



FCTUC FACULDADE DE CIÊNCIAS  
E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

DEPARTAMENTO DE  
ENGENHARIA MECÂNICA

# **Estudo do potencial de poupança de energia de um sistema de Cogeração/Trigeração para uma unidade agroalimentar de transformação de carne**

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica na Especialidade de Energia e Ambiente

**Autor**

**Daniel Fernando Neves dos Santos**

**Orientadores**

**José Manuel Baranda Ribeiro**

**Adélio Manuel Rodrigues Gaspar**

**Júri**

**Presidente** Professor Doutor Ricardo António Lopes Mendes  
Professor da Universidade de Coimbra

**Vogais** Professor Doutor José Carlos Miranda Góis  
Professor da Universidade de Coimbra

**Orientador** Professor Doutor José Manuel Baranda Ribeiro  
Professor da Universidade de Coimbra

**Coimbra, Julho, 2014**

## **Agradecimentos**

À minha família, especialmente aos meus pais e à minha avó por todo o esforço que fizeram para tornar a minha formação possível.

A todos os meus amigos que sempre me apoiaram e acreditaram em mim, mesmo nos momentos em que parecia tudo muito difícil.

Ao Professor José Manuel Baranda Ribeiro e ao Professor Adélio Gaspar, pela orientação e disponibilidade que demonstraram.

Aos Engenheiros Vítor Ferreira, Francisco Lamas e Bruno Cardoso, pelo tempo despendido em esclarecer todas as dúvidas que foram surgindo ao longo do trabalho.

Ao projeto INOVENERGY – Eficiência energética no sector agroalimentar, pelos dados e documentos facultados, imprescindíveis para a elaboração desta dissertação.

A todas as pessoas que de alguma maneira contribuíram para a realização deste trabalho, obrigado.

## Resumo

Os sistemas de produção combinada de energia (Cogeração e trigeração) desempenham um papel significativo no uso eficiente da energia e têm despertado o interesse de muitas indústrias nos últimos anos, essencialmente pela sua elevada eficiência técnica e económica e por proporcionar emissões reduzidas de gases de efeito de estufa.

O objetivo deste trabalho é promover a integração de um sistema de cogeração/trigeração numa indústria de transformação de carnes de forma a responder às necessidades energéticas de funcionamento da empresa e avaliar as potenciais poupanças num cenário em que, cada vez mais, é fundamental recorrer a tecnologias energeticamente mais eficientes.

Para a concretização dos objetivos propostos fez-se um levantamento das tecnologias de cogeração e trigeração, realçando as suas vantagens e desvantagens de forma a seleccionar uma solução que melhor se adapte à realidade da empresa. Fez-se ainda um estudo das necessidades energéticas anuais da indústria, assim como da produção anual e consumo específico de forma a prever os consumos energéticos e assim estudar a viabilidade da implementação de um sistema de produção combinada de energia.

**Palavras-chave:** Cogeração, Trigeração, Eficiência energética, Indústria de carnes.

## **Abstract**

Combined energy production systems (CHP – Combined Heat and Power & CCHP – Combined Cooling, Heat and Power) play a significant role in efficient usage of energy and have instigated the interest of many industries in recent years, essentially due to its high technical and economic efficiency and reduced greenhouse gases emissions.

The aim of this work is to promote the integration of a CHP/CCHP system in a meat processing industry in order to meet the energy demands of the operating company and assess the potential savings in a scenery where is essential to adopt more efficient technologies.

To achieve the proposed goals for this paper, the CHP and CCHP technologies were surveyed, emphasizing their advantages and disadvantages in order to select a solution that best fits the reality of the company. A study for the annual energy demands was conducted, as well as for the annual production and specific consumption, in order to forecast energy consumption and analyze the feasibility for implementing a combined energy system.

**Keywords** CHP, CCHP, Energetic Efficiency, Meat Industry.

## Índice

Índice de Figuras .....	vi
Índice de Tabelas .....	1
1. INTRODUÇÃO .....	3
1.1. Enquadramento e motivação .....	3
1.2. Fundamentação teórica .....	7
1.3. Perspetivas históricas .....	7
1.4. A cogeração em Portugal .....	8
1.5. A trigeração em Portugal .....	11
1.6. Estrutura da tese .....	13
2. SISTEMAS DE PRODUÇÃO COMBINADA DE ENERGIA .....	14
2.1. Legislação aplicável .....	17
2.2. Tecnologias de cogeração .....	20
2.2.1. Turbina a vapor .....	21
2.2.2. Turbina a gás .....	23
2.2.3. Microturbinas .....	26
2.2.4. Motor alternativo ou de combustão interna .....	28
2.2.5. Motor Stirling .....	32
2.2.6. Pilhas de combustível .....	34
2.2.7. Quadro-resumo das várias tecnologias .....	36
2.3. Tecnologias de trigeração .....	38
2.3.1. <i>Chillers</i> de absorção .....	38
2.3.2. <i>Chillers</i> de adsorção .....	40
2.4. Metodologias e abordagens usadas na literatura .....	42
2.4.1. Referências na literatura .....	43
3. CASO ESTUDO .....	45
3.1. Apresentação da empresa .....	45
3.2. Consumos energéticos .....	47
3.2.1. Caracterização das necessidades térmicas e elétricas .....	50
3.2.1. Caracterização da produção .....	53
3.2.2. Identificação dos maiores consumidores .....	54
4. ESTUDO DAS POTENCIAIS POUPANÇAS .....	56
4.1. SOLUÇÃO UTILIZANDO UM SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO POR ABSORÇÃO .....	56
4.1.1. Objetivo primário .....	56
4.1.2. Caso-estudo .....	57
4.1.3. Necessidades energéticas do caso-estudo .....	60
4.1.4. <i>Chillers</i> de absorção .....	62
4.1.1. Vapor .....	63
4.1.2. Consumo do <i>chiller</i> .....	64
4.1.3. Viabilidade económica .....	64

4.2.	SOLUÇÃO UTILIZANDO UM SISTEMA DE COGERAÇÃO .....	66
4.2.1.	Justificação da cogeração .....	66
4.2.2.	Modelo energético .....	66
4.2.3.	Consumo de gás natural.....	68
4.2.4.	Consumo de vapor .....	70
4.2.5.	Seleção da tecnologia .....	73
4.2.6.	Funcionamento anual.....	74
4.2.7.	Estudo energético e económico .....	75
4.2.8.	Solução adotada.....	83
4.2.9.	Aproveitamento da energia térmica do motor e caldeira de apoio .....	84
4.2.10.	Análise económica .....	85
4.1.	SOLUÇÃO UTILIZANDO UM SISTEMA DE TRIGERAÇÃO .....	88
4.1.1.	Análise económica.....	91
5.	CONCLUSÕES.....	93
5.1.	Trabalhos futuros .....	94
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	95
	ANEXO A – Chiller de absorção <i>BROAD X</i> .....	98
	Anexo B – Dados técnicos dos motores .....	101
	Anexo C – Software simulador .....	108

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Consumo total de energia por continente (EIA, 2012) .....	3
Figura 2. Energia consumida mundialmente, por combustível (BP, 2013).....	4
Figura 3. Distribuição da energia primária e final em 2012 (DGEG, 2012).....	5
Figura 4. Consumos de energia proveniente do exterior (DGEG, 2012) .....	5
Figura 5. Produção de energia em 2011 e 2012 (REN, 2012).....	6
Figura 6. Distribuição das centrais de contrapressão em Portugal em 1990 .....	9
Figura 7. Distribuição das centrais de cogeração a fuelóleo em 2000 .....	9
Figura 8. Distribuição de centrais de cogeração de Ciclo Otto (esquerda) e turbinas a gás natural (direita) em 2011 (CogenPortugal, 2014) .....	10
Figura 9. Instalações de cogeração em Portugal, por tecnologia, em 2012 .....	10
Figura 10. Produção de energia elétrica em Portugal em 2012 (CogenPortugal, 2014) .....	11
Figura 11. Distribuição de instalações de trigeração por sector. (França ; Caseiro, 2008) .	11
Figura 12. Tecnologias utilizadas nas centrais de trigeração (França ; Caseiro, 2008) .....	12
Figura 13. Cogeração vs Produção separada de calor e eletricidade .....	15
Figura 14. Necessidades de aquecimento, arrefecimento, congelação e eletricidade em vários sectores da indústria. (Paulique <i>et. al</i> , 2011).....	16
Figura 15. Esquema típico de um sistema de trigeração .....	16
Figura 16. Exemplo de um sistema com turbina a vapor .....	21
Figura 17. Sistema com turbina a gás (GE turbines, 2012).....	24
Figura 18. Constituintes principais de um sistema com turbina a gás.....	24
Figura 19. Ilustração de uma microturbina (Capstone Turbine C-200) .....	27
Figura 20. Motor de combustão interna ( <i>Jenbacher gas engines</i> ).....	29
Figura 21. Esquema de funcionamento de um sistema com motor alternativo .....	29
Figura 22. Esquema de funcionamento de um motor Stirling.....	32
Figura 23. Pilha de combustível .....	34
Figura 24. Representação esquemática de uma célula de combustível .....	34
Figura 25. Esquema de funcionamento de um <i>Chiller</i> de absorção (Sousa, 2011).....	39
Figura 26. Esquema de funcionamento de um <i>chiller</i> de absorção de duplo efeito .....	40
Figura 27. Esquema de funcionamento de um <i>chiller</i> de adsorção .....	41
Figura 28. Vista aérea das instalações industriais da Incarpo (Bento, 2011) .....	45

---

Figura 29. Fluxograma do processo produtivo .....	47
Figura 30. Viaturas de distribuição (Bento, 2011) .....	48
Figura 31. Gerador de vapor.....	48
Figura 32. Chamuscador automático de suínos (Bento, 2011).....	49
Figura 33. Consumo de energia primária em 2006 .....	50
Figura 34. Distribuição percentual dos consumos energéticos.....	51
Figura 35. Distribuição percentual dos custos energéticos em 2006.....	51
Figura 36. Consumo de energia primária em 2010 .....	51
Figura 378. Distribuição percentual dos custos energéticos em 2010.....	52
Figura 387. Distribuição percentual dos consumos energéticos em 2010.....	52
Figura 39. Consumo de energia primária em 2011 .....	52
Figura 401. Distribuição percentual dos custos energéticos em 2011.....	53
Figura 410. Distribuição percentual dos consumos energéticos em 2011.....	53
Figura 42. Evolução dos consumos energéticos totais e específicos.....	54
Figura 43. Compressores de frio do circuito de baixa pressão .....	57
Figura 44. Reservatórios de amoníaco .....	57
Figura 45. Torres de arrefecimento a água .....	58
Figura 46. Diagrama de carga do sistema de frio .....	58
Figura 47. Diagrama de carga dos compressores .....	59
Figura 48. Diagrama de carga térmica dos compressores do circuito de média pressão ....	61
Figura 49. Comparação de consumos.....	69
Figura 50. Consumos semanais de gás natural .....	70
Figura 51. Diagrama dos novos fluxos energéticos na indústria.....	91

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. Legislação recolhida e analisada (Santos, 2011) .....	17
Tabela 2. Características principais da Turbina a Vapor .....	23
Tabela 3. Características principais da Turbina a Gás .....	26
Tabela 4. Características principais da Microturbina .....	28
Tabela 5. Características principais dos MCI de ciclo Otto .....	31
Tabela 6. Características principais dos MCI de ciclo Diesel .....	31
Tabela 7. Características principais dos motores Stirling ( M.Jradi, S.Riffat, 2014) .....	33
Tabela 8. Diferentes pilhas de combustível (CEEETA, 2001).....	35
Tabela 9. Características principais das Pilhas de Combustível .....	36
Tabela 10. Comparação das características das diferentes tecnologias .....	37
Tabela 11. Características dos chillers de absorção (M. Jradi, S.Riffat, 2014).....	38
Tabela 12. Características do gerador de vapor.....	48
Tabela 13. Evolução do consumo energético global em 2006 .....	50
Tabela 14. Evolução do consumo energético global em 2010 .....	51
Tabela 15. Evolução do consumo energético global em 2011 .....	52
Tabela 16. Produção total da empresa .....	53
Tabela 17. Energia total consumida pela empresa .....	53
Tabela 18. Consumo específico.....	53
Tabela 19. Desagregação dos consumos em 2006 .....	55
Tabela 20. Desagregação dos consumos em 2010 .....	55
Tabela 21. Consumo elétrico da central de frio.....	59
Tabela 22. Consumo elétrico dos compressores.....	60
Tabela 23. Capacidade dos compressores .....	60
Tabela 24. Consumo elétrico dos compressores do circuito de média pressão.....	61
Tabela 25. Potência de refrigeração dos compressores do circuito de média pressão .....	61
Tabela 26. Características principais do <i>chiller</i> de absorção <i>Broad BYS20</i> .....	62
Tabela 27. Comparação dos consumos energéticos .....	65
Tabela 28. Desagregação dos consumos de gás natural por processos .....	67
Tabela 29. Consumo de gás natural para um dia com volume de abate de 400 animais.....	68
Tabela 30. Consumo de gás natural para um dia com volume de abate de 850 animais.....	69

---

Tabela 31. Consumo de gás natural ao longo de 4 semanas .....	71
Tabela 32. Consumos horários por dia da semana .....	72
Tabela 33. Características dos motores Caterpillar .....	74
Tabela 34. Potências e consumos do motor 3508 FG500TL.....	77
Tabela 35. Energia térmica recuperada pelo motor 3508 FG500TL.....	77
Tabela 36. Necessidades de calor e calor recuperado pelo motor anualmente.....	78
Tabela 37. Produção de energia elétrica anual .....	78
Tabela 38. Consumo de energia primária anual .....	78
Tabela 39. Rendimento elétrico equivalente e poupança de energia primária .....	78
Tabela 40. Potências e consumos do motor 3512 FG750TL .....	79
Tabela 41. Energia térmica recuperada pelo motor 3512 FG750TL .....	79
Tabela 42. Necessidades de calor e calor recuperado pelo motor anualmente.....	80
Tabela 43. Produção de energia elétrica anual .....	80
Tabela 44. Consumo de energia primária anual .....	80
Tabela 45. Rendimento elétrico equivalente e poupança de energia primária .....	80
Tabela 46. Potências e consumos do motor 3516 FG1000TL .....	81
Tabela 47. Energia térmica recuperada pelo motor 3516 FG1000TL .....	81
Tabela 48. Necessidades de calor e calor recuperado pelo motor anualmente.....	82
Tabela 49. Produção de energia elétrica anual .....	82
Tabela 50. Consumo de energia primária anual .....	82
Tabela 51. Rendimento elétrico equivalente e poupança de energia primária .....	82
Tabela 52. Características da solução adotada .....	83
Tabela 53. Potência térmica da solução adotada .....	84
Tabela 54. Características do gerador que servirá de apoio .....	84
Tabela 55. Análise económica da solução adotada .....	85
Tabela 56. Investimento inicial .....	86
Tabela 57. Necessidades térmicas da indústria + <i>Chiller</i> de absorção .....	89
Tabela 58. Energia térmica recuperada pelo motor .....	89
Tabela 59. Necessidades de calor e calor recuperado pelo motor anuais .....	90
Tabela 60. Produção de energia elétrica anual .....	90
Tabela 61. Consumo de energia primária anual .....	90
Tabela 62. Rendimento elétrico equivalente e poupança de energia primária .....	90
Tabela 63. Análise económica do sistema de trigeração .....	91

---

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1. Enquadramento e motivação

Atualmente, um dos maiores desafios que surgem em todo o planeta é a gestão dos recursos energéticos. A procura de uma racionalização energética aliada a uma maior eficiência são uma constante graças ao aumento do consumo energético, do preço dos combustíveis fósseis e à crescente preocupação com o meio ambiente. Face a esta situação, há um foco maior na utilização de fontes de energias renováveis, bem como no desenvolvimento de tecnologias energéticas eficientes de forma a alcançar um setor energético seguro e confiável, suavizando assim os problemas acima mencionados.

A Figura 1 ilustra, de forma clara, o aumento do consumo de energia sem precedentes ao longo dos últimos 30 anos nos vários continentes. Este aumento foi de 7140,7 Mtep (milhão de tonelada equivalente de petróleo) para 12875,6 Mtep no espaço compreendido entre 1980 e 2010, sendo os maiores consumidores a Ásia e Oceânia com 37,9 % do consumo mundial, onde a Europa ocupa um terceiro lugar com 16,4 % (M. Jradi, S.Riffat, 2014).

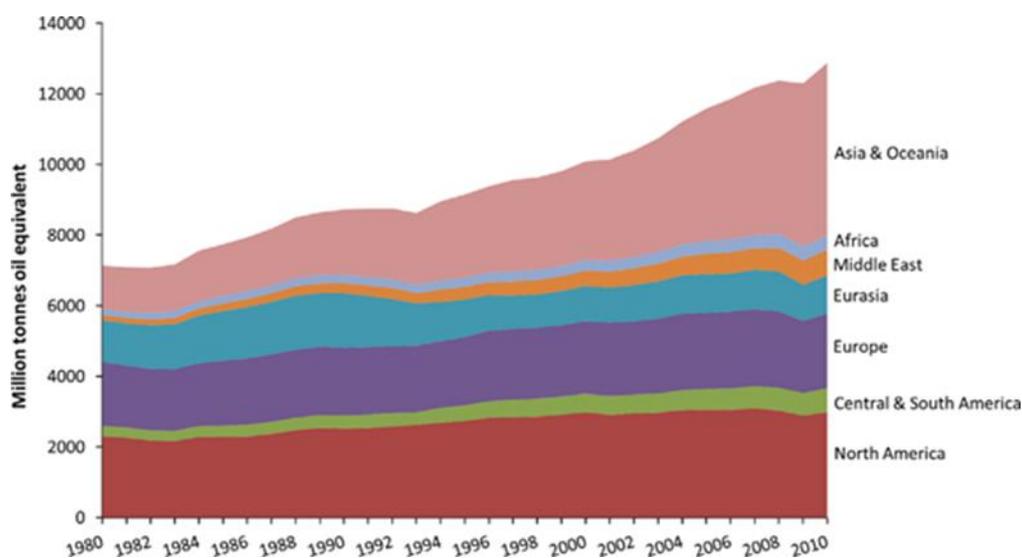


Figura 1. Consumo total de energia por continente (EIA, 2012).

Os combustíveis dominantes no universo da energia mundial continuam a ser os combustíveis fósseis convencionais. A Figura 2 representa o consumo total de energia em todo o mundo, por combustível, onde se verifica o domínio do petróleo (33,1 %), carvão (29,9 %) e gás natural (24 %).

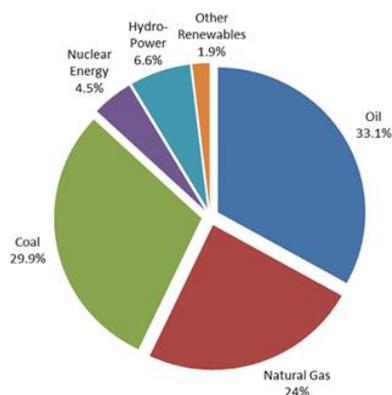


Figura 2. Energia consumida mundialmente, por combustível (BP, 2013).

O recurso às energias renováveis representa apenas uma pequena parcela no consumo mundial de energia, sendo apenas de 8,5 %. Esta elevada dependência dos combustíveis fósseis tem contribuído para marcas históricas não só de consumos mas também de emissões de CO<sub>2</sub> na atmosfera.

Portugal é um dos países da União Europeia com o mais baixo consumo de eletricidade *per capita*, no entanto, é também dos países com maior taxa de crescimento, pelo que existe uma necessidade de o governo português fazer um esforço no sentido de travar o crescimento exponencial dos gases de efeito de estufa, consequência do consumo crescente de energia elétrica, e promover a implementação de energias renováveis e políticas energéticas eficientes

Existe, em Portugal, um défice de recursos energéticos endógenos, nomeadamente o petróleo, carvão e gás natural, pelo que existe uma elevada dependência do exterior. Segundo a DGEG (Direção-Geral de Energia e Geologia), em 2012, 75,7% da energia primária consumida é de origem fóssil, bem como 63,5% da energia final consumida. A Figura 3 apresenta a distribuição da energia primária e energia final em Portugal correspondente ao ano 2012.

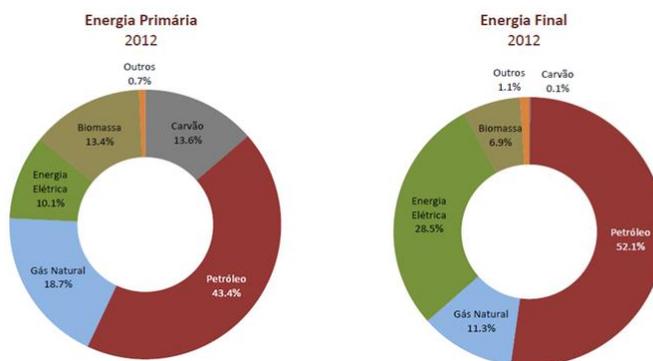


Figura 3. Distribuição da energia primária e final em 2012 (DGEG, 2012).

Dessa energia, 79,8 % é importada de fontes primárias de energia fóssil, provenientes do exterior. A Figura 4 ilustra as importações desde 2005 até 2012.

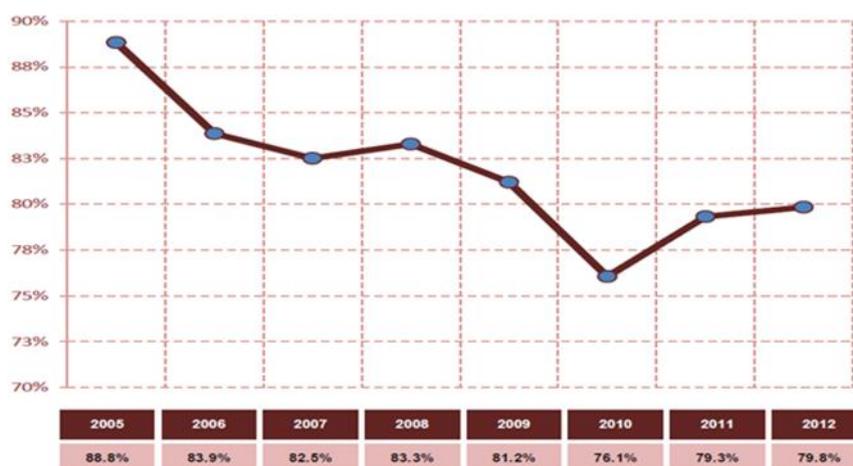


Figura 4. Consumos de energia proveniente do exterior (DGEG, 2012).

