Conservação de Energia, 2000, Guia Técnico de Biogás;

COGEN, 2001a, A guide to cogeneration;

COGEN, 2001b, "*EDUCOGEN. An educational tool for cogeneration*";

COM, 2008, "*Duas vezes 20 até 2020 As alterações climáticas, uma oportunidade para a Europa*", Comunicação da comissão ao parlamento europeu, ao conselho, ao comité económico e social europeu e ao comité das regiões, Bruxelas, 2008;

Correia, M., 2002, "*Sistemas públicos de saneamento de águas residuais urbanas. ESTUDOS/5 Segurança e Saúde no Trabalho*", IDICT, 1.ª Edição, Lisboa;

Deganutti, R.; Palhaci, M. C. J. P.; Rossi, M.; Tavares, R; Santos, C., 2001, "*Biodigestores rurais: modelos indiano, chinês e batelada*";

Deublein, D and Steinhauser, A., "*Biogás from Waste and Renewable Resources*", WILEY-VCH, 2008;

Di Berardino, Santino, "*Implementação de Sistemas de Biogás em Portugal: Barreiras Existentes e Necessidades Futuras*", Workshop Biogás, Lisboa, 2008;

Eastman J. A. & Ferguson J. F. 1981. "*Solubilisation of particulate organic carbon during the acid phase of anaerobic digestion*", Journal Water Pollution Control Federation, 1981;

EDP, 2011, "*Normas Legais*", online, www.edp.pt, acesso em Fevereiro de 2011;

Energias Renováveis, 2004, "*Estado em Portugal - Actualidade: Biocombustíveis gasosos*", online, www.energiasrenovaveis.com, acesso em Fevereiro de 2011;

EurObserv'ER, 2008, "*The state of renewable energies in Europe*", 8th EurObserv'ER Report;

Estadão, 2011, "*Biodigestores na agropecuária*", online, www.estadao.com.br, acesso a Março de 2011;

Falcini, Primo. "*Avaliação Económica de Empresas - técnica e prática*", 2 ed. São Paulo: Atlas, 1995

Ferreira, L., "*Avaliação do comportamento de um reator anaeróbio (tipo fluxo de pistão) para tratamento e valorização energética de efluentes de suinicultura*", Tese de Mestrado em Engenharia Sanitária, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 1998;

Ferreira, L., *"Valorização dos chorumes suinícolas por co-digestão anaeróbia - a solução centralizada de produção de biogás"*, Tese de Mestrado em Tecnologia Alimentar, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2002;

Ferreira, Luís J. M., *"Perspetivas do Biogás em Portugal no Setor Agro-pecuário"*, Workshop Biogás, Lisboa, 2008;

Freitas, Carlos J. Pereira, *"Avaliação de Projetos de Investimento"*, Apontamentos da cadeira "Empreendedorismo e Inovação", Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2011;

Gosmann, H.A. *"Estudos comparativos com bioesterqueiras e esterqueiras para armazenamento e valorização dos dejetos de suínos"*, Dissertação Mestrado em Engenharia Ambiental, Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 1997;

Horn, Geoffrey M., *"Biofuels: Energy Today"*, Chelsea ClubHouse, 2010;

IEA - International Energy Agency, 2005, *"Biogas production and utilisation"*, IEA Bioenergy, Task 37: Energy from biogas and landfill gas;

Kassam, Z., Yerushalmi, L. e Guiot, S., 2003, *"A market study on the anaerobic wastewater treatment systems"*, Water, Air, and Soil Pollution 143, pp. 179 - 192

Martins, A., Cruz., Augusto, M., Silva, P., Gonçalves, P., *"Manual de Gestão Financeira Empresarial"*, Coimbra Editora, 2009.

Maunoir S., 1991, *"Influência de aditivos minerais sobre a digestão anaeróbia, a biodegradação do acetato de celulose"*, Tese de Doutoramento, Universidade de Montpellier;

McCarty, P., "The development of anaerobic treatment and its future", Water Science and Technology, 2001;

Metcalf & Eddy, *"Wastewater Engineering. Treatment and Reuse"*, McGraw Hill, 4ª edição, 2009;

Mosteller, K., 2002, *"Energy crisis impact on anaerobic digester gas utilization technology. Fuel cells, co-generation, and other options"*, South Carolina Environmental Conference;