Através de uma análise à Figura 4, percebe-se que há uma diminuição das importações ao longo dos anos devido à aposta nas tecnologias renováveis que têm vindo a ser promovidas. A existência de um aumento da importação a partir de 2010 deve-se ao facto de ter sido um ano com pouca chuva e, portanto, houve uma diminuição da produção de energia elétrica proveniente das centrais hídricas, sendo estas as principais fontes de energia elétrica renovável em Portugal. A Figura 5 representa a produção de energia elétrica em Portugal em 2011 e 2012 (DGEG, 2012).

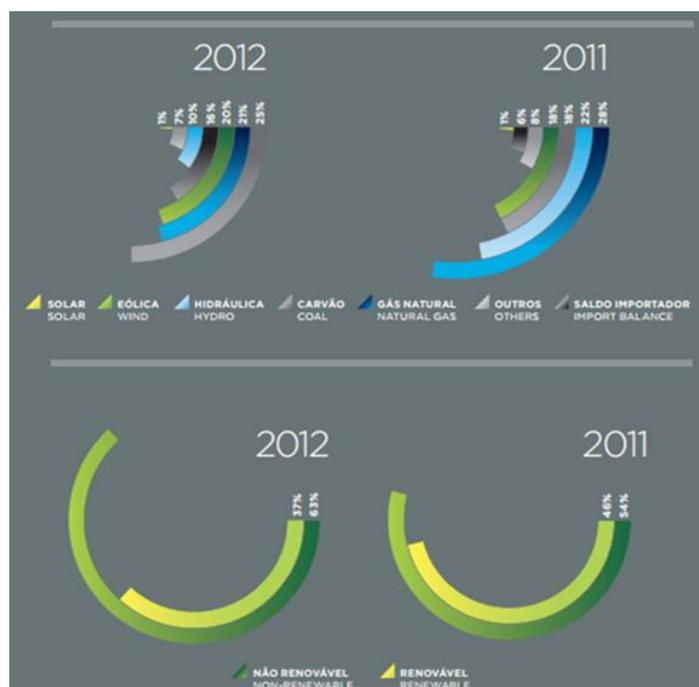


Figura 5. Produção de energia em 2011 e 2012 (REN, 2012).

A 15 de Abril de 2010 foi aprovado a nível nacional, pelo XVIII Governo Constitucional, a Estratégia Nacional para a Energia com uma meta para 2020. Serve este programa para Portugal liderar a revolução energética com o objetivo de assumir uma posição nos cinco primeiros líderes europeus em matérias de energias renováveis com forte capacidade exportadora. Uma das prioridades do ENE 2020 assenta na promoção da eficiência energética onde: “Será promovida a racionalização do uso da energia pela indústria e pela agricultura e a utilização da cogeração de elevada eficiência visando a redução do consumo de energia primária” (Conselho de Ministros, 2010).

Neste enquadramento surge o tema de dissertação: “Estudo do potencial de poupança de energia de um sistema de cogeração/trigeração para uma unidade agroalimentar de transformação de carne”. Inserido no projeto **INOVENERGY – Eficiência energética no setor agroalimentar**, pretende-se estudar a viabilidade técnico-económica de um sistema de cogeração/trigeração, produção combinada de calor, frio e eletricidade. O principal objetivo será verificar o potencial de poupança que resulta da implementação deste sistema numa indústria de transformação de carnes, INCARPO – Indústria e Comércio de Carnes, S.A., de forma a servir de modelo para o cálculo das potenciais poupanças de outras unidades industriais. A concretização desse objetivo passa por um conjunto extenso de fases, onde é

essencial a caracterização da unidade industrial através dos seus perfis de consumo energéticos e a elaboração de um estudo das medidas que possam contribuir para uma melhoria da eficiência energética. Esta é uma forma de promover a eficiência energética numa das divisões do setor secundário que consome mais energia: a indústria.

## 1.2. Fundamentação teórica

A termodinâmica aplicada às centrais térmicas é uma área de estudo clássica no ramo da engenharia. Tais estudos têm por objetivo a determinação e maximização da eficiência térmica, ou seja, “a produção mais eficiente (e económica) de energia elétrica ou mecânica a partir da energia química contida nos combustíveis” (Horlock, 1987).

A Segunda Lei da Termodinâmica estabelece limitações na possibilidade de converter energia de uma forma noutra, ou seja, na transformação de energia térmica em trabalho, grande parte da energia primária é desperdiçada sob a forma de calor para o meio externo. Essa limitação está enunciada no postulado de Kelvin que diz: “Nenhum processo é possível onde o único resultado é a absorção de calor de um reservatório e sua conversão completa em trabalho”.

Assim, existem situações em que, para além da necessidade de produção de trabalho ou energia elétrica, há consumos de energia térmica a baixas temperaturas que poderiam recorrer ao uso da energia térmica que é, inevitavelmente, rejeitada pelos motores. Nesse sentido foi criado o conceito de cogeração e pode ser definido como *a produção sequencial de duas ou mais formas de energia útil a partir da mesma fonte de energia primária* (EDUCOGEN, 2001).

## 1.3. Perspetivas históricas

A inclusão dos processos de produção de energia mecânica e térmica foi utilizada desde o início da revolução industrial, no entanto, devido aos baixos preços do combustível na altura (sec. XIX) e com o aumento das fontes energéticas disponíveis, as instalações de produção combinada de foram abandonadas passando a ser utilizados sistemas

individuais, como caldeiras para a produção da energia térmica e a aquisição de energia elétrica a empresas distribuidoras. Este sistema combinado de recursos energéticos voltou a ser incentivado nos anos setenta após as crises petrolíferas, o que permitiu uma nova análise mais elaborada e o desenvolvimento das condições ótimas de funcionamento dos equipamentos de produção combinada de eletricidade e calor.

Na última década, a instalação destes sistemas de cogeração cresce sem rodeios, muito por culpa da crise económica que se faz sentir, que promove o aumento da eficiência energética e a redução da dependência da rede elétrica. No entanto, o crescimento é muito mais lento nos países em desenvolvimento do que nos países desenvolvidos, por culpa da falta de consciência do público, das políticas de incentivos insuficientes, padrões de projeto não uniformes, ligações incompletas com a rede de energia elétrica e dificuldades na construção dos equipamentos (Mingxi Liu , Yang Shi, Fang Fang, 2014).

#### **1.4. A cogeração em Portugal**

Em Portugal começaram a ser instalados sistemas de produção combinada de eletricidade e calor, baseados em caldeiras e máquinas de vapor a partir dos anos 30, em unidades industriais de açúcar, refinação de petróleo, papel e têxtil. Mais tarde, as máquinas de vapor seriam substituídas por turbinas de vapor de contrapressão que acionavam alternadores e podiam operar em paralelo com as redes públicas. Em 1982, houve um incentivo à produção autónoma de energia elétrica através da regulação da qualidade de produtor independente, possibilitando assim estabelecer um paralelo com a Rede Elétrica Nacional (REN), valorizando os excedentes de energia elétrica entregues à mesma (CogenPortugal, 2014).

Os incentivos financeiros foram uma medida importante na promoção e implementação da tecnologia da cogeração através de centrais de contrapressão, que permitiram a Portugal atingir, em 1990, uma potência instalada de 530 MW, distribuídos por vários sectores como mostra a Figura 6.

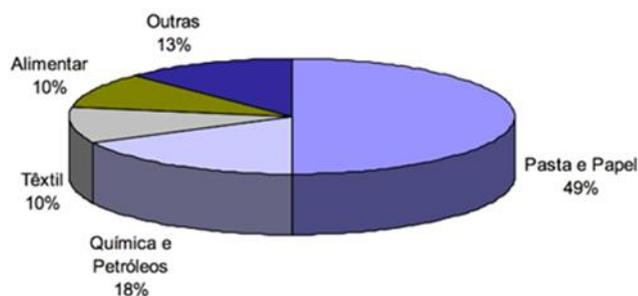


Figura 6. Distribuição das centrais de contrapressão em Portugal em 1990 (CogenPortugal, 2014).

Com o enquadramento legal adequado que reconhecia seriamente os benefícios da cogeração, tanto energéticos como ambientais, e com os elevados custos da eletricidade que dificultavam a competitividade das empresas portuguesas com empresas de outros países com custos energéticos mais baixos, levou à instalação de mais centrais com diversas tecnologias de cogeração. Surgiram então 64 novas centrais de cogeração com motores Diesel, consumindo fuelóleo, que atingiram uma potência instalada de 350 MW distribuída pelos sectores representados na Figura 7.

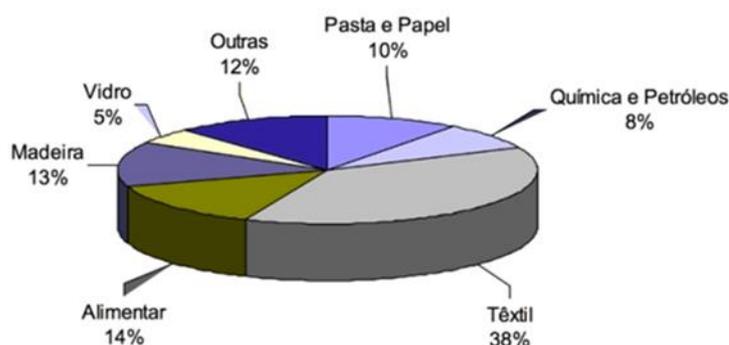


Figura 7. Distribuição das centrais de cogeração a fuelóleo em 2000 (CogenPortugal, 2014).

Já no final dos anos 90 e com a vulgarização do gás natural surgem novas oportunidades de tecnologias de cogeração utilizando-se motores de ciclo Otto e turbinas a gás natural. Esta medida levou ao aparecimento de novas centrais de cogeração ou à alteração de algumas que utilizavam outras tecnologias, fazendo com que em 2011, a potência instalada em Portugal fosse de 820 MW distribuídos pelos sectores representados na Figura 8.

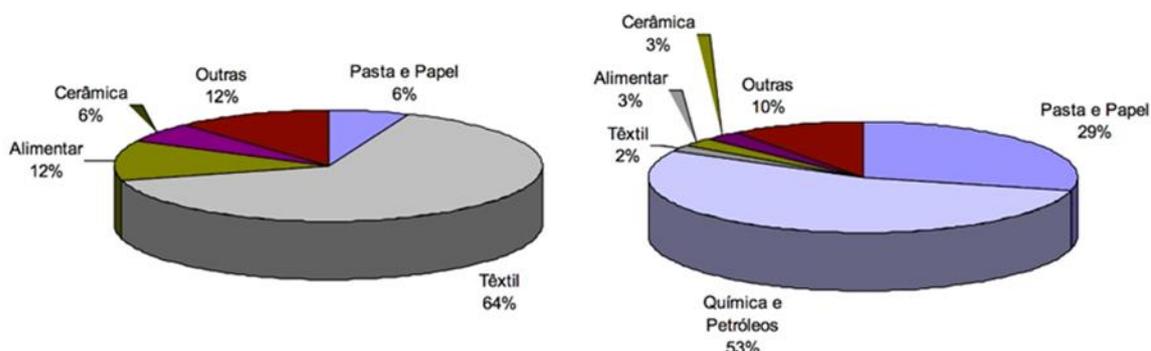


Figura 8. Distribuição de centrais de cogeração de Ciclo Otto (esquerda) e turbinas a gás natural (direita) em 2011 (CogenPortugal, 2014).

Atualmente, as instalações de cogeração em Portugal são maioritariamente equipamentos que utilizam o gás natural como combustível. Atingiu-se em 2012 cerca de 1300 MW de potência instalada repartida pelas tecnologias representadas na Figura 9.

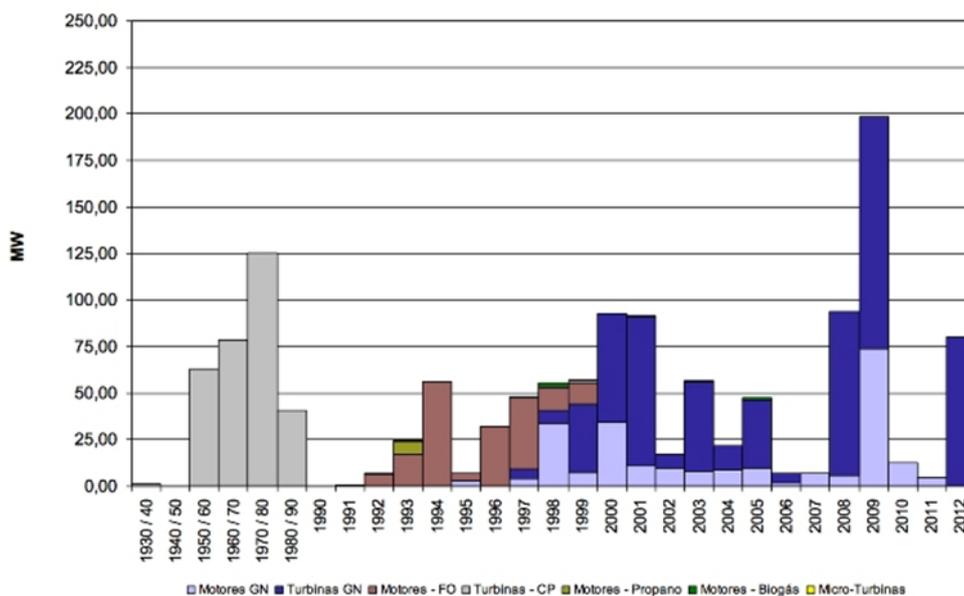


Figura 9. Instalações de cogeração em Portugal, por tecnologia, em 2012 (CogenPortugal, 2014).

A Figura 10 mostra a produção total de energia em Portugal no ano de 2012, onde se pode ver a influência da cogeração que atingiu uma produção anual estimada de 14% do total.

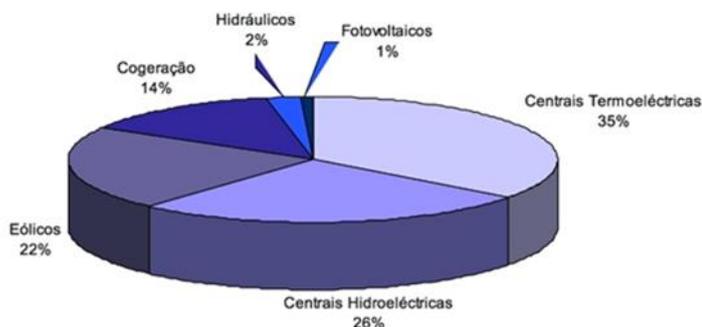


Figura 10. Produção de energia elétrica em Portugal em 2012 (CogenPortugal, 2014).

## 1.5. A trigeração em Portugal

Em 2007, havia em Portugal, 11 instalações de trigeração, no sector terciário, das quais somente 10 se encontram a funcionar satisfatoriamente. Aquelas 10 instalações representam aproximadamente 26,3 MWe, o que equivale a 2,4% da potência total instalada de Cogeração em Portugal. Todas essas instalações utilizam *Chillers* de Absorção com água-LiBr como par de trabalho. A Figura 11 mostra a distribuição das centrais de trigeração pelos diversos setores, em Portugal. As tecnologias utilizadas estão representadas na Figura 12.

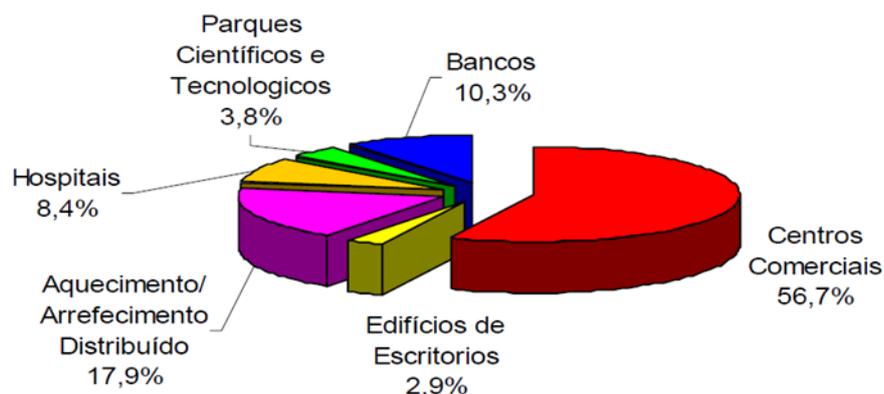


Figura 11. Distribuição de instalações de trigeração por sector. (França, 2008).

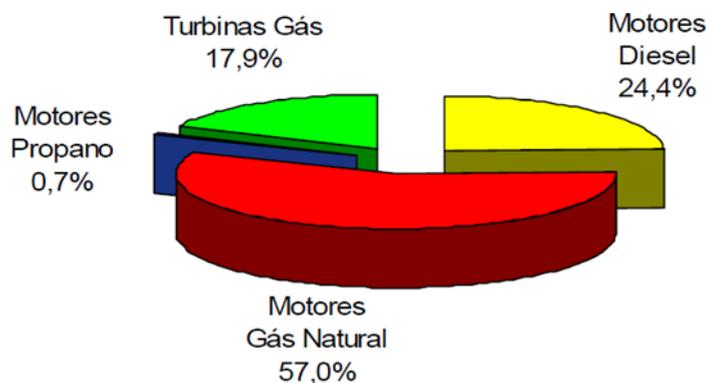


Figura 12. Tecnologias utilizadas nas centrais de trigeração (França, 2008).

Atualmente, não são conhecidos dados concretos relativamente à situação da trigeração em Portugal mas sabe-se que o principal foco deste tipo de projetos é no setor de serviços, com especial relevo na aplicação da trigeração em hospitais portugueses. Utilizam sistemas de trigeração o hospital São João no Porto, o hospital São Bernardo em Setúbal e o hospital Santo André em Leiria. Relativamente a tecnologias, os novos projetos baseiam-se geralmente em sistemas a gás natural em motores de ciclo Otto ou em turbinas a gás para escalas mais pequenas (França, 2008).

A trigeração é uma tecnologia eficiente que a cada dia que passa ganha mais maturidade tecnológica, e são reconhecidos os benefícios económicos e ambientais, sendo bastante apelativa a sua difusão no contexto energético português, nas aplicações que possuam viabilidade económica para tal.

É, no entanto, necessário ultrapassar certas barreiras tais como o preço elevado dos combustíveis, grande investimento inicial, condições de remuneração da energia elétrica, falta de espaço físico, burocracia excessiva e, muitas vezes, falta de informação.

## 1.6. Estrutura da tese

Para além do capítulo primeiro, que contém a introdução onde se encontra descrito o enquadramento e motivação, bem como alguma fundamentação teórica, esta tese está dividida em mais 4 capítulos.

No capítulo 2 fez-se uma abordagem monográfica dos sistemas de cogeração e trigeração, onde se enquadra um estudo das várias tecnologias utilizadas nestes sistemas, bem como vantagens e desvantagens de cada uma, legislação aplicável e esquemas de funcionamento.

No capítulo 3 foi examinado o caso-estudo, através de uma análise ao seu processo produtivo, aos seus consumos e principais consumidores, e aos custos associados a todo o processo.

No capítulo 4, com o objetivo de estudar as potenciais poupanças, primeiramente optou-se por avaliar a implementação de um sistema de refrigeração por absorção, já que o principal consumidor de energia elétrica é a central de frio. Selecionouse a tecnologia mais indicada para a indústria e fez-se uma análise das potenciais economias. De seguida procedeu-se ao estudo da implementação de um sistema de cogeração. Para isso, e com base nos dados do capítulo dois, selecionou-se a tecnologia mais indicada com base nas necessidades térmicas a suprimir, representadas num perfil de consumos semanal. Estudou-se várias soluções e selecionou-se a mais adequada e capaz de cobrir as necessidades. Depois, estudou-se a hipótese do sistema selecionado ser capaz de suprimir as necessidades do sistema de refrigeração por absorção, e fez-se a comparação dos vários casos estudados para melhor compreender as potenciais poupanças.

Por fim, no capítulo 5 fez-se uma conclusão acerca dos resultados obtidos e estudos futuros que possam melhorar o trabalho aqui desenvolvido

## 2. SISTEMAS DE PRODUÇÃO COMBINADA DE ENERGIA

Os sistemas de produção combinada de energia, sendo eles a cogeração e trigeração, surgem no sentido de desenvolver um modelo energético ideal que aumente a eficiência da componente energética, reduzindo os gastos de energia primária. Nesse modelo é ainda importante a viabilidade económica do investimento, bem como o fator ambiental onde se aplicam medidas que visam a redução de emissões de efluentes perigosos para a atmosfera.

As centrais termoelétricas convencionais convertem apenas 1/3 da energia do combustível em energia elétrica, estando a restante a ser dissipada sob a forma de calor. Através da cogeração de energia elétrica e calor é possível otimizar essa situação, podendo converter mais de 4/5 da energia do combustível em energia utilizável. A cogeração consiste na produção simultânea de energia elétrica e energia térmica, a partir da mesma fonte, ou seja, da queima de um único combustível e com recuperação de parte do calor rejeitado. Isto conduz à redução das perdas energéticas e ao aumento da eficiência global do sistema. Além do seu conhecido alto desempenho, a cogeração apresenta ainda um carácter descentralizador, por ter necessidade de estar próxima aa unidade consumidora, o que exclui a necessidade de linhas de transmissão extensas. Apesar de ser um conceito antigo, tem um grande potencial de aplicação (Brandão, 2004).

A Figura 13 representa as diferentes necessidades de combustível para as mesmas necessidades de energia num sistema de cogeração e num sistema de produção separada de energia. Verifica-se que há uma necessidade muito maior de combustível no segundo caso devido à percentagem de perdas mais elevada.

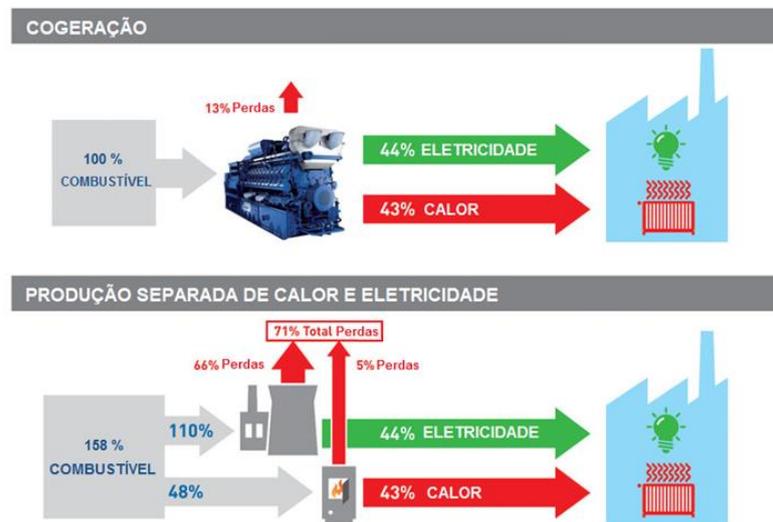


Figura 13. Cogeração vs Produção separada de calor e eletricidade (Adaptado de MWM, 2012).

Como já foi referido, a cogeração consiste no aproveitamento do calor residual dos processos termodinâmicos, que de outra forma seria desperdiçado, convertendo-o em energia mecânica para uma aplicação secundária. A eficiência do sistema poderá ser dada pela Equação 1.

$$\varepsilon = \frac{\text{Trabalho útil produzido} + \text{Energia térmica produzida}}{\text{Energia térmica fornecida}} \quad (1)$$

$$\varepsilon = \frac{W_{util} + Q_{processo}}{Q_{fornecida}} \quad (2)$$

A energia térmica proveniente de uma instalação de cogeração pode ainda ser utilizada para produzir frio através de, por exemplo, um ciclo de absorção. Este processo é denominado por trigeração. A trigeração acaba por ser um processo alargado da cogeração, sendo apenas adicionada a produção de frio com as respetivas tecnologias. Destaca-se a potencialidade dos sistemas de trigeração na indústria, nomeadamente no sector alimentar, devido às necessidades energéticas que estes possuem. A Figura 14 representa as necessidades dos diferentes tipos de energia em vários sectores.

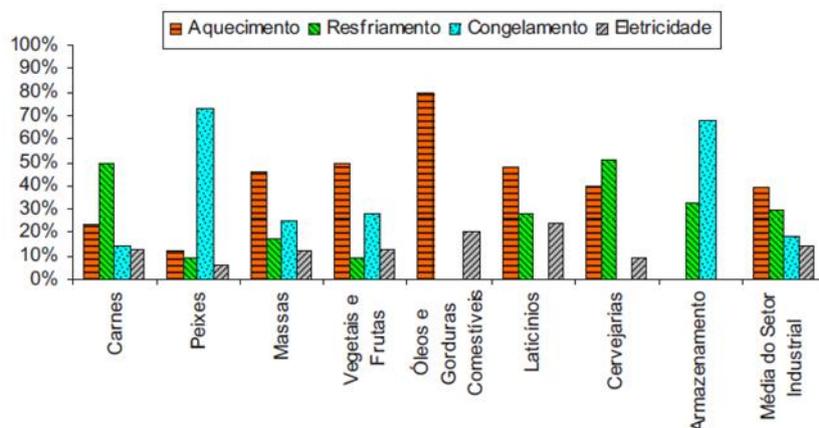


Figura 14. Necessidades de aquecimento, arrefecimento, congelação e eletricidade em vários sectores da indústria. (Paulique et. al, 2011).

Na Figura 15 está representado um sistema típico de trigeração. O gerador fornece energia elétrica para o utilizador e o calor é produzido como um subproduto, sendo recolhido no recuperador de calor para atender às necessidades de refrigeração e aquecimento, através de um *chiller* de absorção e uma unidade de aquecimento, por exemplo. Caso o calor recuperado não seja suficiente para satisfazer as necessidades, recorre-se à caldeira auxiliar de apoio e à rede elétrica se o défice for de eletricidade. Desta maneira, os três tipos de energia, calor, frio e eletricidade, podem ser fornecidos simultaneamente.

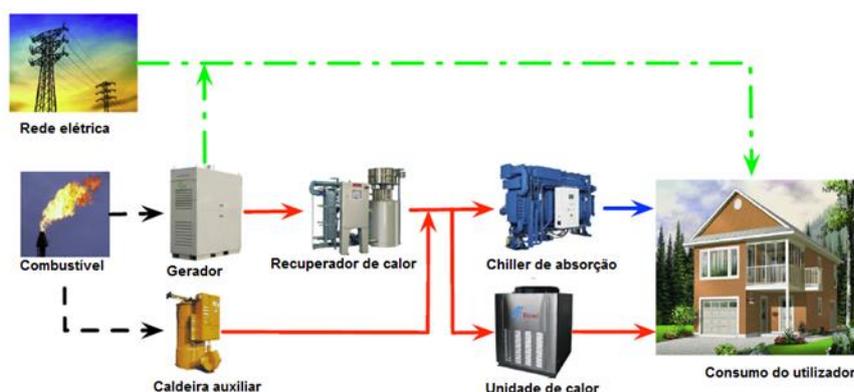


Figura 15. Esquema típico de um sistema de trigeração (Mingxi Liu , Yang Shi, Fang Fang, 2014).

## 2.1. Legislação aplicável

Existem vários documentos que estabelecem as regras aplicáveis à produção de energia. Na Tabela 1 encontram-se os vários documentos relativos à produção em cogeração e à produção de energia eléctrica no geral.

Tabela 1. Legislação recolhida e analisada (Santos, 2011)

Decretos-lei/Portarias	
189/88	Estabelece as regras aplicáveis à produção de energia eléctrica incluindo cogeração.
186/95	Estabelece regras aplicadas apenas à produção em cogeração.
313/95	Regula a actividade de produção de energia eléctrica que utilize recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos.
168/99	Regula a actividade de produção de energia eléctrica que utilize recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos. Revê e actualiza os decretos - lei nº189/88 e nº313/95 devido a políticas ambientais.
538/99	Estabelece regras relativas à produção em cogeração e revoga o decreto lei nº186/95 em grande parte devido a políticas ambientais.
339C/01	Revisão do decreto-lei nº168/99 introduzindo-lhe alterações, nomeadamente no estabelecimento de uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração.
313/01	Revê o decreto-lei nº538/99 reformulando as condições que devem respeitar as instalações de cogeração.
57/02 58/02 59/02 60/02	Estabelece os tarifários associados à venda de energia eléctrica produzida pelas instalações de cogeração. Estes diferem de acordo com potência de ligação ou energia primária utilizada.
68/02	Regula a actividade de produção de energia eléctrica em baixa tensão destinada principalmente a consumo próprio.
33A/05	Altera o anexo II do decreto-lei nº189/88, na redacção que lhe foi dado pelo decreto-lei nº168/99, e alterada pelo decreto-lei nº339 – C/01 relativo à produção de energia eléctrica a partir de recursos renováveis.
363/07	Actualiza e altera o decreto-lei nº68/02. Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade de pequena potência.
23/2010	Procede ao enquadramento da actividade de produção em cogeração, estabelecendo o respectivo regime jurídico e remuneratório. Revoga o decreto-lei nº538/99.
19/2010	Alteração, por apreciação parlamentar, ao decreto-lei nº23/2010.

Os documentos mais importantes para este estudo são aqueles que se referem especificamente à legislação aplicável a um sistema de cogeração, e que definem regras para o seu licenciamento e fórmulas de cálculo para a sua remuneração.

É importante evidenciar o disposto no artigo 23º do Decreto-Lei nº538/99, de 13 de dezembro com a redação dada pelo Decreto-Lei nº313/2001 de 10 de dezembro, que consiste no cálculo da eficiência da instalação medida pelo valor definido como Rendimento Elétrico Equivalente (REE). O critério imposto define que a cogeração deve apresentar:

$$REE = \frac{E}{C - \frac{T}{0,9 - 0,2 \times \frac{CR}{C}}} \geq 0.55 \quad (3)$$

Onde:

**E** - Energia Elétrica produzida anualmente, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética;

**T** - Energia Térmica consumida anualmente, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética;

**C** - Energia Primária consumida anualmente, avaliada a partir do poder calorífico inferior dos combustíveis e outros recursos utilizados;

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

Há ainda outro critério, para além do REE, imposto pelo artigo 4º do Decreto-Lei nº313/2001 de 10 de dezembro relativo ao Eer, que determina que a quantidade anual de energia vendida à rede não seja superior à quantidade de Energia Elétrica fornecida ao Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP).

Outro documento importante é a Diretiva Europeia 2004/8/CE de 11 de fevereiro de 2004 para a promoção de cogeração, baseada na procura útil de calor, cujo enquadramento legal foi dado em Portugal pelo Decreto-Lei 23/2010 de 25 de março e alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto. Segundo estes existe uma modalidade de regime remuneratório geral e outra especial. Os produtores em regime geral vendem a energia elétrica e térmica

produzida através de contratos estabelecidos entre os cogeredores e os clientes finais. Para estes produtores existe o prémio de participação no mercado. O regime remuneratório especial é apenas acessível a cogerações com potência igual ou inferior a 100 MW. Neste caso, o fornecimento de energia elétrica é remunerado pelo comercializador de último recurso (CUR) e é pago um prémio de eficiência e um prémio para a energia renovável, que depende das proporções de combustível renovável no consumo.

Segundo este Decreto, a classificação de sistemas de cogeração como unidades de elevada eficiência é baseada nos seguintes critérios:

- As instalações de cogeração com uma potência elétrica instalada superior a 25 MW têm que ter uma eficiência global superior a 70 % e uma poupança de energia primária relativamente à produção separada de eletricidade e calor de pelo menos 10 %;
- As instalações de cogeração com potência elétrica instalada compreendida entre 1 MW e 25 MW, têm que operar com uma poupança de energia primária relativamente à produção separada de eletricidade e calor de pelo menos 10 %;
- As instalações de cogeração de pequena dimensão (< 1 MW) têm que operar com uma poupança de energia primária relativamente à produção separada de eletricidade e calor;
- As instalações de cogeração que não se enquadrem nas alíneas anteriores mas em que haja poupança de energia primária.

A avaliação do desempenho dos sistemas de cogeração, segundo este mesmo decreto, é baseada no cálculo da Poupança de Energia Primária (PEP):

$$PEP = \left[ 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{T,CHP}}{\eta_{T,Ref}} + \frac{\eta_{E,CHP}}{\eta_{E,Ref}}} \right] \times 100\% \quad (4)$$

Onde:

$\eta_{T,CHP}$  - É a eficiência térmica da unidade de Cogeração;

$\eta_{E,CHP}$  - É a eficiência elétrica da unidade de Cogeração;

$\eta_{T,Ref}$  - É o valor de referência harmonizado da eficiência na produção separada de calor;

$\eta_{E,Ref}$  - É o valor de referência harmonizado da eficiência para a produção separada de eletricidade.

Os valores harmonizados de referência para as eficiências na produção separada de eletricidade e de calor, encontram-se publicados na Decisão 2011/877/UE de 19 de dezembro, do Parlamento Europeu e do Conselho.

## 2.2. Tecnologias de cogeração

Existem diversas tecnologias de geração de calor e eletricidade que podem servir as centrais de cogeração. Como existem diversas situações, a seleção da central de cogeração deve ser feita de acordo com as necessidades térmicas e elétricas a fornecer. Uma central de cogeração é formada por quatro elementos chave: uma máquina térmica ou *prime-mover*, um recuperador de calor, um gerador elétrico e um sistema de controlo. O *prime-mover* é a máquina principal do sistema de cogeração e é responsável pela transformação do combustível em energia, sendo portanto a parte mais básica mas também a mais importante, uma vez que caracteriza toda a instalação. Estas tecnologias podem ser divididas em duas categorias: Tecnologias de combustão (Turbinas, motores alternativos, motor Stirling) e Tecnologias eletroquímicas (Pilhas de Combustível).

Existe ainda uma divisão que pode ser efetuada nos sistemas de cogeração, tendo em conta as suas necessidades principais: *Topping cycle* e *Bottoming cycle*. No primeiro, o combustível é usado inicialmente para produção de eletricidade, e o calor rejeitado é posteriormente recuperado para o sistema térmico. No *bottoming cycle*, o combustível é inicialmente usado para a produção de calor e fins térmicos, podendo o vapor gerado ser utilizado em turbinas e outros dispositivos mecânicos para a geração de eletricidade.

### 2.2.1. Turbina a vapor

A turbina a vapor é uma opção tecnológica muito difundida em sistemas de rede de calor. Este tipo de sistemas produz cinco vezes mais energia térmica do que elétrica pelo que deve ser utilizado em centrais térmicas considerando a eletricidade como subproduto. O vapor de alta pressão, produzido em caldeiras, alimenta uma turbina a vapor que por sua vez aciona o gerador. O vapor de extração, numa faixa mais baixa de pressões, é utilizado como calor no processo. A Figura 16 representa um sistema com turbina a vapor utilizado nas indústrias.

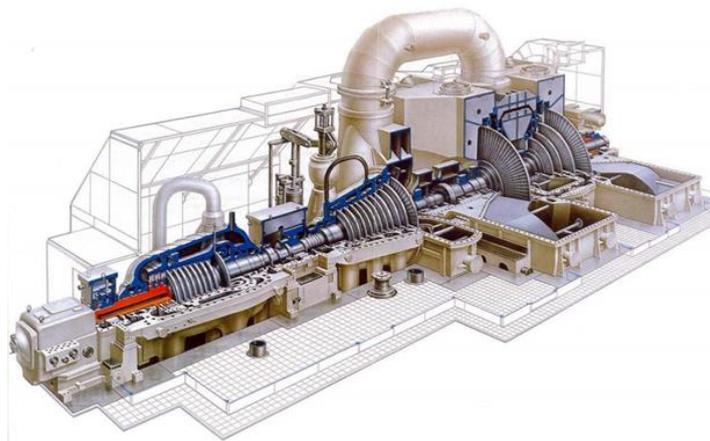


Figura 16. Exemplo de um sistema com turbina a vapor.

As turbinas a vapor podem dividir-se em dois grandes grupos, relativamente à pressão de saída do vapor: Turbinas de contrapressão e turbinas de condensação. Nas primeiras, o vapor sai da turbina a uma pressão superior à atmosférica, permitindo obter vapor a uma temperatura e pressão com múltiplas aplicações e, neste caso, é necessária a instalação de um condensador; nas turbinas de condensação, o vapor é extraído por subtiragens intermédias a pressões inferiores à atmosférica, de forma a maximizar o rendimento.

As aplicações de cogeração que utilizam turbinas a vapor têm sido cada vez mais comuns na produção centralizada de energia elétrica nas grandes instalações (acima de 20MW) e em indústrias com necessidades elevadas de vapor para o processo. Esta maior

difusão deve-se, essencialmente, às principais vantagens conhecidas desta tecnologia como o tempo de vida útil elevado (Existem turbinas que estiveram em serviço mais de 50 anos), elevada fiabilidade com operação e manutenção apropriada e adequação a uma grande variedade de combustíveis que podem ir desde o carvão, recursos florestais (madeira, etc), até ao fuelóleo e o gás natural. No entanto, existem também desvantagens relacionadas com a dificuldade de controlo de emissões de gases de efeito de estufa dos combustíveis queimados na caldeira, elevada relação potência térmica e elétrica, arranque lento e elevado custo de aquisição (EPA, 2008).

Os sistemas de cogeração com turbina a vapor são, normalmente, constituídos por cinco módulos: Pré-aquecedor, caldeira, turbina, condensador e gerador.

O funcionamento deste sistema inicia-se no pré-aquecedor que aquece a água que é depois direcionada para a caldeira onde atinge temperaturas suficientemente elevadas para produzir vapor a elevada pressão. Este vapor é expandido depois na turbina e a energia contida no vapor transforma-se em energia mecânica através da rotação da turbina, produzindo assim trabalho útil. O vapor que é extraído a pressão mais baixa é direcionado para o condensador onde se transformará mais uma vez em água e dá início outra vez ao ciclo a partir da caldeira, uma vez que já se encontra a uma temperatura aceitável, evitando assim o pré-aquecedor.

O gerador encontra-se acoplado ao eixo da turbina com vista a transformar a energia mecânica recebida em energia elétrica para ser distribuída conforme as necessidades. O vapor depois de acionar a turbina ainda encontra a uma pressão considerável pelo que pode ser desviado para ser usado no processo como fonte de vapor a alta ou baixa pressão

A Tabela 2 resume as características principais desta tecnologia.

Tabela 2. Características principais da Turbina a Vapor (EPA, 2008; M.Jradi, S.Riffat, 2014).

Potência elétrica [MW]	0,5 – 250
Rendimento elétrico [%]	15 – 38
Rendimento térmico [%]	40 – 60
Rendimento global [%]	60 – 80
Relação Potência térmica / Potência elétrica	3 – 10
Desempenho em carga parcial	Médio
Custos de investimento [€/kW]	300 – 800
Custos de operação e manutenção [€/MWh]	3
Disponibilidade [%]	99
Tipo de combustível	Todos
Tempo entre revisões [horas]	50000
Tempo de arranque [horas]	1 – 24
Pressão de combustível [bar]	Não se aplica
Densidade de potência [kW/m <sup>2</sup> ]	100
Emissões de NOx [kg/MWh]	Gás: 0,2 – 0,4 Madeira: 0,41 – 0,64 Carvão: 0,54 – 2,27
Ruído	Elevado

### 2.2.2. Turbina a gás

As turbinas a gás são muito utilizadas na indústria devido ao seu tamanho compacto, alta fiabilidade, grande variedade de potências, baixas emissões e pela sua permissividade de integração num sistema de cogeração. A Figura 17 apresenta o aspeto típico de uma turbina a gás usada na cogeração.



Figura 17. Sistema com turbina a gás (GE turbines, 2012).

Basicamente, uma turbina a gás consiste num tipo de motor térmico onde é produzido trabalho a partir de um fluxo de gases quentes oriundos da queima de um combustível. Este sistema de turbina a gás é muito divulgado em instalações com elevadas necessidades térmicas, uma vez que há produção de gases de escape a elevadas temperaturas podendo gerar vapor a elevada pressão ou utilizar esses gases para aquecimento de águas quentes sanitárias.

A Figura 18 expõe os componentes que constituem, de uma forma geral, os sistemas de turbinas a gás, e são eles: Sistema de admissão de ar, compressor, câmara de combustão, turbina de expansão e sistema de exaustão.

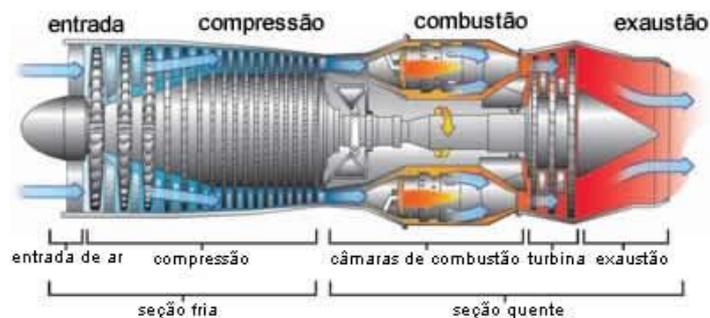


Figura 18. Constituintes principais de um sistema com turbina a gás.

Relativamente ao seu funcionamento, neste tipo de sistema, o compressor absorve o ar atmosférico de uma forma contínua e comprime-o para pressões elevadas. Posteriormente é encaminhado para a câmara de combustão onde se mistura com o combustível e dá-se a combustão, o que resulta num fluxo contínuo de ar (produtos de combustão) a elevada temperatura e energia. Depois de direcionados para a turbina, os gases originários da combustão são expandidos, o que permite a libertação da sua energia inerente

que por sua vez ativa o compressor e o gerador elétrico que, normalmente se encontra acoplado.

Este sistema pode ainda ver a sua eficiência maximizada caso se use o excesso de ar comprimido que não foi usado na combustão para arrefecer os componentes das áreas quentes da turbina a gás. O fluxo de ar usado nessa refrigeração é depois misturado com os gases de combustão expandidos e dirigidos para o sistema de exaustão. Por se tratar de gases relativamente limpos e pouco húmidos podem ainda ser aproveitados para processos de secagem industrial e para produção de vapor de média pressão que pode ser usado no acionamento de um *chiller* de absorção ou mesmo pré-aquecer o ar de combustão.

O ciclo termodinâmico que corresponde ao funcionamento da turbina a gás é o ciclo de Brayton, que pode ter dois tipos de configuração: Ciclo fechado e ciclo aberto. No ciclo fechado, raramente utilizado, o fluido de trabalho permanece no sistema e o combustível é queimado fora do sistema utilizando-se um permutador de calor para fornecer a energia da combustão ao fluido de trabalho. No ciclo aberto o fluido de trabalho é constantemente renovado, o ar que é retirado da atmosfera percorre um ciclo termodinâmico e os produtos são libertados novamente para a atmosfera.

Para além das vantagens já mencionadas, este sistema permite também a utilização de uma grande variedade de combustíveis, podendo ser gás natural, propano, biogás ou fuelóleo. Possui também um tempo reduzido de paragem e baixo custo de manutenção. Em contrapartida é muito influenciado pelo ambiente onde opera, isto é, o meio ambiente afeta a potência e eficiência sendo mais baixas a elevadas temperaturas. Por trabalhar com temperaturas elevadas e altas pressões implica o uso de materiais sofisticados e a implementação de sistemas mais complexos que maximizem o rendimento do sistema (EPA, 2008).

A Tabela 3 resume as características principais desta tecnologia.

Tabela 3. Características principais da Turbina a Gás (EPA, 2008; M.Jradi, S.Riffat, 2014).

Potência elétrica [MW]	0,5 – 250
Rendimento elétrico [%]	22 – 36
Rendimento térmico [%]	40 – 60
Rendimento global [%]	65 – 87
Relação Potência térmica / Potência elétrica	0,5 – 2
Desempenho em carga parcial	Mau
Custos de investimento [€/kW]	750 – 950
Custos de operação e manutenção [€/MWh]	3 – 8
Disponibilidade [%]	90 – 98
Tipo de combustível	Gás natural, propano e fuelóleo
Tempo entre revisões [horas]	25000 – 50000
Tempo de arranque [horas]	0,167 – 1
Pressão de combustível [bar]	7 – 35
Densidade de potência [kW/m <sup>2</sup> ]	20 – 500
Emissões de NOx [kg/MWh]	0,08 – 0,1
Ruído	Moderado

### 2.2.3. Microturbinas

As microturbinas são um sistema de dimensões relativamente reduzidas composto por compressor, câmara de combustão, turbina e gerador elétrico, com uma potência total disponível não superior a 250 kW. Existem sistemas semelhantes mas com potências entre os 250 kW e 1 MW que, nesse caso, são denominados por miniturbinas. A Figura 19 ilustra o aspeto de uma microturbina.

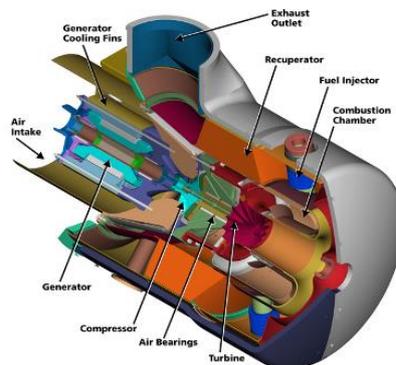


Figura 19. Ilustração de uma microturbina (Capstone Turbine C-200).

São muitas vezes utilizadas em sistemas de cogeração para edifícios de serviços, restaurantes e outras aplicações com uma gama baixa de potências porque para além da sua compactidade são muito pouco ruidosas e de boa fiabilidade. Por serem flexíveis nos modos de conexão e pela sua capacidade de se juntarem em paralelo para suprimir maiores necessidades, estas podem ser usadas como recurso energético para todo o tipo de instalações e o calor produzido pode ser usado para aquecimento, água quente ou vapor de baixa pressão. As principais desvantagens são os custos elevados, a baixa eficiência elétrica e a sensibilidade a condições ambientais (EPA, 2008).