- Nogueira, L. H., 1986 *"Biodigestão: A Alternativa Energética"*, Nobel, São Paulo.
- Pereira, M., Estronca, T. e Nunes, R., 2006, *"Guia de Segurança no Laboratório de Química"*. Departamento de Química, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade de Coimbra, 2.ª Edição, Coimbra;
- Pires, A., 2009, *"Contribuição para o estudo de avaliação do desempenho de um sistema de estabilização anaeróbia e utilização do gás produzido"*, Tese de Mestrado em Engenharia do Ambiente, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa.
- Qasim, S., 1999, *"Wastewater treatment plants: planning, design, and operation"*, CRC Press, 2nd edition, USA;
- RA, Recenseamento Agrícola, Instituto Nacional de Estatística, 1999;
- Santo, F., 2008, Editorial: *"Na Natureza nada se cria, nada se perde, tudo se transforma"*, INGENIUM, pp. 5, Maio/Junho 2008;
- Serafinova, K., 2006, Seminário: *"Concepção de Projetos de Biogás"*, no âmbito das jornadas "Biogás: Desafios e oportunidades", Porto, 2006;
- Steffen R., Szolar O., Braun R., 2000, *"Anaerobic digestion: making energy and solving modern waste problem"*;
- Troika, 2011, *"Portugal: Memorando de entendimento sobre condicionalismos específicos de política económica"*, 4 de Maio de 2011, Lisboa;
- USEPA, 2008a, *"Catalog of CHP Technologies"*, Combined Heat and Power Partnership, EUA;
- Van Haandel, A. C., Lettinga, G., 1994, *"Tratamento Anaeróbio de Esgotos: Um Manual para Regiões de Clima Quente"*, Epgraf, Campina Grande, 240 p;
- Werner, 1989, *"Biogas plants in animal husbandry: a practical guide"*, A publication of Deutsches Zentrum für Entwicklungstechnologien - GATE in Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ);
- Zanette, A., 2009, *"Potencial de Aproveitamento Energético do Biogás no Brasil"*, Dissertação de Mestrado em Planeamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

- Decretos-Lei

Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, Diário da Republica nº 123/88 - I Serie, Lisboa

Decreto-Lei nº 186/95, de 27 de Julho, Diário da Republica nº 172/95 - I Serie-A, Lisboa

Decreto-Lei nº 313/95, de 24 de Novembro, Diário da Republica nº 272/95 - I Serie-A, Lisboa

Decreto-Lei nº 168/99, de 18 de Maio, Diário da Republica nº 115/99 - I Serie-A, Ministério da Economia, Lisboa

Decreto-Lei nº 538/99, de 13 de Dezembro, Diário da Republica nº 288/99 - I Serie, Ministério da Economia, Lisboa

Decreto-Lei nº 312/2001, de 10 de Dezembro, Diário da Republica nº 284/2001 - I Serie-A, Ministério da Economia, Lisboa

Decreto-Lei nº 313/2001, de 10 de Dezembro, Diário da Republica nº 284/2001 - I Serie-A, Ministério da Economia, Lisboa

Decreto-Lei nº 339-C/2001, de 29 de Dezembro, Diário da Republica nº 300/2001 - I Serie-A, Ministérios da Economia e do Ambiente e do Ordenamento do Território, Lisboa

Decreto-Lei nº 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, Diário da Republica nº 33/2005 - I Serie-A, Ministério das Atividades Económicas e do Trabalho, Lisboa

Decreto-Lei nº 225/2007, de 31 de Maio, Diário da Republica nº 105/2007 - I Serie, Ministério da Economia e da Inovação, Lisboa