O funcionamento de uma microturbina é semelhante ao de uma turbina a gás de ciclo aberto, ou seja, o calor libertado na combustão eleva a temperatura e pressão da mistura ar-combustível que é expandida ao passar na turbina e conseqüentemente transmite energia mecânica ao veio, acionando o compressor e o gerador. No entanto, com o objetivo de aumentar o rendimento, integra-se no sistema um recuperador de calor que permite aproveitar o calor disponível nos gases de escape para aquecer o ar novo antes de entrar na câmara de combustão.

A maioria das microturbinas existentes no mercado são utilizadas na produção de eletricidade, podendo funcionar em cogeração com equipamento adicional, ainda que, existem já turbinas preparadas de raiz para funcionar em cogeração. Quando se pretende que a turbina funcione em cogeração é utilizado um permutador de calor adicional de forma a tirar partido da elevada temperatura dos gases de escape. Podem ser utilizados vários tipos de combustível como o gás natural, gasolina sem chumbo, gasóleo, querosene, propano,

entre outros. Quando a pressão de alimentação não for suficiente, pode ainda ser utilizado um compressor.

A Tabela 4 resume as características principais desta tecnologia.

**Tabela 4. Características principais da Microturbina (EPA, 2008; M.Jradi, S.Riffat, 2014).**

<b>Potência elétrica [MW]</b>	0,03 – 0,25
<b>Rendimento elétrico [%]</b>	18 – 27
<b>Rendimento térmico [%]</b>	40 – 60
<b>Rendimento global [%]</b>	50 – 70
<b>Relação Potência térmica / Potência elétrica</b>	1,4 – 2,5
<b>Desempenho em carga parcial</b>	Médio
<b>Custos de investimento [€/kW]</b>	1750 – 2200
<b>Custos de operação e manutenção [€/MWh]</b>	8 – 18
<b>Disponibilidade [%]</b>	90 – 98
<b>Tipo de combustível</b>	Gás natural, propano, biogás e fuelóleo
<b>Tempo entre revisões [horas]</b>	20000 – 40000
<b>Tempo de arranque [horas]</b>	0,0167
<b>Pressão de combustível [bar]</b>	3,45 – 5,5
<b>Densidade de potência [kW/m<sup>2</sup>]</b>	5 – 70
<b>Emissões de NO<sub>x</sub> [kg/MWh]</b>	0,036 – 0,09
<b>Ruído</b>	Moderado

#### **2.2.4. Motor alternativo ou de combustão interna**

Um motor alternativo, também conhecido como motos de combustão interna, é uma máquina térmica que converte a energia libertada numa reação química em energia mecânica. Este tipo de tecnologia de cogeração está, de uma forma geral, associado à satisfação de necessidades industriais de energia elétrica, com necessidades térmicas pouco significativas ou com consumos de energia variáveis ao longo do tempo. É uma tecnologia

facilmente encontrada em instalações com potências na ordem dos 10 MW (EPA, 2008). A Figura 20 representa um exemplo típico de um motor de combustão interna numa indústria.



Figura 20. Motor de combustão interna (Jenbacher gas engines).

Neste tipo de equipamentos, ocorre uma mistura do combustível com o ar atmosférico na câmara de combustão e é lá que ocorre a combustão. A força expansiva dos gases de combustão vai promover o movimento cíclico de um pistão num cilindro, produzindo energia mecânica. Este trabalho que é feito pelo motor é usado para acionar um gerador elétrico e assim produzir energia elétrica, tal como ilustra a Figura 21. Esquema de funcionamento de um sistema com motor alternativo (EPA, 2008).

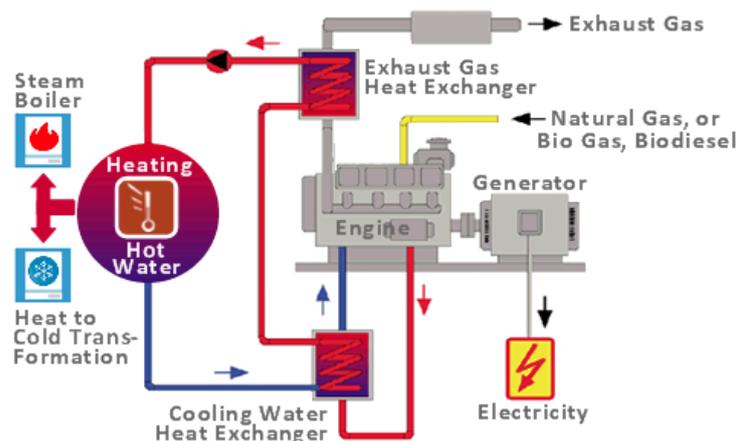


Figura 21. Esquema de funcionamento de um sistema com motor alternativo.

Os motores de combustão interna podem ser classificados com base no ciclo de funcionamento que utilizam: Ciclo Diesel ou ciclo Otto. Um motor que utiliza o ciclo Diesel, faz a compressão do ar no cilindro, onde posteriormente é injetado o combustível no fim do curso de compressão que inflama espontaneamente devido à elevada temperatura do ar. São

por isso denominados por motores de ignição por compressão. Num motor que utiliza o ciclo Otto, dá-se previamente uma mistura gasosa de ar e combustível que é comprimida na câmara de combustão, ocorrendo a ignição a partir de uma faísca. São por isso também denominados por motores de ignição por faísca.

Esta tecnologia ostenta, de um forma geral, um arranque rápido, um baixo custo de investimento e uma alta eficiência em carga parcial, o que permite uma grande gama de aplicações embora apresente graves restrições associadas à recuperação de calor face aos baixos níveis de temperatura. Possui ainda alta vibração, ruído e elevados custos de manutenção. No que diz respeito à cogeração, a viabilidade deste sistema é limitada aos casos em que o processo requer um grande quantidade de calor a baixas temperaturas.

Em distintas situações e indústrias, torna-se vantajoso o uso de gás natural como combustível de sistemas de cogeração com motores de combustão interna, tanto por questões logísticas como económicas. Caso seja utilizado o gás natural, o ciclo recomendado é o ciclo Otto, e neste caso o gás é misturado com o ar em determinadas quantidades e a uma pressão e temperatura pré-estabelecidas. Caso se use o ciclo Diesel é necessário, para além do gás e ar, adicionar uma pequena percentagem de gasóleo. Este tipo de equipamento é vulgarmente conhecido como equipamento bi-fuel ou dual-fuel, em função do modo como são feitas as misturas. É, no entanto, necessário utilizar compressores de elevada potência para atingir as elevadas pressões de gás necessárias à combustão. A eficiência global deste sistema ronda os 75%, onde 30% da energia contida no combustível é convertida em energia mecânica diretamente e perto de 45% em energia térmica (M. Jradi, S.Riffat, 2014).

A Tabela 5 (Ciclo Otto) e a Tabela 6 (Ciclo Diesel) resumem as características principais desta tecnologia.

**Tabela 5. Características principais dos MCI de ciclo Otto (EPA, 2008; M.Jradi, S.Riffat, 2014).**

Potência elétrica [MW]	0,05 – 5
Rendimento elétrico [%]	22 – 40
Rendimento térmico [%]	40 – 60
Rendimento global [%]	70 – 80
Relação Potência térmica / Potência elétrica	0,5 – 2
Desempenho em carga parcial	Médio
Custos de investimento [€/kW]	800 – 1600
Custos de operação e manutenção [€/MWh]	6,5 – 16
Disponibilidade [%]	92 – 97
Tipo de combustível	Gás natural, propano e biogás
Tempo entre revisões [horas]	25000 – 50000
Tempo de arranque [horas]	0,00278
Pressão de combustível [bar]	0,07 – 3,2
Densidade de potência [kW/m <sup>2</sup> ]	35 – 50
Emissões de NOx [kg/MWh]	0,03 – 0,36
Ruído	Elevado

**Tabela 6. Características principais dos MCI de ciclo Diesel (EPA, 2008; M.Jradi, S.Riffat, 2014).**

Potência elétrica [MW]	0,015 – 30
Rendimento elétrico [%]	22 – 36
Rendimento térmico [%]	40 – 60
Rendimento global [%]	70 – 85
Relação Potência térmica / Potência elétrica	0,4 – 1,7
Desempenho em carga parcial	Bom
Custos de investimento [€/kW]	700 – 1400
Custos de operação e manutenção [€/MWh]	6 – 12
Disponibilidade [%]	92 – 97
Tipo de combustível	Diesel e óleo residual
Tempo entre revisões [horas]	25000- 30000
Tempo de arranque [horas]	0,00278
Pressão de combustível [bar]	> 35
Densidade de potência [kW/m <sup>2</sup> ]	35 – 50
Emissões de NOx [kg/MWh]	1 – 14
Ruído	Elevado

### 2.2.5. Motor Stirling

O motor Stirling é um motor de combustão externa que funciona com um ciclo termodinâmico composto de quatro fases e é realizado em dois tempos do pistão: compressão isotérmica (temperatura constante), aquecimento isométrico (volume constante), expansão isotérmica e arrefecimento isométrico. Este é um ciclo idealizado mas que diverge bastante do ciclo real, apesar de se aproximar do Ciclo de Carnot que estabelece o limite teórico máximo para o rendimento de máquinas térmicas.

O motor Stirling é muito simples, consiste em duas câmaras a diferentes temperaturas que aquecem e arrefecem um gás de forma alternada, provocando expansão e compressão cíclicas, o que faz movimentar dois êmbolos ligados a um eixo comum. O gás utilizado nos modelos mais simples é o ar, no entanto, em modelos de alta potência e rendimento são usados hélio ou hidrogénio pressurizado por serem gases com condutividade térmica mais elevada e menor viscosidade, ou seja, transportam energia térmica mais rapidamente e têm menor resistência ao escoamento, o que implica menos perdas por atrito.

Ao contrário dos motores de combustão interna, o fluido de trabalho nunca deixa o interior do motor. Trata-se portanto de uma máquina de ciclo fechado. Figura 22 representa um esquema de funcionamento do motor Stirling.

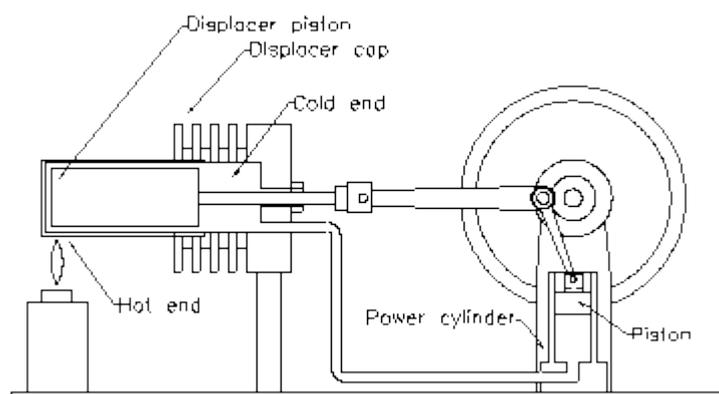


Figura 22. Esquema de funcionamento de um motor Stirling.

As principais vantagens deste tipo de sistema são o ruído moderado, baixas emissões, pode ser ajustado para aplicações domésticas e pode funcionar com energias

renováveis. No entanto, tem um tempo de arranque muito elevado e precisa de um investimento inicial muito alto (M. Jradi, S.Riffat, 2014).

As principais características destes sistemas que utilizam motores Stirling encontram-se na Tabela 7. Esta é uma tecnologia relativamente recente pelo que ainda não existe grande informação acessível. Por questões de coerência foi utilizada a mesma fonte para todas as características, apesar de variarem significativamente de autor para autor.

**Tabela 7. Características principais dos motores Stirling ( M.Jradi, S.Riffat, 2014).**

<b>Potência elétrica [MW]</b>	> 0,55
<b>Rendimento elétrico [%]</b>	15 – 35
<b>Rendimento térmico [%]</b>	40 – 60
<b>Rendimento global [%]</b>	60 – 80
<b>Relação Potência térmica / Potência elétrica</b>	0,15 – 0.4
<b>Desempenho em carga parcial</b>	Médio
<b>Custos de investimento [€/kW]</b>	1300 – 2000
<b>Custos de operação e manutenção [€/MWh]</b>	-
<b>Disponibilidade [%]</b>	-
<b>Tipo de combustível</b>	Todos
<b>Tempo entre revisões [horas]</b>	10000 – 30000
<b>Tempo de arranque [horas]</b>	-
<b>Pressão de combustível [bar]</b>	-
<b>Densidade de potência [kW/m<sup>2</sup>]</b>	-
<b>Emissões de NOx [kg/MWh]</b>	0,23
<b>Ruído</b>	Moderado

## 2.2.6. Pilhas de combustível

Uma pilha de combustível é um dispositivo eletroquímico, composto por um ânodo e um cátodo porosos e por um eletrólito, que converte a energia química de um combustível diretamente em energia elétrica, sem estágios intermédios de combustão e sem produção de energia mecânica. As pilhas de combustível são a associação de várias células de combustível de forma a obter potências mais elevadas. A Figura 23 representa uma pilha de combustível.



Figura 23. Pilha de combustível.

Uma célula de combustível pode converter mais do que 90% da energia contida num combustível em energia elétrica e calor. Todas as células de combustível, como mostra a Figura 24, são compostas por dois elétrodos, um positivo e um negativo – ânodo e cátodo, respetivamente –, e um eletrólito com a função de transportar os iões produzidos no ânodo ou no cátodo para o elétrodo contrário. Possui ainda um catalisador que acelera as reações químicas.

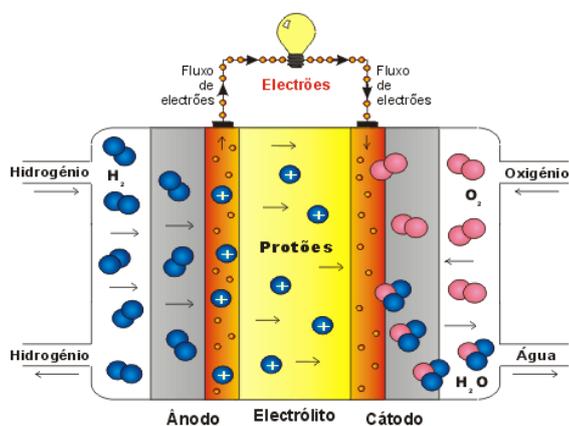


Figura 24. Representação esquemática de uma célula de combustível.

O combustível, vulgarmente o hidrogénio, é alimentado no ânodo da célula de combustível e oxida no catalisador de platina, produzindo assim dois eletrões e dois protões de hidrogénio,  $H^+$ . Estes eletrões produzidos pela reação de oxidação do hidrogénio são transportados por um circuito elétrico de forma a produzirem trabalho (corrente contínua). Por outro lado, os protões são transportados do ânodo para o cátodo através do eletrólito no centro da célula, e é no cátodo que esses protões vão reagir com o oxigénio que é alimentado à célula e com os eletrões oriundos do circuito elétrico. O produto final de toda esta reação é o vapor de água.

As pilhas de combustível são altamente eficientes para todo o tipo de carga e possuem baixas emissões, uma vez que a reação é eletroquímica e não há qualquer queima de combustível. No entanto, esta tecnologia possui ainda um custo muito elevado e uma fiabilidade e durabilidade incertas por ser ainda muito recente. De forma a melhorar o desempenho desta tecnologia para se adaptar a outros desafios, ou seja, proporcionando uma melhor flexibilidade face ao combustível utilizado e melhor utilização do calor produzido, foram desenvolvidos vários tipos de pilhas de combustível. As suas principais características encontram-se na Tabela 8. (M. Jradi, S.Riffat, 2014)

Tabela 8. Diferentes pilhas de combustível (CEEETA, 2001).

Tipo de fuel cell	Electrólito	Combustível	Oxidante	Ião Cond.	Temperatura de funcionamento [°C]	Rendimento eléctrico [% PCI]	Dimensão típica
AFC	KOH (hidróxido de potássio)	H <sub>2</sub> puro	Ar + H <sub>2</sub> O (s/CO <sub>2</sub> )	OH <sup>-</sup>	60 - 90	55 - 60	< 7 kW
PEFC / PEM	Membrana de polímero	H <sub>2</sub> puro	Ar (s/CO)	H <sup>+</sup>	70 - 90	35 - 45	5 - 250 kW
PAFC	Ácido fosfórico	H <sub>2</sub>	Ar (s/CO)	H <sup>+</sup>	200	35 - 45	200 kW
MCFC	Lítium, potássio, carbonato fundido	CH <sub>4</sub> , H <sub>2</sub> , CO	Ar + CO <sub>2</sub>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	600 - 650	45 - 55	2 - 3 MW
SOFC	Óxidos de Ytria e Zircónio	CH <sub>4</sub> , H <sub>2</sub> , CO	Ar	O <sup>2-</sup>	800 - 1000	45 - 55	Tubular: 100-5000 kW Planar: 50-100 kW

Onde:

- AFC – Alkaline Fuel cell;
- PEFC/FEM – Polymer Electrolyte Fuel Cell / Proton Exchange Membrane;

- PAFC – Phosphoric Acid Fuel Cell;
- MCFC – Molten Carbonate Fuel Cell;
- SOFC – Solid Oxid Fuel Cell.

A Tabela 9 resume as características principais desta tecnologia.

**Tabela 9. Características principais das Pilhas de Combustível (EPA, 2008; M.Jradi, S.Riffat, 2014).**

Potência elétrica [MW]	0,2 – 2
Rendimento elétrico [%]	30 – 63
Rendimento térmico [%]	20 – 50
Rendimento global [%]	55 – 80
Relação Potência térmica / Potência elétrica	0,5 – 1
Desempenho em carga parcial	Bom
Custos de investimento [€/kW]	3500 – 4800
Custos de operação e manutenção [€/MWh]	23 – 28
Disponibilidade [%]	> 95
Tipo de combustível	Gás natural, propano, hidrogénio e methanol
Tempo entre revisões [horas]	32000 – 64000
Tempo de arranque [horas]	3 – 72
Pressão de combustível [bar]	0,03 – 3,2
Densidade de potência [kW/m <sup>2</sup> ]	5 – 20
Emissões de NOx [kg/MWh]	0,005 – 0,007
Ruído	Moderado

### 2.2.7. Quadro-resumo das várias tecnologias

A Tabela 10 resulta da junção das várias características das diferentes tecnologias, servindo assim de ferramenta importante para a seleção da solução mais adequada aos sistemas em estudo. Os valores utilizados diferem de autor para autor, no entanto, optou-se por utilizar nestas tabelas valores em que os vários autores concordam ou, caso não aconteça, optou-se por utilizar os valores de autores que tenham feito estudos mais recentes de forma a tornar esta tabela atual.

Tabela 10. Comparação das características das diferentes tecnologias (EPA, 2008; M.Jradi, S.Riffat, 2014).

	Turbina a Vapor	Turbina a Gás	Microturbina	Motores alternativos (Otto)	Motores alternativos (Diesel)	Pilhas de Combustível	Motor Stirling
Potência elétrica [MW]	0,5 – 250	0,5 – 250	0,03 – 0,25	0,05 – 5	0,015 – 30	0,2 – 2	> 0,55
Rendimento elétrico [%]	15 – 38	22 – 36	18 – 27	22 – 40	22 – 36	30 – 63	15 – 35
Rendimento térmico [%]	40 – 60	40 – 60	40 – 60	40 – 60	40 – 60	20 – 50	40 – 60
Rendimento global [%]	60 – 80	65 – 87	50 – 70	70 – 80	70 – 85	55 – 80	60 – 80
Relação Potência térmica / Potência elétrica	3 – 10	0,5 – 2	1,4 – 2,5	0,5 – 2	0,4 – 1,7	0,5 – 1	0,15 – 0,4
Desempenho em carga parcial	Médio	Mau	Médio	Médio	Bom	Bom	Médio
Custos de investimento [€/kW]	300 – 800	750 – 950	1750 – 2200	800 – 1600	700 – 1400	3500 – 4800	1300 – 2000
Custos de operação e manutenção [€/MWh]	3	3 – 8	8 – 18	6,5 – 16	6 – 12	23 – 28	-
Disponibilidade [%]	99	90 – 98	90 – 98	92 – 97	92 – 97	> 95	
Tipo de combustível	Todos	Gás natural, propano e fuelóleo	Gás natural, propano, biogás e fuelóleo	Gás natural, propano e biogás	Diesel e óleo residual	Gás natural, propano, hidrogénio e metanol	Todos
Tempo entre revisões [horas]	50000	25000 – 50000	20000 – 40000	25000 – 50000	25000-30000	32000 – 64000	10000 – 30000
Tempo de arranque [horas]	1 – 24	0,167 – 1	0,0167	0,00278	0,00278	3 – 72	-
Pressão de combustível [bar]	Não se aplica	7 – 35	3,45 – 5,5	0,07 – 3,2	> 35	0,03 – 3,2	-
Densidade de potência [kW/m <sup>2</sup> ]	100	20 – 500	5 – 70	35 – 50	35 – 50	5 – 20	
Emissões de NOx [kg/MWh]	Gás: 0,2 – 0,4 Madeira: 0,41-0,64 Carvão: 0,54-2,27	0,08 – 0,1	0,036 – 0,09	0,03 – 0,36	1 – 14	0,005 – 0,007	0,23
Ruído	Elevado	Moderado	Moderado	Elevado	Elevado	Moderado	Moderado

## 2.3. Tecnologias de Trigeração

Os sistemas de trigeração são uma extensão dos sistemas de cogeração onde parte do calor resultante do ciclo termodinâmico é conduzido para um sistema que vai converter o calor em frio. Por essa razão, os *prime-movers* que caracterizam o sistema são os mesmos que existem para cogeração. Aqui o equipamento a selecionar e a adicionar ao sistema deverá ser capaz de fazer a conversão do calor em frio. Essa conversão é feita por *chillers* de absorção ou adsorção.

Na Tabela 11 encontram-se várias características principais das tecnologias de refrigeração utilizadas na trigeração.