- Diretivas

Diretiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro de 2001

Diretiva 2002/358/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 2002

Diretiva 2004/08/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Fevereiro

Anexos

*Anexo A - Tabelas detalhadas das Simulações
Efetuadas*

A1 - Simulação Aproveitamento da Energia Elétrica para Auto-Consumo

- Demonstração de Resultados

Descrição	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Proveitos											
Vendas(V)	7.819	8.054	8.295	8.544	8.800	9.064	9.336	9.616	9.905	10.202	
Varição da Produção	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total de Proveitos	7.819	8.054	8.295	8.544	8.800	9.064	9.336	9.616	9.905	10.202	
Custos											
Custo das Matérias Consumidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Materiais e Serviços	190	196	202	208	214	220	227	234	241	248	
Custos com o Pessoal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Soma	190	196	202	208	214	220	227	234	241	248	
RAIEFA	7.629	7.858	8.094	8.336	8.586	8.844	9.109	9.383	9.664	9.954	
Amortizações do Exercício	2.970	2.228	1.671	1.253	940	705	529	396	297	223	
Encargos financeiros de financiamento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RAI -(Resultados antes de Impostos)	4.659	5.630	6.423	7.083	7.647	8.139	8.581	8.986	9.367	9.731	
Matéria Colectável	4.659	5.630	6.423	7.083	7.647	8.139	8.581	8.986	9.367	9.731	
Imposto sobre Lucros	1.165	1.408	1.606	1.771	1.912	2.035	2.145	2.247	2.342	2.433	
Resultado Líquido Previsional	3.494	4.223	4.817	5.312	5.735	6.104	6.436	6.740	7.025	7.298	

- Fluxos Financeiros

Descrição	Anos										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Resultados Operacionais	4.659	5.630	6.423	7.083	7.647	8.139	8.581	8.986	9.367	9.731	10.096
Amortizações do exercício	2.970	2.228	1.671	1.253	940	705	529	396	297	223	150
Encargos financeiros de financiamento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento em fundo de maneo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash - Flow de Exploração	7.629	7.858	8.094	8.336	8.586	8.844	9.109	9.383	9.664	9.954	10.246
Investimento em Imobilizado	-19.881	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento em activo circulante (NFM)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor residual do imobilizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor residual do activo circulante(NFM)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash - Flow do Investimento	-19.881	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Free Cash-Flow	-12.252	7.858	8.094	8.336	8.586	8.844	9.109	9.383	9.664	9.954	10.246
Cash - Flow Acumulado	-12.252	-4.394	3.699	12.036	20.622	29.466	38.576	47.958	57.623	67.577	77.523

A2 - Simulação Aproveitamento da Energia Elétrica para Injeção na Rede Elétrica Nacional

- Demonstração de Resultados

Descrição	0	1	2	3	4	5	6	7
Proveitos								
Vendas(V)	8.676	8.293	7.945	7.627	7.339	7.079	6.844	6.634
Varição da Produção	0	0	0	0	0	0	0	0
Total de Proveitos	8.676	8.293	7.945	7.627	7.339	7.079	6.844	6.634
Custos								
Custo das Matérias Consumidas	0	0	0	0	0	0	0	0
Materiais e Serviços	190	196	202	208	214	220	227	234
Custos com o Pessoal	0	0	0	0	0	0	0	0
Soma	190	196	202	208	214	220	227	234
RAIEFA	8.486	8.098	7.743	7.420	7.125	6.858	6.617	6.400
Amortizações do Exercício	4.304	3.117	2.263	1.648	1.203	880	646	475
Encargos financeiros de financiamento	0	0	0	0	0	0	0	0
RAI	4.182	4.981	5.480	5.771	5.922	5.978	5.971	5.925
Matéria Colectável	4.182	4.981	5.480	5.771	5.922	5.978	5.971	5.925
Imposto sobre Lucros	1.046	1.245	1.370	1.443	1.481	1.494	1.493	1.481
Resultado Líquido Previsional	3.137	3.736	4.110	4.329	4.442	4.483	4.479	4.444

- Fluxos Financeiros

Descrição	Anos									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Resultados Operacionais	4.182	4.981	5.480	5.771	5.922	5.978	5.971	5.925	5.856	5.774
Amortizações do exercício	4.304	3.117	2.263	1.648	1.203	880	646	475	349	258
Encargos financeiros de financiamento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento em fundo de maneoio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash - Flow de Exploração	8.486	8.098	7.743	7.420	7.125	6.858	6.617	6.400	6.205	6.032
Investimento em Imobilizado	-23.881	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento em activo circulante (NFM)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor residual do imobilizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor residual do activo circulante(NFM)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash - Flow do Investimento	-23.881	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Free Cash-Flow	-15.395	8.098	7.743	7.420	7.125	6.858	6.617	6.400	6.205	6.032
Cash - Flow Acumulado	-15.395	-7.298	446	7.865	14.991	21.849	28.466	34.866	41.071	47.103

*Anexo B - Descrições Técnicas dos Equipamentos
Constituintes da Central*

Camda 25kW Biogas Genset KDGH25-GZ/50Hz

Delivery time

45~60 days needed from order to delivery after prepayment or L/C.

Payment terms

1. T/T. Pre-pay 30% for starting production, pay up balance before delivery.
2. Irrevocable L/C at sight.

Package

1. For the whole container, it is membrane package.
2. For LCL, it is wooden box package. (The wooden box cost should be paid by buyer, and the Fumigation Certification cost for wooden box will be paid by us.)



Technical Description

Features of Camda H series gas genset

- **Experiment- evidential gas engine technology**
- **overhaul term: 18000~25000 hours**
- **Over 85% co-generation efficiency**
- **Economical and low-cost running: lower gas and oil consumption**
- Specially-designed air valves, crankshaft, camshaft, pistons, ignition system and combustion chamber according to international brands gas engine technology(Waukesha, MAN, Guascor, Daewoo)
- 4 air valves design for each cylinder, sufficient air intake and exhaust, more air intake, to realize higher power output and stronger capability of load
- Electronic Air/Fuel Ratio mixer, better combustion and lower emission, sufficient combustion to reduce gas consumption and increase engine heat efficiency, effectively lessen NO_x emission.
- Original Cummins engine body, 90% parts made by Cummins China factory, long life and durable engine parts produced strictly accord to ISO9001-2000 International Quality Management System
- Unique air-fuel ratio adjusting system adapting 30%~70% CH₄ Methane concentration
- Integrated Crankshaft Forging for gas engine made by Cummins, different from other China brands which the crankshaft is forged by subsections and then assembled into a whole.
- Continuous rating up to 90% of prime power rating.
- Exceed 10 year genset repair and maintenance experience
- Low pressure gas intake, biogas no need boosting pressure
- Larger displacement engine to keep much surplus for genset power output.
- Sound alarm and protection system
- Electrical efficiency higher 10%~20% than other China brands
- With good command of biogas anaerobic technology, we can make better biogas genset, design and testing.
- ISO standard production
- Adopting high precision special gas engine speed governor: precise speed governing, instant recovering ability so as to fit different loads upon the three signals: rotating speed, load and temperature.
- Precisely controlled engine air intake and exhaust time.
- Advanced ignition sensor and ECU (Electronic Control Unit) ignition system with computer core: Precise ignition at right cylinder and right time, prompt startup ability to avoid the ratio of detonation and make stable engine.
- Cylinder Block: High quality alloy cast iron for the rigidity performance and good stability.
- Crankshaft and Rod: Robust and fully balanced crankshaft design for a more steadily rotation and higher strength.
- Lubrication System: Dual spin-on filter can separate impurity above 10um effectively and lower cost.
- Less accumulated carbon, reduces the abrasion between cylinder and valve, it can much prolong genset lifetime.
- Compact design: small size and weight
- Wide spare parts availability: Base on Cummins engine parts, the engine base body made of the parts from the supplying factory for Cummins engine China factory.

- Equipped with the most well-known brand generator—**Leroy Somer**.
- Using advanced **Intelligent P I C genset controller** capable computer chip, with full monitoring, control, alarm and protecting function, all-in-one configuration for all kinds of demands
- Electrical system: 24V cranking motor starting and battery charging system
- Self-contained power genset, needs few accessories.
- Parallel operation with genset or city power grid for option.
- Instant startup configuration for option.
- Free of charge training for operation and maintenance. (at Camda headquarter)

The main parts of gas engine:

Item		Brand
Ignition system	Ignition Unit	USA ALTRONIC
	Ignition coil	USA ALTRONIC
	Ignition cable	USA ALTRONIC
	Ignition spark plug	USA ALTRONIC
	Ignition magnetic pickup	USA ALTRONIC
Gas mixer		CAMDA
Electronic governor (governor,actuator)		CAC
Main circuit breaker		LG
Cooling Way		Radiator
Air filter, Oil filter		Equipped
Silencer		Equipped
Fire arrestor		Equipped
Gas pressure regulating valve		Equipped
Tool kit		Equipped
Batteries		Equipped

Genset working condition:

- **Acceptable working conditions:**
Ambient temperature : -10℃ ~ +40℃
(antifreeze or hot water needed for below -20℃)
Relative humidity: <90% (20℃)
Altitude: ≤500m

Normal working conditions:

Genset can run at rated power on the conditions:

Atmospheric Pressure: **100kPa**, Ambient Temp: **20°C**, Relative Humidity: **30%**.