**Tabela 11. Características das tecnologias de trigeração (M. Jradi, S.Riffat, 2014).**

	Efeito	Entrada de calor		Saída refrigerante	COP	Custo [€/TR]	Aplicações
		Pressão [bar]	Temperatura [°C]	Temperatura [°C]			
Chiller de absorção LiBr-Água	Simples	Vapor 2-3	Água quente 70 - 90	Água refrigerada 5 - 10	~0.7	870 - 920	Sistemas de trigeração de larga escala, aplicações comerciais e residenciais
Chiller de absorção LiBr-Água	Duplo	Vapor 4 - 8	Água quente 120 - 170	Água refrigerada 5 - 10	~1.2	930 - 980	
Chiller de absorção LiBr-Água	Triplo	-	Água quente 200 - 230	Água refrigerada 5 - 10	1.4 - 1.5	-	
Chiller de absorção Água-NH <sub>3</sub>	Simples	Vapor 2 - 16	Água quente 80 - 200	Água com glicol < 0	-0.5	1250 - 1750	Refrigeração em indústrias alimentares e químicas, pequenos sistemas de refrigeração residenciais, pequenos edifícios comerciais
Chiller de absorção Água-NH <sub>3</sub>	Duplo	Vapor 8 - 16	Água quente 170 - 220	Água refrigerada 5 - 10	0.8 - 1.2	-	
Chiller de adsorção sílica gel - Água	Simples	-	Água quente 60 - 85	Água refrigerada 7 - 15	0.3 - 0.7	-	Pequenos sistemas comerciais e residenciais
Chiller de adsorção carbono-metanol	Simples	Vapor 2 - 4	Água quente 80 - 120	Água com glicol < 0	0.1 - 0.4	-	Aplicações experimentais, produção de gelo e refrigeração em pequenos edifícios

### 2.3.1. Chillers de absorção

Num ciclo de compressão, o frio é produzido no evaporador onde se dá a vaporização do refrigerante cujo calor é posteriormente rejeitado no condensador e o refrigerante é aí condensado. Nos *chillers* de absorção existe também um mecanismo de condensação e outro de evaporação para produzir frio. No entanto, em vez de um compressor mecânico, estes *chillers* utilizam uma fonte de calor, ou por queima direta com recurso a um

queimador, ou por queima indireta com alimentação de vapor, água quente ou energia térmica proveniente de gases de desperdícios (Sousa, 2011).

Na sua conceção mais simples, um *chiller* de absorção é composto por uma bomba de solução, um permutador de calor, um condensador, um evaporador, um gerador e um absorvedor. Pode ser dividido em quatro zonas de funcionamento: Evaporador, onde é arrefecida a água; Absorvedor, onde o vapor de água é absorvido pelo absorvente; Gerador, onde é fornecido o calor pela fonte quente; Condensador, onde o vapor de água produzido no gerador é condensado. A Figura 25 representa um esquema de funcionamento e uma máquina de frio por absorção.

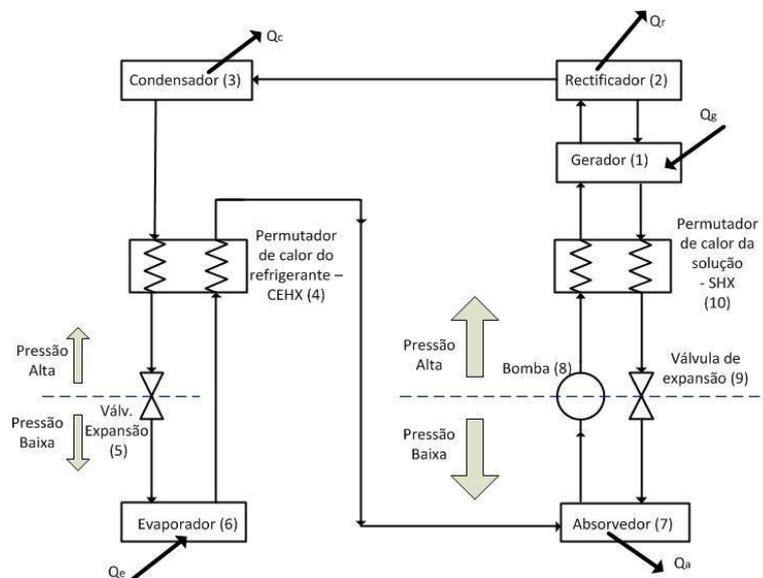


Figura 25. Esquema de funcionamento de um *Chiller* de absorção (Sousa, 2011).

A compressão do vapor do refrigerante é feita pela combinação do absorvedor, da bomba de solução e do gerador em vez de ser utilizado um compressor mecânico. O vapor gerado no evaporador é absorvido por um líquido absorvente no absorvedor. Esse líquido absorvente é bombeado para o gerador onde o refrigerante é libertado como vapor e irá ser posteriormente condensado no condensador. O absorvente mais concentrado é devolvido ao absorvedor para captar de novo vapor de refrigerante. O absorvente e o refrigerante formam um par de trabalhos.

O par de trabalhos tem sido objeto de muitos estudos e ao longo do tempo têm surgido várias propostas. No entanto, apenas dois vêm a ser utilizados em larga escala: O par amoníaco-água e o par água-brometo de lítio. O primeiro par é frequentemente

encontrado em aplicações de refrigeração onde são utilizadas temperaturas de evaporação inferiores a 0°C. O par água-brometo de lítio é mais utilizado em aplicações de arrefecimento de ar, onde as temperaturas necessárias são superiores a 0°C (Wei Wu, 2014).

O ciclo usado na Figura 25 pode ser modificado de várias maneiras em função dos requisitos. Um dos melhoramentos a fazer poderá ser a implementação de um sistema de duplo efeito que incorpora dois blocos gerador-absorvedor de modo a utilizar o calor fornecido mais ou menos duas vezes. A Figura 26 ilustra essa situação.

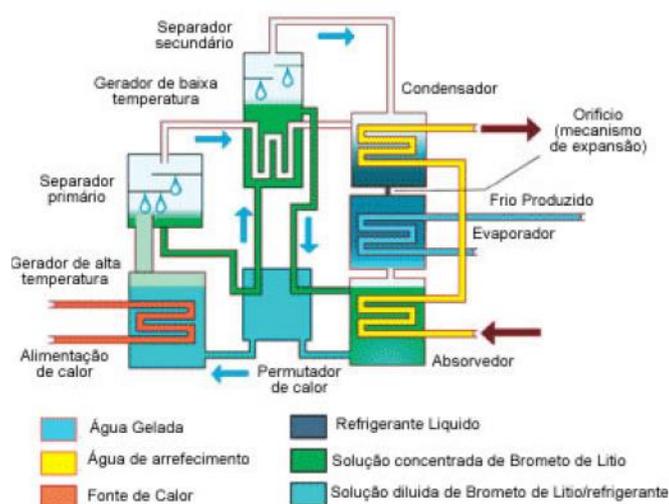


Figura 26. Esquema de funcionamento de um *chiller* de absorção de duplo efeito.

As vantagens da utilização de *chillers* de absorção são o baixo consumo elétrico, a sua fiabilidade e custos de manutenção muito baixos graças à sua conceção com poucas partes móveis, níveis reduzidos de ruído e vibrações bem como a inexistência de emissões de efluentes nocivos (Wei Wu, 2014).

### 2.3.2. *Chillers* de adsorção

Assim como os *chillers* de absorção, os *chillers* de adsorção têm a função de, a partir do calor gerado por uma fonte de calor externa, produzir frio. A diferença é no método utilizado, que como o próprio nome indica, no primeiro é a absorção e no segundo é a adsorção. A adsorção é um fenómeno de adesão revertível, que promove a acumulação de

uma substância gasosa ou dissolvida na superfície de um corpo. Quando as moléculas da substância são fixadas, estas libertam energia. A principal diferença entre adsorção e absorção tem a ver com o facto, neste ultimo processo, o fluido misturar-se com o absorvente para formar uma solução.

O *chiller* de adsorção é constituído por dois compartimentos com adsorvente: um evaporador e um condensador. O refrigerante utilizado é apenas água e o adsorvente é um gel, geralmente de sílica. Estes *chillers* de adsorção com gel de sílica podem funcionar com temperaturas inferiores a 80°C, o que lhes dá alguma vantagem, face aos *chillers* de absorção, em aplicações onde a fonte de calor é de baixa temperatura. A Figura 27 ilustra o esquema de funcionamento de um *chiller* de adsorção (M. Jradi, S.Riffat, 2014).

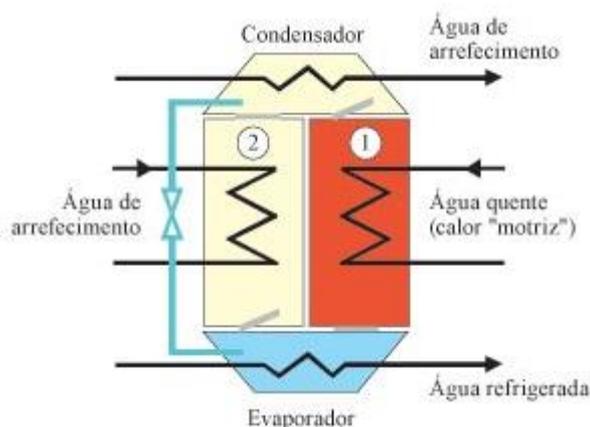


Figura 27. Esquema de funcionamento de um *chiller* de adsorção.

No compartimento 1, o adsorvente é regenerado com a água quente proveniente da fonte externa, o que provoca a vaporização do fluido refrigerante que passa no condensador e volta a ficar líquido. O fluido refrigerante, na forma de líquido saturado, é enviado do condensador para o evaporador onde se vai formar vapor de água que será adsorvido no compartimento 2. O constante arrefecimento deste compartimento permite garantir a adsorção. Como a pressão no evaporador é relativamente baixa, o fluido refrigerante é enviado na forma gasosa para o compartimento 2, retirando o calor por evaporação do circuito de água gelada, produzindo assim frio.

Em relação aos *chillers* de absorção, o *chillers* de adsorção têm a vantagem de não causarem danos ambientais uma vez que o refrigerante é água, evitando a formação de

CFC. Também são menos ruidosos por utilizarem pequenas bombas em vez de compressores. No entanto, têm um consumo elevado de energia térmica com baixas eficiências, um custo elevado e necessita de elevada estanquicidade devido à câmara de vácuo. (Mingxi Liu , Yang Shi, Fang Fang, 2014).

## 2.4. Metodologias e abordagens usadas na literatura

Ao longo dos anos, têm surgidos várias metodologias e várias soluções nos projetos de cogeração/trigeração, tornando-os extremamente flexíveis para cada tipo de consumidor energético. É necessário um estudo rigoroso preliminar para estabelecer a viabilidade, identificando o sistema mais adequado para as necessidades. Esse estudo envolve a análise atual da situação energética, a estimativa das necessidades futuras e a avaliação técnico-económica.

A primeira etapa o estudo envolve a determinação das necessidades energéticas da instalação, que deve incluir a análise de consumos de energia elétrica e térmica, bem como a energia para refrigeração e consequentes distribuições. É também imperativo registar as necessidades de combustível, água quente, vapor e frio durante um período de tempo corresponde a anos anteriores, assim como perfis de consumos diários durante dias típicos que fornecem uma indicação sobre a utilização do potencial da instalação. Com estas análises é possível calcular a razão calor/eletricidade, principal critério na seleção da máquina. Outros fatores a ter em consideração são a estrutura de consumos elétricos e térmicos, tempos de operação e combustíveis disponíveis.

A fase seguinte baseia-se na avaliação técnica do sistema, onde se determinam os consumos de eletricidade e combustível e calcula-se as economias de energia. Os limites desta área serão sempre impostos pela legislação existente. A unidade de produção de frio será escolhida com base nas características da energia térmica à saída da máquina base, ou seja, deve-se verificar a disponibilidade no mercado de máquinas de frio e agrupá-las com base nas suas características de energia de alimentação.

### 2.4.1. Referências na literatura

Alguns exemplos da aplicação de sistemas de trigeração na indústria alimentar foram estudados por J.Bassols *et al.* (2002) e Colonna e Gabrielli (2003). Esses estudos envolveram ciclos frigoríficos de água-amônia e turbinas a gás.

Bruno *et al.* (1999) propuseram uma metodologia que integrava *chillers* de absorção em sistemas de cogeração. O objetivo era estudar a viabilidade de integração de *chillers* de absorção de água-amoníaco disponíveis no mercado nesse tipo de sistemas e comparar esses resultados como o modo convencional de produção de frio utilizando *chillers* de compressão de vapor. Este método foi aplicado numa indústria petroquímica da Bayer em Tarragona, Espanha. A indústria em questão utilizava duas turbinas a gás, duas caldeiras de recuperação e uma turbina de vapor de extração/condensação. Os resultados definiram que a integração de ciclos de absorção em sistemas de cogeração com turbina a gás aumenta as necessidades de vapor e, conseqüentemente, a produção de potência elétrica. Assim, neste caso, seria mais vantajoso a utilização de refrigeração por compressão por não ser economicamente viável a utilização de ciclos de absorção durante os períodos com baixas necessidades de vapor. No entanto, para sistemas de maior capacidade, os *chillers* de absorção revelaram-se a melhor opção.

Temir e Bilge (2004) fizeram um estudo de uma central de trigeração que produz energia elétrica através de um motor a gás e refrigeração por absorção utilizando como fonte de alimentação os gases de exaustão desse motor. O sistema de trigeração é composto por um motor de combustão interna com produção de 1900 kW em Ciclo Otto, por uma caldeira de recuperação com eficiência térmica de 0,92 e por um sistema de refrigeração por absorção água-brometo de lítio com coeficiente de performance (COP) de 0,66 e capacidade de 1130 kW, onde água é refrigerada de 12°C para 7°C. Verificaram que o motor a gás é o equipamento que mais causa contrariedades irreversíveis e que necessita de um maior investimento. A caldeira de recuperação deverá ter grandes áreas de troca de calor para aumentar a eficiência, o que leva a um elevado valor de investimento, bem como à grande dimensão do equipamento. Ao analisar o sistema de refrigeração por absorção verificou-se

que o fator dominante é o capital de investimento e os custos de operação e manutenção, não sendo economicamente viáveis equipamentos de alta eficiência devido ao alto valor monetário.

N.Sugiartha *et al.* (2009) avaliaram a hipótese de utilização de uma microturbina a gás num sistema de trigeração para um supermercado, através da sua performance e eficiência energética, ambiental e económica. Dois modelos foram utilizados baseados na cogeração com microturbinas a gás de 80 kWe, dimensionadas de forma a satisfazer 50 % das necessidades de refrigeração do supermercado: Carga elétrica máxima em regime contínuo e Seguimento da carga térmica.

O primeiro caso é mais vantajoso para uma fração de calor gerado inferior a 85%, uma vez que fornece uma melhor performance energética, económica e ambiental. Para frações de calor gerado superior a 85% ambas as estratégias são similares.

Kavvadias *et al.*(2010) abordaram o problema do dimensionamento de uma central de trigeração para um hospital na Grécia. Como tecnologias a implementar consideraram um motor de combustão interna e *chillers* de absorção e compressão, com uma caldeira de apoio. O ponto de partida são os diagramas de carga elétrico, de aquecimento e arrefecimento para um dia típico de Verão e Inverno. As estratégias propostas foram: Operação contínua, com o equipamento a funcionar 8,16 ou 24 horas que simulam 1, 2 e 3 turnos; Corte de pico, na qual a cogeração está programada para entrar em funcionamento quando se atinge  $P_{set} = 70\%$ ,  $80\%$  ou  $90\%$  da carga elétrica diária; Carga parcial, na qual as necessidades elétricas do edifício são satisfeitas pelo equipamento de cogeração até às potências de 50%, 100% e 150% da carga elétrica mínima requerida; Seguimento da carga elétrica equivalente que pressupõe um mínimo de eletricidade comprada da rede de 0%, 50% ou 100% da carga elétrica mínima requerida.

Após uma análise económica ao período de retorno do investimento e tendo também em conta o lucro anual da instalação, concluíram que a estratégia de seguimento de carga elétrica equivalente se mostra com um potencial superior às outras.

### 3. CASO ESTUDO

#### 3.1. Apresentação da Empresa

A indústria considerada para este estudo está localizada em Condeixa-a-Nova, distrito de Coimbra, sendo a sua principal atividade o abate e transformação de carne. É composta por um edifício de dois andares, um primeiro andar destinado aos serviços administrativos e o rés-do-chão constituído pela zona fabril. A instalação, datada de 1991, tem uma área coberta de 7000 m<sup>2</sup> e uma área descoberta de 40160 m<sup>2</sup>.

A empresa conta, atualmente, com 175 trabalhadores divididos por diferentes funções e períodos de trabalho. O horário de funcionamento da empresa é das 6 até às 17:30 horas, ainda que a parte da distribuição labore das 16 às 2 horas. Na Figura 28 encontra-se uma vista aérea da unidade industrial.



Figura 28. Vista aérea das instalações industriais da Incarpo (Bento, 2011).

A indústria dedica-se à preparação e comercialização de carnes e tem como produtos finais: Carnes frescas, congelados, cozidos, cozidos e fumados e preparados de carne. A diversidade de produtos finais implica um processo produtivo com diferentes etapas. O processo produtivo pode ser dividido em:

- Receção das mercadorias e matérias-primas: As matérias-primas e subsidiárias chegam e são inspecionadas e acondicionadas num armazém, se tudo estiver em conformidade com os requisitos estabelecidos.

- **Receção de animais e transformação:** Os animais chegam vivos ao matadouro, passam por um período de repouso, são inspecionados e encaminhados a uma zona de insensibilização onde sofrem um choque elétrico e passam depois para a fase da sangria. Após as várias fases de limpeza e preparação as carcaças, estas entram num chamuscador automático de suínos para queimar todos os pelos destes. Seguem-se então processos de lavagem, evisceração e inspeção *post-mortem*.

- **Desmancha de suínos:** Separação das várias partes dos suínos.

- **Processo de fabrico dos preparados de carne:** Preparação de salsichas e espetadas de carne.

- **Processo de fabrico de cozidos e fumados:** preparação das misturas para o processo de enchimento, enformagem e clipsagem para posteriormente serem cozidas a vapor em estufas e depois encaminhadas para o fumeiro.

- **Processo de fabrico dos cozidos:** Preparação de pastas finas, fiambre, mortadela etc.

- **Processo de embalagem dos produtos confeccionados:** Esta fase engloba a embalagem, pesagem e rotulagem dos produtos. Se estiverem de acordo com os requisitos estabelecidos, estes serão armazenados pra posterior expedição e distribuição.

Todo o processo produtivo encontra-se ilustrado no fluxograma da Figura 29.



Figura 29. Fluxograma do processo produtivo.

### 3.2. Consumos energéticos

A empresa em estudo consome energia elétrica, gás natural, gasóleo e lenha. A lenha consumida corresponde, na sua totalidade, ao processo de fumados e cozidos. Após cozedura, os produtos fabricados são transportados para os fumeiros onde são afetados por fumos da queima lenta da lenha de azinho durante 5 a 10 horas. Relativamente ao gasóleo, este garante as necessidades da frota de transportes que é constituída por 13 viaturas ligeiras de serviço comercial e 19 viaturas pesadas de entrega de mercadorias. Na Figura 30 estão representadas viaturas de distribuição equipadas com motores de frio a energia elétrica e gasóleo.



**Figura 30. Viaturas de distribuição (Bento, 2011).**

O consumo de gás natural está distribuído por três setores: Cozinha do refeitório, gerador de vapor e chamuscador do matadouro. Por ter um consumo pouco significativo em relação aos outros setores, o setor da cozinha no refeitório pode ser desprezado.

O gerador de vapor é responsável pela produção de vapor que funciona como transportador de energia térmica utilizada para acionamento dos equipamentos no matadouro, estufas de fiambre e estufas de outros enchidos, bem como para limpezas nas salas de lavagem de cestos e para aquecimento de água. As águas quentes são utilizadas na higienização de utensílios, equipamentos e das próprias instalações. As características do gerador de vapor, representado na Figura 31, encontram-se na Tabela 12



**Figura 31. Gerador de vapor.**

**Tabela 12. Características do gerador de vapor.**

Marca	Ambitermo
Modelo	SBC-S130
Temp. Max. Adm.	188°C
Capacidade	10550 litros
Superfície Aquecimento	128,77m <sup>2</sup>

Combustível	Gás Natural
Pressão Max. Adm.	11 Bar
Fluido a Conter	Água
Potência Calorífica	4100 KW
Vaporização	6250 Kg/h

O chamuscador do matadouro tem um funcionamento de 4 a 5 horas diárias durante o abate dos suínos. Encontra-se representado na Figura 32.



**Figura 32. Chamuscador automático de suínos (Bento, 2011).**

Em relação à energia elétrica, esta é recebida a uma tensão de 15 kV e alimenta um posto de transformação equipado com um transformador de 800 kVA. Existe ainda um gerador de emergência que, por ter um consumo apenas pontual em situações de falha de energia, pode ser desprezado.

A empresa é alimentada pelo Sistema Elétrico Público, e a contagem e faturação são efetuadas em média tensão, com um regime tetra-horário e com a opção de tarifa de ciclo diário. A potência instalada é então de 800 kVA com 604,72 kW contratados.

O consumo de energia elétrica está relacionado com a iluminação geral nos diversos setores da empresa, assim como no acionamento de vários motores pertencentes às máquinas e equipamentos dos vários setores de fabrico. A energia elétrica é ainda responsável pelo acionamento de dois compressores de ar comprimido e um secador de ar que alimentam toda a rede de ar comprimido em toda a indústria, bem como da produção e distribuição de frio. A produção de frio está a cargo de sete compressores de frio, quatro reservatórios de amoníaco e três torres de arrefecimento.

### 3.2.1. Caracterização das necessidades térmicas e elétricas

Nas Tabelas seguintes, encontram-se devidamente identificadas as necessidades térmicas dos anos 2006, 2010 e 2011. Através destes dados é possível identificar as variações nos consumos dos vários tipos de energia. Percebe-se assim que existe um aumento do consumo que está relacionado com o aumento da produção mas também desde 2006, ano em que se efetuou uma auditoria energética, houve alterações significativas na produção e foram introduzidas alterações a procedimentos menos corretos. Os valores utilizados foram extraídos de faturas de consumo dos vários tipos de energia fornecidas pela empresa.

Tabela 13. Distribuição do consumo energético global em 2006.