● **Applied gas:**

Biogas

Acceptable fuel gas pressure: Biogas 2~10kPa

CH₄ content for biogas ≥ 60%

Sulphur content ≤ 200ppm

Gas heat value ≥ 5500kcal/Nm³ (23MJ/Nm³) Genset output power will increase as the gas heat value increase, if use low heat value gas for fuel(Heat value < 5500kcal/Nm³, it will lower the power efficiency)

Gas doesn't include free water or free materials (the size of impurities should be less than 5μm)

H₂S content < 200mg/Nm³

NH₃ content < 20mg/Nm³

Impurities content < 30mg/Nm³; size < 5μm

Water content < 40g/Nm³, no free water.

Genset Specification

Gas genset data	
Genset model	KDGH25 GZ
Prime power (kW/KVA)	25/31.25
Continuous power (kW/KVA)	20/25
Output Voltage (V)	400V, 3 Phases 4 Lines
Power factor coef	0.8 lagging
Frequency (Hz)	50
Rated speed (RPM)	1500
Open type Genset Overall Dimension (mm)	1850x750x1180
Soundproof type Genset Dimension (mm)	2300x1050x1700
Net weight without canopy (kg)	850
Gas Engine Data	
Model	HG4B
Brand	CAMDA
Type	4 stroke, water cooling, dry cylinder liner, electronic control ignition system, pre mixed perfect mixed burning
Cylinders& Arrangement	4I
BoreXStroke(mm)	102X120
Displacement(L)	3.92
Compression ratio	11.5:1
Aspiration	Natural
Cooling Method	Radiator fan water cooling

Governor type(speed regulating type)	Electronic governing
Starting method	Electric, 24 V motor
The lowest gas consumption(m³/kw.h)	0.6
Idling speed (r/min)	700
Oil recommended	SAE 15W-40 CF4 or above
Oil consumption	≤1.0g/kW.h
Alternator Data	
Brand	France Leroy Somer
Model	LSA42.2L9/ 25.2KW
Rated power	25.2kW / 3 phase
Rated Voltage (V):	380~480 (±0.5%) (AC)
Type	3 phase/4 wire, brushless, automatic voltage regulator, drip proof, protected type.
Frequency (Hz)	50
Efficiency:	89.6%
Voltage regulation	± 0.5 %(adjustable)
Insulation class:	Class H
Protection class:	IP 23
cooling method:	wind-cooling, self-heat-rejection
Voltage regulating mode	Automatic voltage regulator
Compliant with international standards:	IEC 60034-1, NEMA MG1.22, ISO 8528/3, CSA, UL 1446, UL 1004B on request, marine regulations, etc.

Standard scope of supply

1. Brand new gas engine with necessary parts.
2. Brand new 100% true brand and 100% copper brushless France Leroy Somer alternator.
3. Control Panel: GU620.
4. Rating: 3 phases 4 lines. 400/230V, 50 HZ , 1500rpm, 0.8PF, IP22-23, Insulation class H.
5. Radiator for 40℃ ambient temperature.
6. Main circuit breaker (For the protecting purpose of overload, over current, etc).
7. Elbow with flanged flexible connection
8. Rubber anti-vibration pad between engine, alternator, control panel and base frame.
9. Emergency stop mounted.
10. Gas supply system, including Gas Pressure Regulating Valve, fire arrestor.

Accessories list

1. Standard accessories, anti-vibration pad, exhaust pipe, maintenance tools kit, filters
2. Maintenance Operating manual, Quality certificate, Gen-sets ex-factory test report

Optional

1. AIS (Automatic Transfer Switch System, to make genset started automatically when government power supply interrupted.)
2. Synchronizing parallel cabinet
3. Automatic oil filling pump
4. Water heater
5. Oil heater
For surrounding temperature between -40°C ~ 0°C , oil heater should be equipped as optional.
6. Spare parts for overhaul All the engine and alternator parts available.
7. Electromagnetism valve

Genset lifetime and Warranty

LIFETIME

According to product design and end users' years experience, strictly following our operation manual and make genset load under 85% of prime power, we guarantee the major overhaul term is more than 15000 hours, and lifetime is over 20 years.

AFTER SERVICE

12 months or 1500 running hours warranty covering all manufacturing defects (whichever comes first) since leaving China port, our company provides free easily-damaged parts for the faults caused by the quality of products or raw material, but exclude the damageable parts of engine due to customer's incorrect man-made operation. After expiration, our company provides spare parts with cost for maintenance forever.

POWER RATING

Engine Speed rev/min	Type of Operation	Engine Power	
		kWm	Ps
1500	Rated Power	33	45

Note : - The engine performance corresponds to ISO 308, BS 6514 and DIN 8271

- Ratings are based on ISO 8526.