Forma de energia	Unidades de faturação	Unidades de energia primária [tep]	Energia total [%]	Custos energéticos [€]	Custos energéticos [%]	Custo por unidade
Energia elétrica	258729 kWh	556,3	47	186634,7	30,75	0,072 €/kWh
Gás natural	3614114 kWh	310,04	26,2	139968	23,06	0,039 €/kWh
Gasóleo	273,128 t	269,89	22,8	265442	43,74	971,86 €/t
Lenha	174,585 t	48,01	4	14839,7	2,45	85 €/t
Total		1184,24	100	606884,4	100	

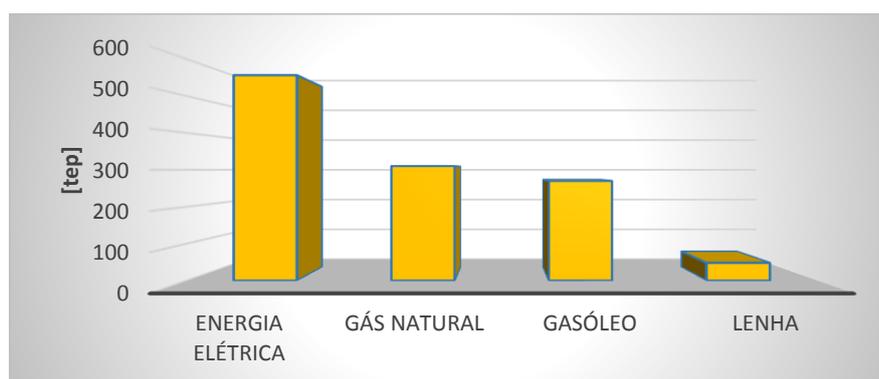


Figura 33. Consumo de energia primária em 2006

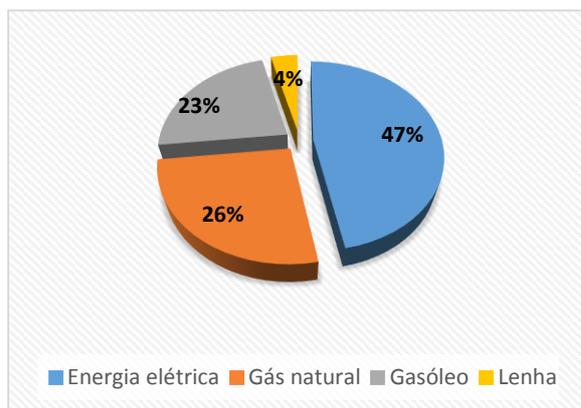


Figura 34. Distribuição percentual dos consumos energéticos

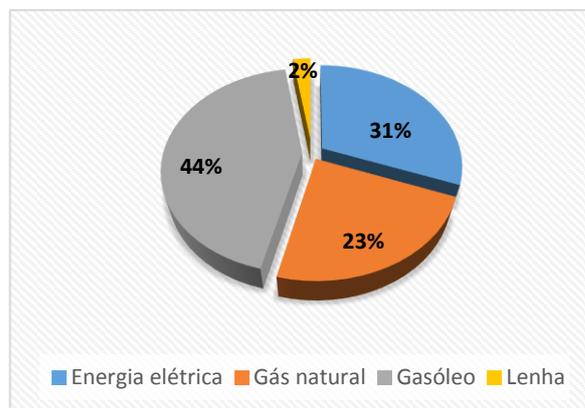


Figura 35. Distribuição percentual dos custos energéticos em 2006

Tabela 14. Distribuição do consumo energético global em 2010

Forma de energia	Unidades de faturação	Unidades de energia primária [tep]	Energia total [%]	Custos energéticos [€]	Custos energéticos [%]	Custo por unidade
Energia elétrica	2886886 kWh	620,7	44,88	234386,27	26,6	0,081 €/kWh
Gás natural	4372456 kWh	334,5	24,19	146310,47	16,6	0,334 €/kWh
Gasóleo	398009 L	411,9	29,79	495919,21	56,2	1,246 €/L
Lenha	57,16 t	15,7	1,14	5144,4	0,6	90 €/t
	Total	1382,8	100,0	881760,4	100,0	

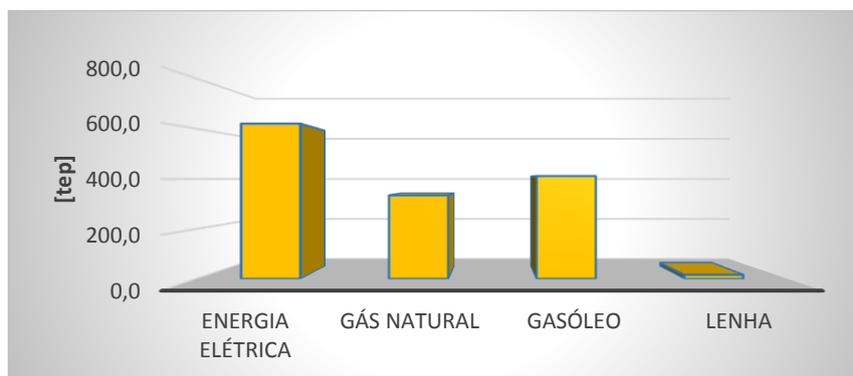


Figura 36. Consumo de energia primária em 2010

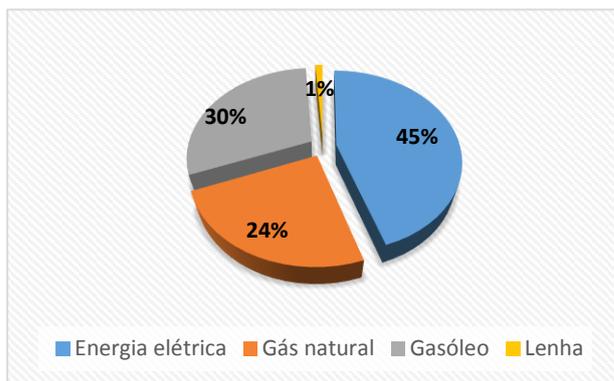


Figura 38. Distribuição percentual dos consumos energéticos em 2010

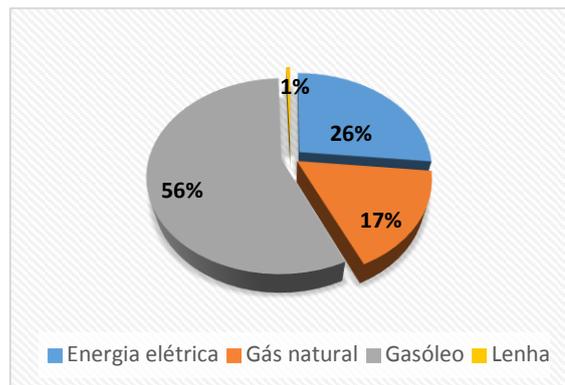


Figura 37. Distribuição percentual dos custos energéticos em 2010

Tabela 15. Distribuição do consumo energético global em 2011

Forma de energia	Unidades de faturação	Unidades de energia primária [tep]	Energia total [%]	Custos energéticos [€]	Custos energéticos [%]	Custo por unidade
Energia elétrica	2965431 kWh	637,6	49,32	275182,46	37,6	0,093 €/kWh
Gás natural	3922008 kWh	336,5	26,03	156261,807	21,4	0,039 €/kWh
Gasóleo	277704 L	286,7	22,18	291836,809	39,9	1,081 €/L
Lenha	91,18 t	32,1	2,48	8212,6	1,1	90 €/t
Total		1292,8	100,0	731493,7	100,0	

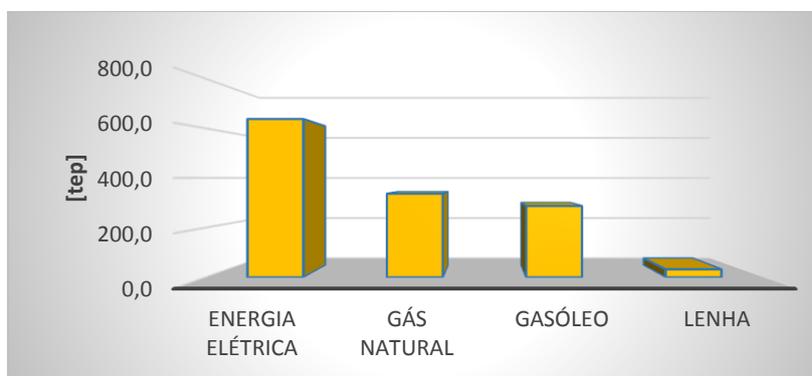


Figura 39. Consumo de energia primária em 2011

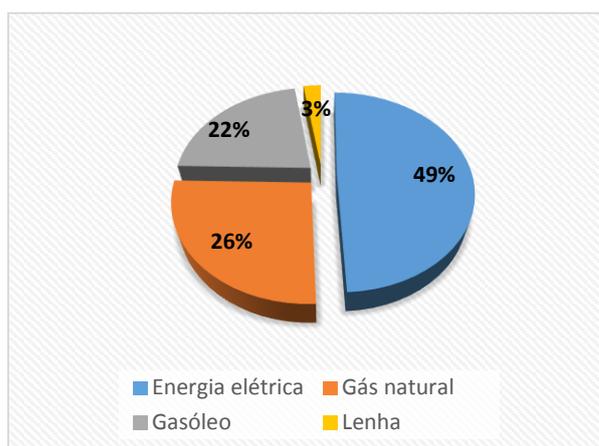


Figura 41. Distribuição percentual dos consumos energéticos em 2011

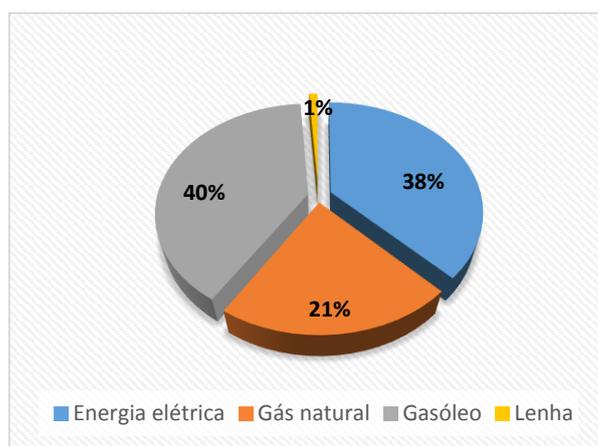


Figura 40. Distribuição percentual dos custos energéticos em 2011

### 3.2.1. Caracterização da produção

De forma a caracterizar a produção, recorre-se ao consumo específico. Trata-se de um indicador energético que pode ser definido como a razão entre o consumo de energia e a produção num determinado tempo. Assim, numa situação ideal, o consumo específico será tanto menos quanto menor for o consumo de energia, para a mesma quantidade de produção. Os dados relativos à produção bem como à energia total consumida encontram-se na Tabela 16 e Tabela 17 respetivamente. Com esses valores calcula-se o consumo específico, representado na Tabela 18, correspondente a esse ano.

Tabela 16. Produção total da empresa.

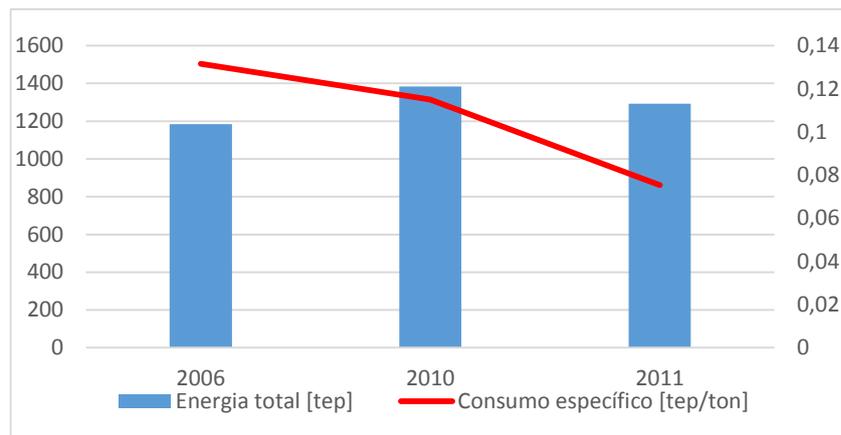
Produtos / Ano	Unidade	2006	2010	2011
Total	t	9004	12026	17159

Tabela 17. Energia total consumida pela empresa.

Energia total consumida	Unid	2006	2010	2011
	tep	1184,24	1382,8	1292,8

Tabela 18. Consumo específico.

Consumo específico	Unid	2006	2010	2011
	tep/t	0,132	0,115	0,075
	Decréscimo	%	12,6	34,5



**Figura 42. Evolução dos consumos energéticos totais e específicos.**

### 3.2.2. Identificação dos maiores consumidores

As Tabelas abaixo representam a desagregação dos vários consumos de energia primária pelos diferentes consumidores. O maior consumidor de energia elétrica é a central de frio com cerca de 50% do total da energia consumida. Relativamente ao gás natural, o maior consumidor é o matadouro que ultrapassa os 50% do total da energia consumida. Será nestes grandes consumidores que o estudo será focado já que é aqui que se podem fazer grandes poupanças. A empresa não possui um contador para cada sector, portanto, foram analisadas as potências instaladas e as horas de trabalho para saber, aproximadamente, os seus consumos de forma desagregada (Bento, 2011).

Tabela 19. Desagregação dos consumos em 2006.

Sector	Energia Elétrica		Gás Natural		Gasóleo		Lenha		Sub - total		Consumo Específico tep/kg
	tep	%	tep	%	tep	%	tep	%	tep	%	
Matadouro	5,1	0,92	173	55,8					178,1	15,039	2,04E-05
Desmancha	1,4	0,25							1,4	0,1182	1,60E-07
Salas de fabrico	189,5	34,06	44,1	14,2					233,6	19,726	2,67E-05
Estufas de fiambre	13,7	2,46	68	21,9					81,7	6,8989	9,34E-06
Fumeiros		0					48,01	100	48,01	4,0541	5,49E-06
Expedição e serviços	1,85	0,33							1,85	0,1562	2,12E-07
Central térmica e bombagem de água	26,71	4,8							26,71	2,2555	3,06E-06
Produção e distribuição de frio	259,96	46,73							259,96	21,952	2,97E-05
Ar comprimido	29,6	5,32							29,6	2,4995	3,39E-06
Oficina e estação de serviço	0,1	0,02							0,1	0,0084	1,14E-08
Transportes frigoríficos e comerciais	1,77	0,32			269,89	100			271,66	22,94	3,11E-05
Lavagem de cestos	1,48	0,27	24,94	8					26,42	2,231	3,02E-06
Outros	25,13	4,52							25,13	2,122	2,87E-06
<b>Totais</b>	<b>556,3</b>	<b>100</b>	<b>310,04</b>	<b>100</b>	<b>269,89</b>	<b>100</b>	<b>48,01</b>	<b>100</b>	<b>1184,24</b>	<b>100</b>	<b>1,35E-04</b>

Tabela 20. Desagregação dos consumos em 2010.

Sector	Energia Elétrica		Gás Natural		Gasóleo		Lenha		Sub - total		Consumo Específico tep/kg
	tep	%	tep	%	tep	%	tep	%	tep	%	
Matadouro	11,5	1,85	186,84	55,8					198,34	14,34	1,65E-05
Desmancha	1,9	0,31							1,9	0,14	1,58E-07
Salas de fabrico	210,6	33,93	47,62	14,2					258,22	18,67	2,15E-05
Estufas de fiambre	15,28	2,46	73,34	21,9					88,62	6,41	7,37E-06
Fumeiros							15,71	100	15,71	1,14	1,31E-06
Expedição e serviços	2,05	0,33							2,05	0,15	1,70E-07
Central térmica e bombagem de água	30,1	4,85							30,1	2,18	2,50E-06
Produção e distribuição de frio	290	46,73							290	20,97	2,41E-05
Ar comprimido	35,52	5,72							35,52	2,57	2,95E-06
Oficina e estação de serviço	0,1	0,02							0,1	0,01	8,32E-09
Transportes frigoríficos e comerciais	1,9	0,31			411,93	100			413,83	29,93	3,44E-05
Lavagem de cestos	1,62	0,26	26,74	8					28,36	2,05	2,36E-06
Outros	20,08	3,24							20,08	1,45	1,67E-06
<b>Totais</b>	<b>620,65</b>	<b>100</b>	<b>334,54</b>	<b>100</b>	<b>411,93</b>	<b>100</b>	<b>15,71</b>	<b>100</b>	<b>1382,83</b>	<b>100</b>	<b>1,15E-04</b>

## 4. ESTUDO DAS POTENCIAIS POUPANÇAS

### 4.1. SOLUÇÃO UTILIZANDO UM SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO POR ABSORÇÃO

Nas últimas décadas assistimos a um aumento de popularidade, por todo o mundo, de sistemas de refrigeração por absorção graças às suas vantagens na utilização de energias renováveis e de calor residual de recuperação. Num contexto industrial, onde os esforços estão cada vez mais voltados para a conservação de energia e reduções de emissões, as tecnologias de absorção têm vindo a desempenhar um papel importante na globalidade dos sistemas energéticos e nas questões ambientais.

Os ciclos de absorção geralmente usam fluidos naturais (tais como H<sub>2</sub>O-LiBr e NH<sub>3</sub>-H<sub>2</sub>O) como pares de trabalho, que não contribuem para o aquecimento global ou a destruição da camada de ozono. A possibilidade de utilizar calor residual que é recuperado de outros processos, faz dos ciclos de absorção uma opção atraente para refrigeração industrial, bem como para ser integrada em sistemas de produção combinada de eletricidade, calor e frio.

#### 4.1.1. Objetivo primário

Por se tratar de uma indústria do setor agroalimentar, é necessária e imprescindível a utilização de frio nas várias etapas do processo produtivo, desde a conservação de matérias-primas e produtos acabados até à climatização de zonas de produção. É importante então analisar as quantidades de calor que os equipamentos de refrigeração devem remover dos espaços afetos pelas principais fontes de calor, sendo elas os equipamentos do processo, ocupantes, iluminação, entre outras.

Os compressores de frio são os equipamentos *standard* no que toca a refrigeração industrial, no entanto, são responsáveis por mais de 50% do valor da fatura de energia elétrica. Posto isto, como objetivo primário, é fundamental reduzir o consumo de

energia elétrica da rede por parte do sistema de refrigeração. Para isso, nesta primeira aproximação, será feito o estudo da implementação de um sistema de refrigeração por absorção. Tratando-se de um sistema ativado termicamente, esta primeira aproximação deverá ser capaz de satisfazer o objetivo primário de reduzir o consumo de energia elétrica da rede porque será utilizado calor residual proveniente de outros processos que de outra maneira seria dissipado ou, caso não seja possível recuperar esse calor, utilizar-se-á vapor diretamente do gerador de vapor.

#### **4.1.2. Caso-Estudo**

A empresa possui um central de frio composta por sete compressores de frio, dois no circuito de média pressão e cinco no circuito de baixa pressão (Figura 43), com potências absorvidas de 44 kW e 12 kW, respetivamente; três reservatórios de amoníaco (Figura 44) e três torres de arrefecimento (Figura 45).



**Figura 43. Compressores de frio do circuito de baixa pressão**



**Figura 44. Reservatórios de amoníaco**



Figura 45. Torres de arrefecimento a água

A central de frio fornece as câmaras de refrigeração e congelação, bem como os setores de fabrico, embalagem e expedição, sendo que os maiores consumos se verificam durante o período diurno, decorrente da maior utilização das áreas fabris refrigeradas.

O diagrama de carga diário na Figura 46, referente a uma medição dos consumos elétricos neste setor de frio, foi realizado num dia típico no ano de 2013.



Figura 46. Diagrama de carga do sistema de frio

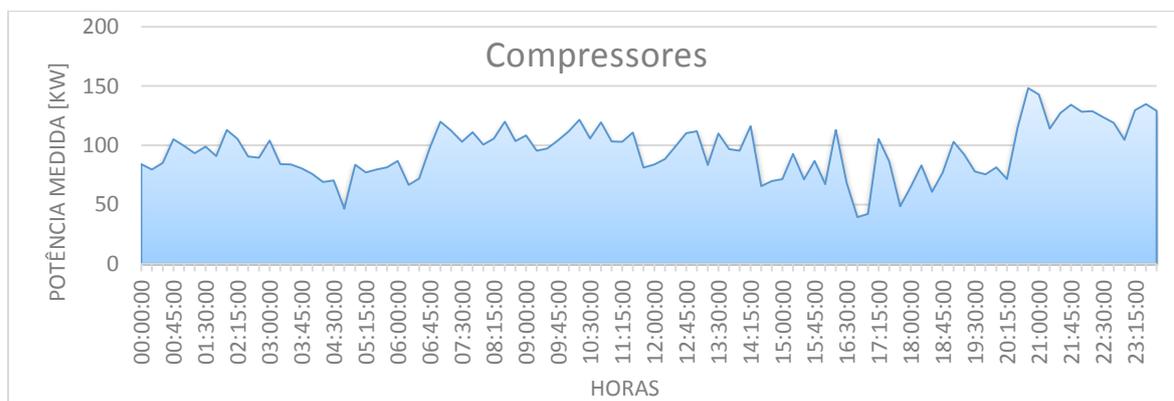
Através da análise do diagrama elétrico, retira-se o consumo elétrico diário da central de frio, bem como a potência mínima, máxima e média tomadas. Estes valores encontram-se na Tabela 21.

**Tabela 21. Consumo elétrico da central de frio**

Central de frio	
Diário [kWh/24h]	<b>3458,6</b>
Potência média [kW]	<b>144</b>
Potência Mínima [kW]	<b>100</b>
Potência Máxima [kW]	<b>217</b>

A empresa utiliza sete compressores alternativos que utilizam um cilindro e um pistão para a compressão do gás. Estes aspiram o agente refrigerante no estado gasoso e comprimem-no para o condensador sob a forma de gás quente a alta pressão. O gás quente é condensado nas tubagens pela água e é encaminhado para o depósito, onde estará novamente disponível para ser bombeado para os evaporadores. O evaporador encontra-se no interior das câmaras de frio a refrigerar o ar que lá circula através de serpentinas, onde se dá a expansão do amoníaco e absorção do calor. A movimentação do ar fica a cargo de ventiladores.

O consumo elétrico da central de frio envolve consumos de outros equipamentos auxiliares, portanto, fez-se uma monitorização para saber os consumos apenas dos compressores. A Figura 47 representa um diagrama de cargas dos compressores apenas.



**Figura 47. Diagrama de carga dos compressores**

À semelhança do que foi feito para a central de frio, na Tabela 22 encontram-se os valores do consumo elétrico diário dos compressores, bem como a potência mínima, máxima e média tomadas.

**Tabela 22. Consumo elétrico dos compressores**

<b>Compressores</b>	
Diário [kWh/24h]	<b>2280</b>
Potência média [kW]	<b>95</b>
Potência Mínima [kW]	<b>39</b>
Potência Máxima [kW]	<b>148</b>

### 4.1.3. Necessidades energéticas do caso-estudo

As necessidades energéticas da central de frio podem ser estimadas através do diagrama de carga e da capacidade dos compressores. Na Tabela 23 estão os dados dos compressores.

**Tabela 23. Capacidade dos compressores**

<b>Circuito de baixa pressão</b>		<b>Circuito de média pressão</b>	
Marca	QUIRI	Marca	QUIRI
Modelo	8CF80	Modelo	8CF80
Quantidade	5	Quantidade	2
Pot Frigorífica [kW]	56	Pot Frigorífica [kW]	151
Pot absorvida [kW]	12	Pot absorvida [kW]	44
T. Evaporação [°C]	-35	T. Evaporação [°C]	-8
T. Condensação [°C]	-8	T. Condensação [°C]	35
Velocidade [rpm]	1450	Velocidade [rpm]	1450

Os compressores funcionam à medida das necessidades, ou seja, se um compressor a pleno já não tiver capacidade para retirar calor suficiente, entra o segundo e assim sucessivamente até não haver outra vez necessidade de estarem dois a trabalhar, reduzindo novamente em número ou através de controlo de capacidade, operando a 50 – 70 %.