→ Rated **power** available at variable load. The permissible average power out put (during 24h period) shall not exceed 80% of the prime power rating.



MECHANICAL SYSTEM

- Engine Model: HG4B
- Engine Type: In-line 4 cycle, water cooled
Natural Aspiration
- Combustion type: Stoichiometric, Premixed and spark ignited
- Cylinder Type: Dry liner
- Number of cylinders: 4
- Bore x stroke: 102x 120 mm
- Displacement: 3.92 lit.
- Compression ratio: 11.5 : 1
- Firing order: 1-3-4-2
- Dry weight: Approx. 350 kg
- Dimension (LxWxH): 705x502x900 mm
- Rotation: Counter clockwise viewed from Flywheel
- Fly wheel housing: SAE 3#
- Fly wheel: 11.5#

MECHANISM

- Type: Over head valve
- Number of valve: Intake 1, exhaust 1 per cylinder

FUEL CONSUMPTION

Prime Power (kW ³ /hr)	1,500 rpm
25%	5.8
50%	9.2
75%	13.7
100%	18.7

IGNITION SYSTEM

- Spark plug: S-R407LLB2 (0.40mm)
- Ignition controller: Altronic CD-I unit (12 or 24V DC)
- Ignition coil: Altronic 501 001 blue epoxy individual cover
- Trigger system: Magnetic pick-up sensor and trigger wheel and Hall-effect (0.5±0.12)

ELECTRICAL SYSTEM

- Charging generator: 24V x 40A alternator
- Voltage regulator: Built-in type IC regulator
- Starting motor: 24V
- Battery Capacity: 40A
- Ignition controller: 12V or 24V DC

FUEL SYSTEM

- Carburetor: CW-50
- Gas regulator: J48(2") 0.5Kpa-1.5Kpa
- Max. inlet pressure: 10Kpa-35Kpa
- Shut off valve: 24V DC type solenoid valve

LUBRICATION SYSTEM

- Lub. Method: Fully forced pressure feed type
- Oil pump: Gear type driven by crankshaft
- Oil filter: Full flow, cartridge type
- Oil pan capacity: 11 liters
- Angularity limit: 40 deg.
- Lub. Oil: Refer to Operation Manual
Low ash type (0.5wt%) natural gas engine oil
API service grade CD or higher
SAE 15W-40 CF4

COOLING SYSTEM

- Cooling method: Fresh water forced circulation
- Water capacity: 7.2 liters (engine inlet)
- Pressure cystr: Max. 60Kpa
- Water pump: Centrifugal type driven by belt
- Thermostat: 82 degree - 95 degree

ENGINEERING DATA

- Water flow: 132 liter/min @1,500 rpm
- Heat rejection to coolant: 25.9kw@1,500 rpm
- Air flow: 43.61 /s @1,500 rpm
- Exhaust gas flow: 1011 /s @1,500 rpm
- Exhaust gas temp.: 600 °C @1,500 rpm
- Max. permissible restrictions:
 - Intake system: 254 mmH₂O
 - Exhaust system: 76 mmHg

*Anexo C - Comunicações Efetuadas com Entidades
Exteriores*

- Camda generator work Co.,Ltd para Bruno Teixeira

Dear Bruno Teixeira,

Hi, how are you? My name is Tina and I am from Camda generator. Very nice to receive your enquiry and thanks for your interesting in our product.

According to your introduction about what you are doing which are coincide with what we are doing now in our local Chinese market. With the limited of the resources, the renewable power utilization will be the important trend in the near future. And now we are developing our biogas gen-set distributor who are familiar with biogas project and technology in different areas. Till now, we have successful exported our biogas gen-set to UK, Italy, Switzerland, Russia, Bangladesh, Newzealand, etc. We are sincerely in the hope of cooperating with you in the near future.