Como já foi descrito antes, propõe-se a utilização de um sistema de refrigeração por absorção de forma a reduzir o consumo de energia elétrica. Assim, o chiller de absorção deverá ser capaz de suprimir as necessidades do circuito de média pressão. Este circuito corresponde a 60% das necessidades totais do sistema. O consumo elétrico dos compressores do circuito de média pressão encontra-se na Tabela 24.

**Tabela 24. Consumo elétrico dos compressores do circuito de média pressão**

<b>Compressores média pressão</b>	
Diário [kWh/24h]	<b>1356</b>
Potência média [kW]	<b>56</b>
Potência Mínima [kW]	<b>23</b>
Potência Máxima [kW]	<b>88</b>

Para saber o desempenho teórico de um ciclo frigorífico, usa-se o COP, *coefficient of performance*, que é a razão entre a energia útil, ou aquela que é removida, e a energia gasta. Neste caso, admitindo que as condições de pressão e temperatura se mantêm constantes por não ter dados suficientes para as calcular, o COP teórico do circuito de média pressão será dado por:

$$COP = \frac{151}{44} = 3,4 \quad (5)$$

O diagrama de cargas térmicas do sistema pode ser calculado admitindo os 60% correspondentes ao circuito de média pressão e multiplicando o resultado pelo valor do *COP*. A Figura 48 representa essa situação.



**Figura 48. Diagrama de carga térmica dos compressores do circuito de média pressão**

Na Tabela 25 encontram-se as necessidades a suprimir pelo sistema de refrigeração por absorção.

**Tabela 25. Potência de refrigeração dos compressores do circuito de média pressão**

<b>Compressores média pressão</b>	
Diário [kWh/24h]	<b>4652</b>
Potência média [kW]	<b>194</b>
Potência Mínima [kW]	<b>80</b>
Potência Máxima [kW]	<b>302</b>

#### 4.1.4. Chillers de absorção

##### 4.1.4.1. Condições gerais para a instalação de *chillers*

**Localização:** É fundamental que a estrutura do edifício ou a superfície de montagem consiga suportar o peso da unidade de refrigeração.

**Circuito hidráulico externo e conexões de água:** Deve ser assegurado um fluxo de água constante para o condensador durante toda a operação. As conexões de entrada e saída de água devem ser realizadas de encontro com as indicações dadas pelos rótulos da unidade. Deve ainda incluir uma bomba de circulação que proporcione um fluxo suficiente e carga hidráulica, bem como um tanque de expansão com válvula de segurança com ponto de descarga bem visível.

**Material e conexões eléctricas:** A unidade deve ter uma conexão elétrica à terra eficaz. As características do fornecimento de energia na instalação devem ir de encontro às informações existentes no manual e a voltagem fornecida deve permanecer dentro dos limites (Sousa, 2011).

##### 4.1.4.2. Seleção do *chiller*

Com base nas condições da secção anterior, e tendo em conta as necessidades calculadas na secção 4.1.3, a seleção do equipamento recaiu sobre um *chiller* de simples efeito do fornecedor *Broad*, modelo *BYS 20* para aplicações industriais, que utiliza diretamente o vapor saturado da caldeira. Na Tabela 26 encontram-se as características do modelo. No Anexo A encontra-se o catálogo do equipamento.

Tabela 26. Características principais do *chiller* de absorção *Broad* *BYS20*

Capacidade de refrigeração [kW]	Consumo de vapor [kg/h]	Consumo elétrico [kW]
233	251	14,5

O sistema *chiller* de absorção deverá trabalhar a plena carga devido à grande perda de rendimento a cargas parciais, e deverá cobrir dentro das possibilidades, as necessidades frigoríficas do circuito de média pressão.

#### 4.1.1. Vapor

Para o funcionamento do chiller é necessário utilizar vapor direto vindo do gerador de vapor, isto porque o sistema de produção de energia térmica já possui um economizador que aproveita os gases de escape para rentabilização do gerador de vapor, pelo que não existe energia suficiente para a ativação do chiller nesses gases. Assim, para contabilizar os gastos associados ao consumo do chiller é preciso estimar o preço do kg/h de vapor com base nos equipamentos disponíveis.

O vapor é produzido no gerador de vapor que funciona a gás natural. O gerador funciona a 11 bar absolutos onde é admitida água vinda do economizador a cerca de 178°C. A eficiência do gerador é estimado em 90% e o custo do gás natural é cerca de 7,62 €/GJ (Baranda, 2014).

A energia necessária para produzir vapor é dada por:

$$Q_{in} = (h_{vapor\ saturado} - h_{liquido}) \quad (6)$$

Onde:

$Q_{in}$  – Energia necessária para produzir vapor [kJ/kg]

$h_{vapor\ saturado}$  – Entalpia específica de vapor saturado a 11 bar = 2779,66 kJ/kg

$h_{liquido}$  – Entalpia específica a 178 °C = 752,82 kJ/kg

$$Q_{in} = 2779,66 - 752,82 = 2026,84 \text{ kJ/kg} \quad (7)$$

O equivalente energético do gás natural para produzir vapor é dado por:

$$Q_{gás\ natural} = \frac{Q_{in}}{\eta} = \frac{2026,84}{0,9} = 2252,04 \text{ kJ/kg} \quad (8)$$

O custo da produção de vapor será então:

$$Custo = 2252,4 \text{ kJ/kg} \times 7,62 \times 10^{-6} \text{ €/kJ} = 0.017 \text{ €/kg vapor} \quad (9)$$

#### 4.1.2. Consumo do *chiller*

O *chiller* selecionado consome vapor a 251 kg/h. Tendo em conta que a empresa tem necessidades de frio contantes, ou seja, o *chiller* deverá estar sempre em funcionamento durante todo o ano, o que perfaz um total de 8760 horas e um consequente consumo de 2198760 kg de vapor. Como foi calculado anteriormente o preço do quilograma de vapor, calcula-se agora o custo anual associado à produção de vapor:

$$\text{Custo} = 0.017 \text{ €/kg vapor} \times 2198760 \text{ kg vapor} = 37378,92 \text{ €} \quad (10)$$

#### 4.1.3. Viabilidade económica

A partir da desagregação dos consumos energéticos da empresa, é possível identificar a central de frio como a principal consumidora de energia elétrica (46,73%). Assim, com a alteração do sistema de frio, é possível fazer poupanças energéticas a nível de eletricidade. Isto quer dizer que dos 637,6 tep consumidos anualmente, 290 são utilizados na central de frio.

A central de frio é composta pelos compressores e auxiliares e através da monitorização feita aos compressores percebe-se que estes consomem 66% da energia total da central de frio, então, 191 tep são consumidas nos compressores, sendo que 115 tep são consumidas no circuito de média pressão pois este consome 60% do total de energia consumida pelos compressores.

Com a instalação do sistema de absorção, 93% das necessidades do circuito de média pressão serão satisfeitas, o que quer dizer que 107 tep de energia elétrica serão poupadas, o que resulta num total de 497649 kWh poupados anualmente e consequentemente 46132,07 € na fatura final. No entanto, o *chiller* tem também um consumo elétrico associado que perfaz um total de 127020 kWh anuais.

Com base na fatura de 2011, os custos energéticos estimados serão:

$$\begin{aligned} \text{Custos anuais de energia}^1 &= & (11) \\ \text{Energia elétrica} + \text{Gás natural} + \text{Gasóleo} + \text{Lenha} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Custos anuais de energia} &= & (12) \\ = 240825,3 + 193640,7 + 291836,81 + 8212,6 \end{aligned}$$

$$\text{Custos anuais de energia} = 734515,4\text{€} \quad (13)$$

$$\text{Poupança} = \text{Total fatura 2011} - \text{Total fatura atual} = 731493,7 - 734515,4 \quad (14)$$

$$\text{Poupança} = -3021,62\text{€} \quad (15)$$

A poupança negativa implica que a implementação do sistema de frio não será viável, uma vez que aumentará a fatura energética ao fim do ano, sem entrar com custo de instalação e investimento inicial. Na Tabela 27 encontra-se a comparação dos consumos com a influência do *chiller*.

Tabela 27. Comparação dos consumos energéticos.

	2011		Com chiller		Poupanças	
	kWh	€	kWh	€	kWh	€
<b>Energia elétrica</b>	2965431	275182,46	2467781,7	240825,1	497649	34357,32
<b>Gás Natural</b>	3922008	156261,807	4860180,17	193640,7	-938172	-37378,9
<b>Total</b>	6887439	431444,267	7327961,87	434465,9	-440523	-3021,6

Verifica-se uma diminuição dos consumos de energia elétrica mas um aumento significativo do consumo de gás natural. Facilmente se justifica que não é vantajoso manter a caldeira a funcionar em contínuo para satisfazer as necessidades do *chiller*.

<sup>1</sup> Nos custos de energia elétrica foram subtraídas as poupanças económicas consequentes da utilização do *chiller* e foi adicionado o custo associado ao consumo elétrico desse mesmo *chiller*. Aos custos do gás natural foram também associados os custos correspondentes ao consumo de gás natural para a produção de vapor para o *chiller*.

## **4.2. SOLUÇÃO UTILIZANDO UM SISTEMA DE COGERAÇÃO**

### **4.2.1. Justificação da cogeração**

A empresa em estudo pretende otimizar os custos energéticos do processo produtivo, de maneira a serem o mínimo possível e a fim de incrementar a sua competitividade dentro do setor agroalimentar.

O primeiro objetivo a cumprir pela cogeração será satisfazer as necessidades de calor que a indústria ostenta. Para isso, será estudada a implementação do sistema de cogeração e um sistema de apoio baseado numa caldeira. As necessidades de energia elétrica que não sejam satisfeitas pelo sistema de cogeração serão suprimidas pela rede.

Com a instalação do sistema de cogeração pretende-se, portanto, cumprir os seguintes objetivos:

- Diminuir os custos energéticos, graças à elevada eficiência energética deste tipo de sistemas e tendo em conta a produção combinada de calor e eletricidade.
- Equipar a indústria com uma central flexível, capaz de satisfazer as necessidades energéticas de forma económica e com fácil exploração.
- Minimizar as emissões de gases de efeito de estufa para a atmosfera.
- Contribuir para maximizar o potencial de geração de energia em Portugal, tornando o país cada vez mais independente de energia do exterior.

### **4.2.2. Modelo energético**

As necessidades energéticas para o processo produtivo podem ser agrupadas em dois grupos: energia elétrica para produção de frio; iluminação, acionamento de máquinas e equipamentos intervenientes no processo produtivo; energia térmica para transmissão de energia para acionamento de equipamentos no matadouro, estufas de fiambre e outros enchidos, limpeza na sala de lavagem de cestos e para aquecimento de água para usos sanitários e higienização de instalações e utensílios.

Para satisfazer as necessidades térmicas é utilizado gás natural como energia primária, sendo que o consumo total de gás natural na indústria é de 4372 MWh/ano. A repartição deste consumo encontra-se na Tabela 28.

**Tabela 28. Desagregação dos consumos de gás natural por processos**

Sector	Gás Natural	
	kWh	%
Matadouro	2439830	55,8
Salas de fabrico	620888	14,2
Estufas de fiambre	957568	21,9
Lavagem de cestos	354169	8,1
Total	4372456	100

O matadouro é alimentado pela central térmica que produz vapor e água quente para ser aplicado nos seguintes processos:

- Escaldão de carcaças com água a uma temperatura que pode variar entre os 58 e os 65 °C, durante 5 minutos, para as carcaças perderem os pelos e as unhas.
- Chamusco das carcaças de forma manual com maçarico e completado no chamuscador. Cada carcaça é chamuscada 20 segundos (10 + 10)
- Lavagem das carcaças e limpeza do processo com água quente.

Nas salas de fabrico e estufas de fiambre, a energia térmica serve essencialmente para o funcionamento dos equipamentos necessários aos processos de fabrico de preparados de carne, de cozidos e fumados assim como para os consequentes tratamentos térmicos.

A lavagem de cestos, bem como outros serviços de limpeza e higienização de equipamentos utilizam água quente proveniente da central térmica e são considerados serviços auxiliares, sendo importante, no entanto, a contabilização dos seus consumos para a globalidade dos consumos da empresa.

### 4.2.3. Consumo de gás natural

De forma a compreender melhor o consumo de gás natural na indústria foi feita uma medição horária para desagregar os vários consumidores de gás natural. Fez-se uma medição para um dia com volume de abate pequeno, cerca de 400 animais, e outra para um dia com grandes necessidades energéticas para um volume de abate de 850 animais.

As Tabelas 29 e 30 representam, respetivamente, os casos mencionados. Para além do consumo horário, sabe-se também quais os equipamentos que estão a ser utilizados, sendo então possível fazer a desagregação dos consumidores. A potência média horária é calculada tendo em conta que o PCI do gás natural é de 10,55 kWh/m<sup>3</sup>. (REN, 2008)

Tabela 29. Consumo de gás natural para um dia com um volume de abate de 400 animais<sup>2</sup>.

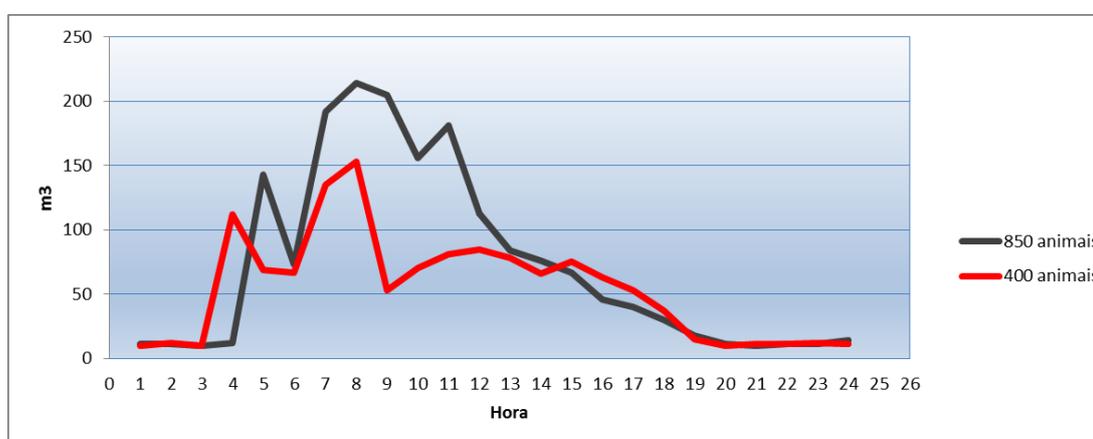
Início contagem	Fim de contagem	Consumo (m <sup>3</sup> )	Observações	Potência média horária (kW)
15/02/2011 00:00	15/02/2011 00:59	10	caldeira	105
15/02/2011 01:00	15/02/2011 01:59	12	caldeira	126
15/02/2011 02:00	15/02/2011 02:59	10	caldeira	105
15/02/2011 03:00	15/02/2011 03:59	112	caldeira+matadouro	1176
15/02/2011 04:00	15/02/2011 04:59	69	caldeira+matadouro	724,5
15/02/2011 05:00	15/02/2011 05:59	67	caldeira+matadouro	703,5
15/02/2011 06:00	15/02/2011 06:59	135	caldeira+matadouro+chamusco+lavagem+estufas	1417,5
15/02/2011 07:00	15/02/2011 07:59	153	caldeira+matadouro+chamusco+lavagem+estufas	1606,5
15/02/2011 08:00	15/02/2011 08:59	53	caldeira+lavagem+estufas	556,5
15/02/2011 09:00	15/02/2011 09:59	70	caldeira+lavagem+estufas	735
15/02/2011 10:00	15/02/2011 10:59	81	caldeira+lavagem+estufas	850,5
15/02/2011 11:00	15/02/2011 11:59	85	caldeira+lavagem+estufas	892,5
15/02/2011 12:00	15/02/2011 12:59	78	caldeira+lavagem+estufas	819
15/02/2011 13:00	15/02/2011 13:59	66	caldeira+lavagem+estufas-hora de almoço	693
15/02/2011 14:00	15/02/2011 14:59	75	caldeira+lavagem+estufas	787,5
15/02/2011 15:00	15/02/2011 15:59	63	caldeira+lavagem+estufas	661,5
15/02/2011 16:00	15/02/2011 16:59	53	caldeira+estufas	556,5
15/02/2011 17:00	15/02/2011 17:59	37	caldeira+estufas	388,5
15/02/2011 18:00	15/02/2011 18:59	15	caldeira+estufas	157,5
15/02/2011 19:00	15/02/2011 19:59	10	caldeira	105
15/02/2011 20:00	15/02/2011 20:59	11	caldeira	115,5
15/02/2011 21:00	15/02/2011 21:59	11	caldeira	115,5
15/02/2011 22:00	15/02/2011 22:59	12	caldeira	126
15/02/2011 23:00	15/02/2011 23:59	11	caldeira	115,5

<sup>2</sup> Os levantamentos destes consumos horários foram feitos pelo fornecedor de gás natural a pedido da empresa e na data indicada na tabela.

**Tabela 30. Consumo de gás natural para um dia com um volume de abate de 850 animais.**

Início contagem	Fim de contagem	Consumo (m <sup>3</sup> )	Observações	Potência média horária (kW)
15/02/2011 00:00	15/02/2011 00:59	11	caldeira	115,5
15/02/2011 01:00	15/02/2011 01:59	11	caldeira	115,5
15/02/2011 02:00	15/02/2011 02:59	10	caldeira	105,0
15/02/2011 03:00	15/02/2011 03:59	12	caldeira	126,0
15/02/2011 04:00	15/02/2011 04:59	143	caldeira+matadouro	1501,5
15/02/2011 05:00	15/02/2011 05:59	73	caldeira+matadouro	766,5
15/02/2011 06:00	15/02/2011 06:59	192	caldeira+matadouro+chamusco+lavagem+estufas	2016,0
15/02/2011 07:00	15/02/2011 07:59	214	caldeira+matadouro+chamusco+lavagem+estufas	2247,0
15/02/2011 08:00	15/02/2011 08:59	205	caldeira+matadouro+chamusco+lavagem+estufas	2152,5
15/02/2011 09:00	15/02/2011 09:59	156	caldeira+matadouro+chamusco+lavagem+estufas	1638,0
15/02/2011 10:00	15/02/2011 10:59	181	caldeira+matadouro+chamusco+lavagem+estufas	1900,5
15/02/2011 11:00	15/02/2011 11:59	113	caldeira+matadouro+chamusco+lavagem+estufas	1186,5
15/02/2011 12:00	15/02/2011 12:59	84	caldeira+lavagem+estufas	882,0
15/02/2011 13:00	15/02/2011 13:59	76	caldeira+lavagem+estufas	798,0
15/02/2011 14:00	15/02/2011 14:59	67	caldeira+lavagem+estufas	703,5
15/02/2011 15:00	15/02/2011 15:59	46	caldeira+lavagem+estufas	483,0
15/02/2011 16:00	15/02/2011 16:59	40	caldeira+lavagem+estufas	420,0
15/02/2011 17:00	15/02/2011 17:59	30	caldeira+estufas	315,0
15/02/2011 18:00	15/02/2011 18:59	18	caldeira+estufas	189,0
15/02/2011 19:00	15/02/2011 19:59	11	caldeira+estufas	115,5
15/02/2011 20:00	15/02/2011 20:59	10	caldeira	105,0
15/02/2011 21:00	15/02/2011 21:59	11	caldeira	115,5
15/02/2011 22:00	15/02/2011 22:59	11	caldeira	115,5
15/02/2011 23:00	15/02/2011 23:59	14	caldeira	147,0

Na Figura 49 encontra-se a comparação de consumos para os dois dias. Os consumos totais de gás natural foram de 1299 para o primeiro dia e 1739 m<sup>3</sup> para o segundo dia.



**Figura 49. Comparação de consumos.**

#### 4.2.4. Consumo de vapor

Fez-se uma análise ao consumo de gás natural num período de quatro semanas, de forma a estimar as necessidades de vapor anuais, desagregando assim o consumo da caldeira dos outros consumidores de gás natural. Essa análise encontra-se na Tabela 31. Na Figura 50 é possível ver os consumos semanais de gás natural total, incluindo os consumos do chamuscador. Facilmente se identifica os dias de segunda e quinta-feira como os dias de maior abate, em que o consumo de gás natural é maior.

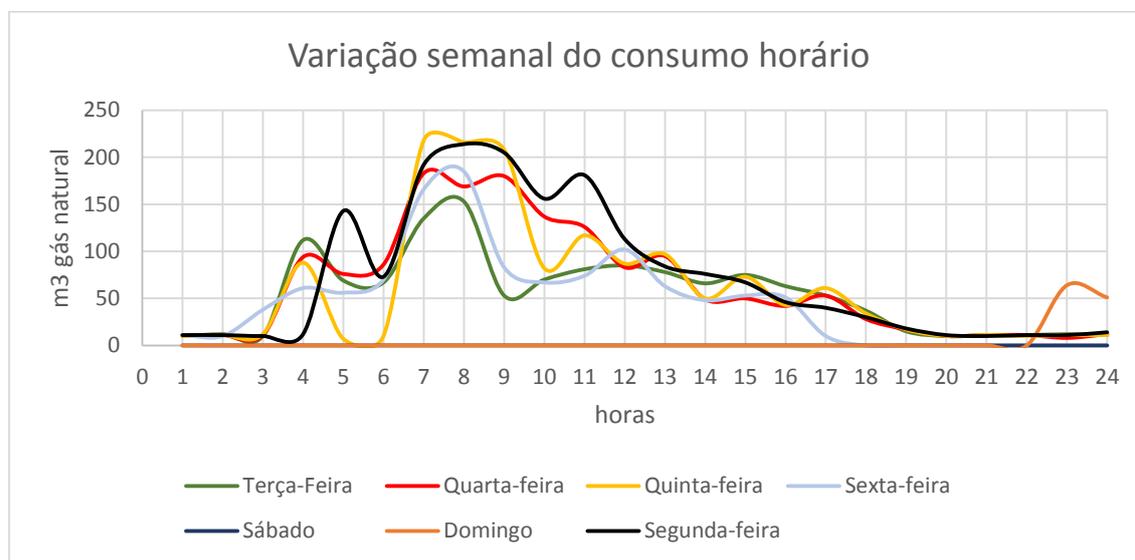


Figura 50. Consumos semanais de gás natural.

Tabela 31. Consumo de gás natural ao longo de 4 semanas.