In the next, I would like to know more information from your side as follows:

1. Altitude of your area?
2. Ambient temperature of your area?
3. Do you have already produced the biogas of your project? If you can provide me your biogas detailed content table, like CH₄%, CO₂%, H₂S%, H₂O%, etc.
4. Do you need our biogas genset? How about the power do you need? How many hours will you run per day and per year?
5. Do you need open type genset or sound-proof type gen-set?
6. Do you need cogeneration system which can make use of after heat of gas gen-set? In your email, you would like to know our CHP technical specification documents, here I enclosed basic data for your reference. Frankly speaking, our cogeneration system is designed according to the customer's requirement. We need to know inlet and outlet temperature you need, can you tell me?
7. Do you need parallel system to parallel with your stated grid to sell the electricity to the government? Or only provide the electricity for your own use?
8. How do you pretreat your biogas? Expecially let me know the sulphur component after treatment. Our gen-set required the H₂S content is lower than 200 ppm.
9. May I know your biogas pressure?
10. Do you need electromagnetic valve or you will install together with your biogas pipe project? which can automatically cut off the gas pipe to avoid leaking when the gen-set shutdown.
11. Do you need ATS to realize the automatical transfer between main power and generator power?

Looking forward to your earlier reply.

- Bruno Teixeira para Camda generator work Co.,Ltd

Dear Tina,

Like I said to you, we are considering a installation of a small - scale cogeneration, for a agriculture project with a production of 78,4 m³/day of biogás under standard conditions:

- 65% CH₄;
- 30% CO₂
- 5% vapour of H₂O.

And I need an urgent economic solution for this type of installation. There is no special needs of power or needs of heat. In this project I just want to use the available biogas of the installation.

I've been to see the contents of the catalog in the mail attachment. And it would be helpful to know the gas flow of the following models:

- KD-HP-30;
- KD-HP-50.

I hope the message is clearer to you.

Best Regards

Bruno Teixeira

- Camda generator work Co.,Ltd para Bruno Teixeira

Dear Bruno Teixeira,

Hi, thanks for your email and here I will provide you two proposal as follows:

1. To provide you 25kw biogas gen-set, which will run 5 hours per day to consume your biogas.
2. To provide you 45kw biogas gen-set, which will run 2.7 hours per day to consume your biogas.

The biogas genset quotation as follows:

Model No	Frequency	Prime power (KW)	Engine	Alternator	Unit Price (USD)	Total Amount (USD)
KDGH 25-GZ	50	25	HG4B	LSA42.2L 9	14261	14261
KDGH 45-GZ	50	45	HG6B	LSA43.2M 45	16798	16798

If you have any question, pls free to contact me.

- Camda generator work Co.,Ltd para Bruno Teixeira

Dear Bruno,

Hi, how are you? Thanks for your prompt reply. The technical documents I sent to you of KDGH25-GZ and KDGH45-GZ only for the biogas gen-set specification.

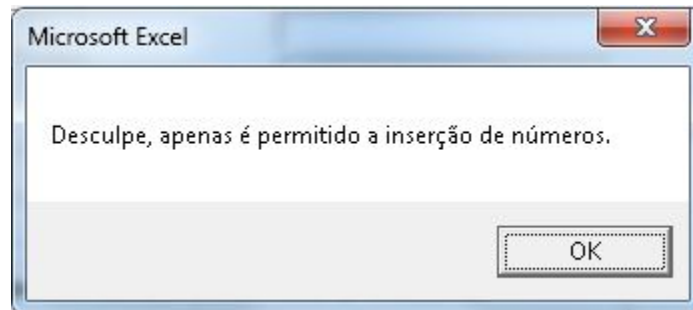
And also the price only included for biogas genset. If you need the cogeneration system, I will quote you optional price as follows:

1. KD-HP-30 (which is suitable for KDGH25-G): USD2800
2. KD-HP-50 (which is suitable for KDGH45-G): USD3600

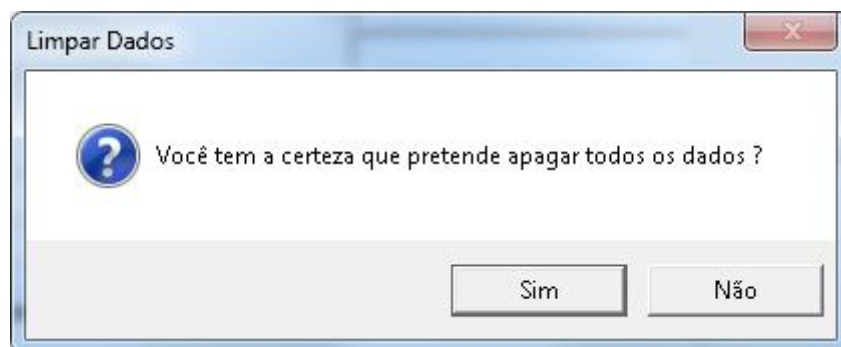
Here I enclosed one of our customer cogeneration system for KDGH25-GZ for your reference. The final proposal should be according to the customer requirement for inlet and outlet temperature.

*Anexo D - Manual de ajuda à aplicação informática
(mensagens de erro)*

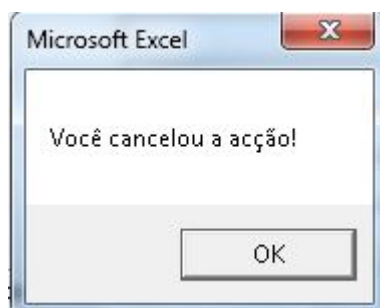
- Caso seja introduzido nos campos alguns caracteres que não sejam é apresentada uma mensagem de erro:



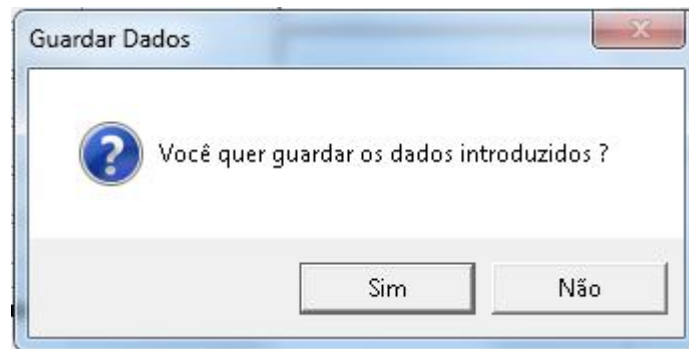
- Uma mensagem semelhante é apresentada caso o utilizador pretenda apagar todos os dados:



- Caso a operação seja cancelada a mensagem da figura seguinte é apresentada e o ambiente gráfico da Figura 6.3 é, de novo, apresentado.



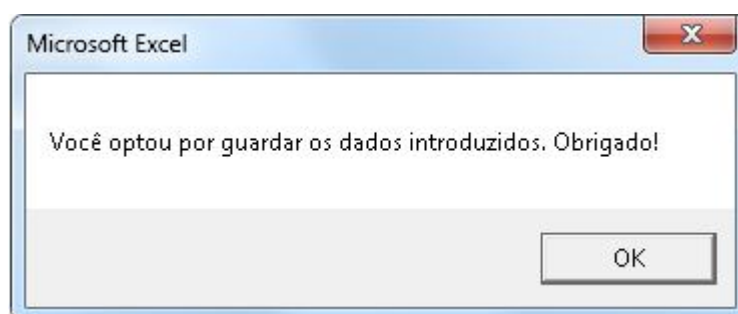
- Caso o utilizador não possa concluir a operação no seu todo pode guardar os dados introduzidos até ao momento da saída. Carregando no botão “Fechar Programa” irá aparecer a seguinte pergunta para o utilizador:



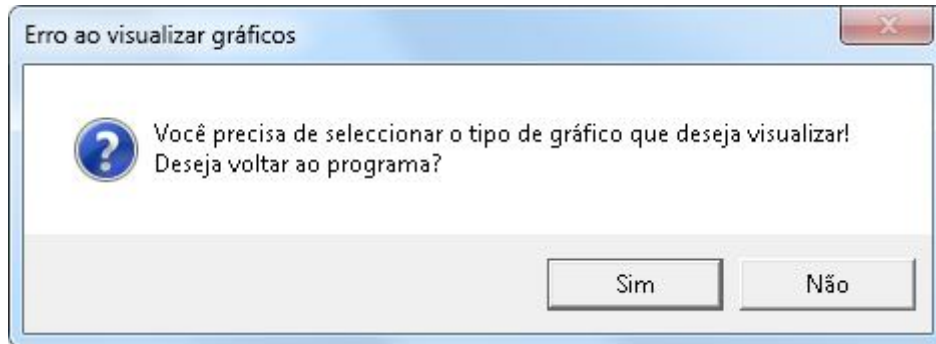
- Se o utilizador optar por não guardar, aparece a seguinte janela:



- Caso o utilizador opte por guardar, aparece a seguinte janela:



- Na janela “Gráficos Obtidos” caso um dos botões anterior seja seleccionado, sem que tenha sido previamente escolhido uma família de gráficos, é apresentada a mensagem da figura seguinte.



- A seguir, o utilizador pode voltar ao programa e continuar normalmente a sua utilização ou pode, se pretender, não voltar ao programa e a mensagem da figura seguinte é apresentada e o programa é encerrado.