Dia da semana	Consumo total [m3]	Período de abate [horas]	Período de vazio [horas]	Funcionamento exclusivo da caldeira [horas]	Consumo para produção de vapor [m3]
Terça-feira	1299	3	8	16	1139
Quarta-feira	1553	5	8	16	1153
Quinta-feira	1494	5	11	13	1094
Sexta-feira	1148	4	9	15	908
Sábado	0	0	0	0	0
Domingo	115	0	0	0	115
Segunda-feira	1739	6	9	15	1259
Terça-feira	1352	5	5	19	1112
Quarta-feira	1724	6	8	16	1244
Quinta-feira	1656	5	8	16	1256
Sexta-feira	1047	6	9	15	567
Sábado	1	0	0	0	1
Domingo	147	0	2	3	147
Segunda-feira	1746	6	9	15	1186
Terça-feira	1533	4	8	16	1293
Quarta-feira	1665	6	9	15	1185
Quinta-feira	1635	5	7	17	1235
Sexta-feira	1315	5	9	15	1075
Sábado	0	0	0	0	0
Domingo	152	0	3	2	152
Segunda-feira	1745	7	8	16	1185
Terça-feira	103	0	1	2	103
Quarta-feira	1776	6	7	17	1296
Quinta-feira	1697	5	8	18	1297
Sexta-feira	1343	6	9	15	1073
Sábado	0	0	0	0	0
Domingo	0	0	0	0	0
Segunda-feira	1656	6	8	16	1176

Nessas 4 semanas, o consumo de gás natural foi de 29641 m<sup>3</sup>, dos quais 22251 m<sup>3</sup> foram destinados para a produção de vapor. Sabe-se que o PCI do gás natural é de 10,55 kWh/m<sup>3</sup> e que a caldeira funciona 16 horas por dia, 5 dias por semana e 52 semanas por ano. Assim, as necessidades térmicas da indústria para a produção de vapor são:

$$P = \frac{22251 \times 10,55 / 4 \times 52}{52 \times 5 \times 16} = 734 \text{ kW} = 0,734 \text{ MW} \quad (16)$$

Para mais facilmente se perceber as necessidades térmicas da indústria ao longo do dia, fez-se uma desagregação de consumos de forma horária e para os diferentes dias da

semana. O resultado encontra-se na Tabela 32. A medição do consumo é dada em m<sup>3</sup> de gás natural, transformado posteriormente em kWh através do PCI do gás natural, igual a 10,55 kWh/m<sup>3</sup>. Uma vez que os dados para a construção da tabela são relativos ao consumo de gás natural total, foi subtraído pelos vários dias, o consumo típico em função do volume de abate, ou seja, admite-se 6 horas de abate às segundas e quintas-feiras, e 2, 4 e 1 hora de abate às terças, quartas e sextas-feiras, respetivamente. Sabe-se que são consumidos cerca de 100m<sup>3</sup>/h no processo de chamusco, sendo portanto retirado o correspondente a cada dia para uma aproximação mais realista do consumo do gerador.

**Tabela 32. Consumos horários de gás natural por dia da semana.**

Consumos horários por dia da semana [kWh]							
h/dia	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta	Sábado	Domingo
1	116,05	126,6	126,6	158,25	158,25	0	0
2	116,05	538,05	126,6	147,7	158,25	0	0
3	105,5	495,85	253,2	907,3	253,2	0	0
4	126,6	432,55	664,65	464,2	633	0	0
5	1508,65	822,9	991,7	917,85	611,9	0	0
6	770,15	538,05	780,7	622,45	548,6	0	0
7	970,6	611,9	780,7	749,05	1086,65	0	0
8	1202,7	759,6	685,75	759,6	1023,35	0	0
9	1107,75	1329,3	749,05	1076,1	685,75	0	0
10	590,8	675,2	422	348,15	1076,1	0	0
11	854,55	791,25	1044,45	200,45	1149,95	0	0
12	1192,15	896,75	1424,25	917,85	126,6	0	0
13	886,2	611,9	1149,95	179,35	590,8	0	0
14	801,8	580,25	696,3	633	453,65	0	0
15	706,85	569,7	759,6	654,1	749,05	0	0
16	485,3	474,75	601,35	738,5	538,05	0	0
17	422	727,95	633	590,8	147,7	0	0
18	316,5	358,7	369,25	369,25	0	0	0
19	189,9	158,25	94,95	116,05	0	0	0
20	116,05	137,15	116,05	105,5	0	10,55	643,55
21	105,5	126,6	105,5	126,6	0	0	548,6
22	116,05	137,15	116,05	137,15	0	0	94,95
23	116,05	126,6	116,05	105,5	0	0	147,7
24	147,7	126,6	105,5	116,05	0	0	116,05

#### 4.2.5. Seleção da tecnologia

A seleção da tecnologia a implantar deverá ter por base as seguintes condições:

- Tipologia das necessidades térmicas a satisfazer;
- Perfis de necessidades energéticas;
- Quadro legal;
- Disponibilidade de combustível na localização da indústria;
- Impacto ambiental do combustível usado.

Para além das condições anteriores, descartam-se as instalações de um motor Stirling ou pilhas de combustível, não só por serem tecnologias pouco maduras, mas também por serem muito caras, como é o caso das pilhas de combustível. Descartam-se ainda o uso de turbinas de gás devido ao seu baixo rendimento e custo superior a outros equipamentos de tamanho pequeno.

A nível de combustíveis, também será desprezada a utilização de fuelóleo, tendo em conta os impactos associados a este tipo de combustível: ambientais, pelas elevadas emissões de gases derivados do enxofre que forma parte da composição do combustível, sendo que, cada vez mais há legislações mais apertadas em relação às emissões nocivas; económicas, pelo elevado custo de manutenção das instalações de cogeração com motores a fuelóleo.

Relativamente à utilização de gasóleo ou gás natural, do ponto de vista técnico, o gás natural apresenta uma combustão mais limpa e, portanto, níveis mais baixos de poluição e como não possui enxofre nos produtos da combustão, não produz ações corrosivas nos equipamentos que compõem o sistema de cogeração. Por outro lado, os motores de combustão a gás natural apresentam uma maior vida útil e um custo menor de manutenção. Além de todas estas condições, a empresa possui grande disponibilidade de gás natural, por já ser utilizado na indústria.

Para que a hipótese da cogeração seja possível, é ainda importante que haja um bom aproveitamento e recuperação do calor residual disponível no sistema cogrador de forma a melhorar os resultados económicos da instalação, queimando menos combustível pelos métodos tradicionais de produção de calor.

Depois de toda a análise das necessidades energéticas da empresa, e tendo em conta as tecnologias utilizadas neste tipo de instalações, propõem-se aqui três soluções técnicas de motores de combustão interna a gás, da marca Caterpillar, que operam com carga a 100%, cujos parâmetros de funcionamento se encontram na Tabela 33.

O processo de cálculo e o método de obtenção dos vários parâmetros energéticos e económicos dos vários modelos encontram-se nos subcapítulos seguintes. Em anexo encontram-se também os dados técnicos mais específicos de cada um dos motores. [ANEXO B]

**Tabela 33. Características dos motores Caterpillar.**

Motores		3508 FG500TL	3512 FG750TL	3516 FG1000TL
Potência mecânica	kWm	535	810	1077
Potência elétrica	kWe	514	786	1049
Rendimento do motor	%	39	38,3	38,3
Rendimento elétrico	%	37,4	37,1	37,3
Rendimento térmico	%	41,2	44	42,6
Rendimento total	%	78,6	81,1	79,9
Consumo GN	m <sup>3</sup> /h	130,3	200,9	267,0
Potência escape 25°C	kW	431	709	966
Potência escape 120°C	kW	312	547	735
Potência térmica disponível alta	kW	293	523	681
Potência térmica disponível baixa	kW	59	-	-
Potência térmica disponível	kW	605	1070	1416

#### 4.2.6. Funcionamento anual

O Sistema de cogeração trabalhará no seguinte regime de funcionamento:

- 16 horas por dia; 5 dias por semana; 52 semanas por ano.

No entanto, é preciso cobrir eventuais paragens no funcionamento do sistema, seja para questões de limpeza ou manutenção, pelo que se estimará uma disponibilidade de 93%. A caldeira de apoio será responsável por compensar essas paragens.

#### 4.2.7. Estudo energético e económico

Aqui mostram-se os estudos aos três modelos propostos da Caterpillar, funcionando com carga a 100% e tendo em conta as seguintes condições:

- Deverá ser retirado 5% à potência elétrica nominal de forma a afetar o consumo necessário para equipamentos auxiliares, assim como as perdas de transformação que se produzam.
- Aplica-se um fator de correção de 93% sobre os consumos teóricos de energia elétrica produzida e calor recuperado total de forma a prever eventuais paragens no funcionamento do sistema para efeitos de manutenção anuais.
- As necessidades térmicas que não sejam satisfeitas pela cogeração serão cobertas por uma caldeira a gás natural.
- O quociente entre a energia térmica recuperada e as necessidades térmicas dão-nos a percentagem da satisfação das necessidades.
- Aplica-se um fator de correção de perdas de energia térmica de 5%.
- Rendimento Elétrico Equivalente

$$REE = \frac{E}{C - \frac{T}{0,9 - 0,2 \times \frac{CR}{C}}} \geq 0,55 \quad (16)$$

- Poupança de energia primária

$$PEP = \left[ 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{T,CHP}}{\eta_{T,REF}} + \frac{\eta_{E,CHP}}{\eta_{E,REF}}} \right] \times 100 \geq 10\% \quad (17)$$

Com base nas condições acima descritas, procede-se ao cálculo dos parâmetros energéticos dos vários modelos. Para isso gerou-se uma folha de cálculo com auxílio da ferramenta *Microsoft Excel*. A partir do perfil de consumo horário por dia da semana, presente na Tabela 32, elaborou-se uma outra tabela com o nome de “Energia térmica recuperada”. Usa-se a energia térmica disponível no motor como referência e compara-se

com as necessidades térmicas nesse instante. Se essa necessidade for menor que a energia térmica disponível no motor, supõe-se que está coberta na sua totalidade, caso contrário, se a necessidade for maior que a disponível no motor, substitui-se, no perfil de energia térmica recuperada, pelo valor da potência disponível.

Depois de se obter a tabela de energia térmica recuperada, somam-se todas as potências recuperadas e, uma vez obtida a potência recuperada semanal, multiplica-se pelas 52 semanas do ano, obtendo assim o total de calor recuperado teórico anual. No entanto, como foi definido atrás, a disponibilidade do motor será de 93 %, pelo que é necessário implicar essa condição, obtendo assim a recuperação de calor real.

Relativamente à energia elétrica, uma vez que se admitiu que o motor funciona com carga a 100%, basta multiplicar a potência elétrica nominal pelo número de horas de funcionamento, retirando a percentagem que corresponde às perdas elétricas e ao autoconsumo.

Por fim, para estimar o consumo de energia primária, neste caso o gás natural utilizado no motor de cogeração e na caldeira de apoio, basta multiplicar o consumo nominal pelas horas de trabalho do motor e somar o calor não recuperado, isto é, a diferença entre a necessidade térmica anual e o calor recuperado anual, influenciado pelo rendimento da caldeira, sendo neste caso admitido um valor de 85%.

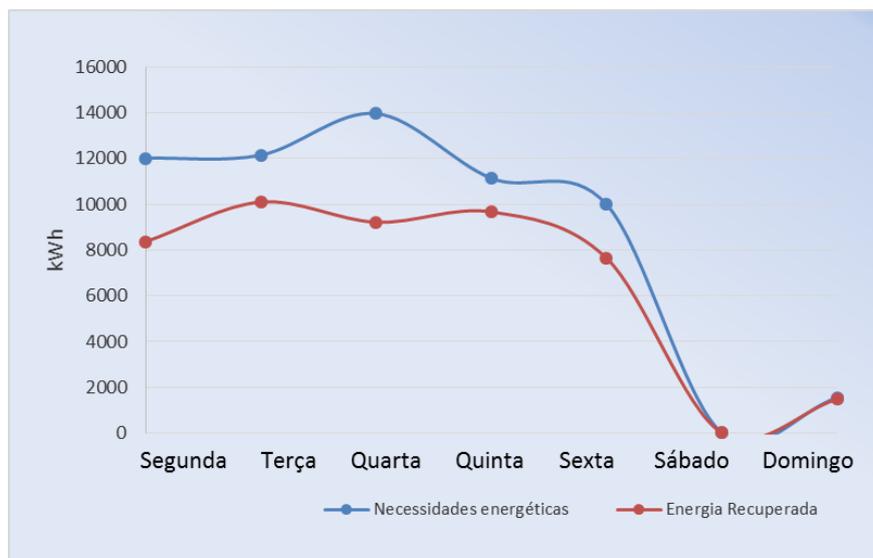
#### 4.2.7.1. Motor 3508 FG500TL

**Tabela 34. Potências e consumos do motor 3508 FG500TL.**

	Nominal	Disponível	
Potência elétrica	514	488	kW
Consumo	1372	1372	kW
Potência térmica	605	575	kW

**Tabela 35. Energia térmica recuperada pelo motor 3508 FG500TL.**

Energia térmica recuperada [kWh]							
h/dia	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta	Sábado	Domingo
1	116,05	126,6	126,6	158,25	158,25	0	0
2	116,05	538,05	126,6	147,7	158,25	0	0
3	105,5	495,85	253,2	575	253,2	0	0
4	126,6	432,55	575	464,2	633	0	0
5	575	575	575	575	575	0	0
6	575	538,05	575	575	575	0	0
7	575	575	575	575	575	0	0
8	575	575	575	575	575	0	0
9	575	575	575	575	575	0	0
10	575	575	422	348,15	575	0	0
11	575	575	575	575	575	0	0
12	137,15	575	369,25	575	126,6	0	0
13	575	575	575	575	575	0	0
14	575	575	575	575	453,65	0	0
15	575	575	575	575	575	0	0
16	485,3	474,75	575	575	538,05	0	0
17	422	575	575	575	147,7	0	0
18	316,5	358,7	369,25	369,25	0	0	0
19	189,9	158,25	94,95	116,05	0	0	0
20	116,05	137,15	116,05	105,5	0	10,55	575
21	105,5	126,6	105,5	126,6	0	0	548,6
22	116,05	137,15	116,05	137,15	0	0	94,95
23	116,05	126,6	116,05	105,5	0	0	147,7
24	147,7	126,6	105,5	116,05	0	0	116,05



**Gráfico 1. Comparação das necessidades energéticas e energia recuperada pelo motor 3508 FG500TL.**

**Tabela 36. Necessidades de calor e calor recuperado pelo motor anualmente.**

Necessidade térmica	3163,2	MW / ano
Recuperação de calor teórica	2417,8	MW / ano
Recuperação de calor real	2248,5	MW / ano
Calor não recuperado	914,7	MW / ano

**Tabela 37. Produção de energia elétrica anual.**

Potência nominal	514	kW
Perdas	5	%
Potência corrigida	488	kW
Tempo de funcionamento	4160	h/ano
Eletricidade produzida teórica	2031,3	MWh
Disponibilidade da central	93	%
Tempo de funcionamento corrigido	3868,8	h/ano
Eletricidade produzida corrigida	1889,1	MWh

**Tabela 38. Consumo de energia primária anual.**

Consumo de gás na cogeração	5707,5	MWh PCI/ano
Consumo de gás na cogeração real	5308,0	MWh PCI/ano
Consumo de gás caldeira de apoio	1076,1	MWh PCI/ano
Consumo total	6384,1	MWh PCI/ano

**Tabela 39. Rendimento elétrico equivalente e poupança de energia primária.**

E	T	C	Rend T chp	Rend E chp	Rend T ref	Rend E ref
1889,1	3163,2	6384,1	41,2	37,4	90	55
<b>REE</b>			<b>PEP</b>			
0,66			12,1			

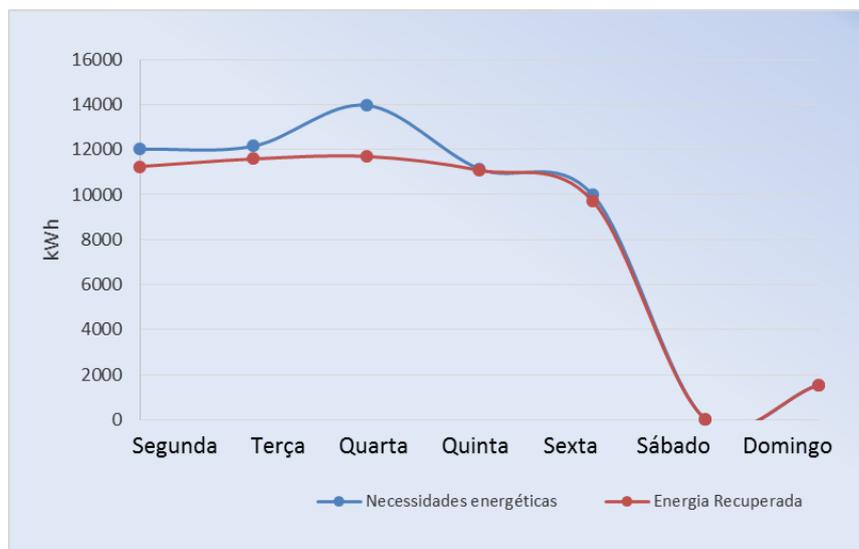
#### 4.2.7.2. Motor 3512 FG750TL

**Tabela 40. Potências e consumos do motor 3512 FG750TL.**

	Nominal	Disponível	
Potência elétrica	786	747	kW
Consumo	2115	2115	kW
Potência térmica	1070	1017	kW

**Tabela 41. Energia térmica recuperada pelo motor 3512 FG750TL.**

Energia térmica recuperada [kWh]							
h/dia	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta	Sábado	Domingo
1	116,05	126,6	126,6	158,25	158,25	0	0
2	116,05	538,05	126,6	147,7	158,25	0	0
3	105,5	495,85	253,2	907,3	253,2	0	0
4	126,6	432,55	664,65	464,2	633	0	0
5	1017	822,9	991,7	917,85	611,9	0	0
6	770,15	538,05	780,7	622,45	548,6	0	0
7	970,6	611,9	780,7	749,05	1017	0	0
8	1017	759,6	685,75	759,6	1017	0	0
9	1017	759,6	749,05	1017	685,75	0	0
10	590,8	675,2	422	348,15	1017	0	0
11	854,55	791,25	1017	200,45	1017	0	0
12	137,15	896,75	369,25	917,85	126,6	0	0
13	886,2	611,9	1017	179,35	590,8	0	0
14	801,8	580,25	696,3	633	453,65	0	0
15	706,85	569,7	759,6	654,1	749,05	0	0
16	485,3	474,75	601,35	738,5	538,05	0	0
17	422	727,95	633	590,8	147,7	0	0
18	316,5	358,7	369,25	369,25	0	0	0
19	189,9	158,25	94,95	116,05	0	0	0
20	116,05	137,15	116,05	105,5	0	10,55	643,55
21	105,5	126,6	105,5	126,6	0	0	548,6
22	116,05	137,15	116,05	137,15	0	0	94,95
23	116,05	126,6	116,05	105,5	0	0	147,7
24	147,7	126,6	105,5	116,05	0	0	116,05



**Gráfico 2. Comparação das necessidades energéticas e energia recuperada pelo motor 3512 FG750TL.**

**Tabela 42. Necessidades de calor e calor recuperado pelo motor anualmente.**

Necessidade térmica	3163,2	MW / ano
Recuperação de calor teórica	2958,6	MW / ano
Recuperação de calor real	2751,5	MW / ano
Calor não recuperado	411,7	MW / ano

**Tabela 43. Produção de energia elétrica anual.**

Potência nominal	786	kW
Perdas	5	%
Potência corrigida	747	kW
Tempo de funcionamento	4160	h/ano
Eletricidade produzida teórica	3106,3	MWh
Disponibilidade da central	93	%
Tempo de funcionamento corrigido	3868,8	h/ano
Eletricidade produzida corrigida	2888,8	MWh

**Tabela 44. Consumo de energia primária anual.**

Consumo de gás na cogeração	8798,4	MWh PCI/ano
Consumo de gás na cogeração real	8182,5	MWh PCI/ano
Consumo de gás caldeira de apoio	484,4	MWh PCI/ano
Consumo total	8666,9	MWh PCI/ano

**Tabela 45. Rendimento elétrico equivalente e poupança de energia primária.**

E	T	C	Rend T chp	Rend E chp	Rend T ref	Rend E ref
2888,8	3163,2	8666,9	44	37,1	90	55
<b>REE</b>			<b>PEP</b>			
0,56			14,0			

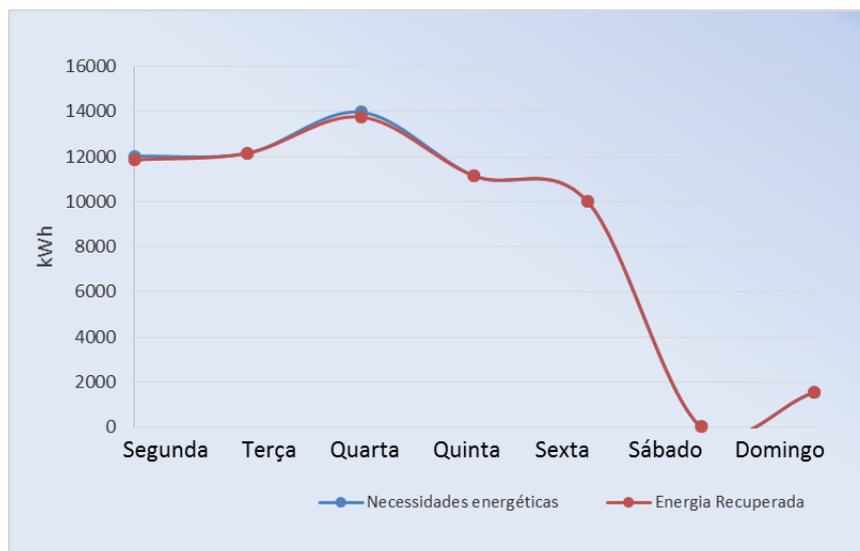
### 4.2.7.3. Motor 3516 FG1000TL

**Tabela 46. Potências e consumos do motor 3516 FG1000TL.**

	Nominal	Disponível	
Potência elétrica	1049	997	kW
Consumo	2812	2115	kW
Potência térmica	1416	1345	kW

**Tabela 47. Energia térmica recuperada pelo motor 3516 FG1000TL.**

Energia térmica recuperada [kWh]							
h/dia	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta	Sábado	Domingo
1	116,05	126,6	126,6	158,25	158,25	0	0
2	116,05	538,05	126,6	147,7	158,25	0	0
3	105,5	495,85	253,2	907,3	253,2	0	0
4	126,6	432,55	664,65	464,2	633	0	0
5	1345	822,9	991,7	917,85	611,9	0	0
6	770,15	538,05	780,7	622,45	548,6	0	0
7	970,6	611,9	780,7	749,05	1086,65	0	0
8	1202,7	759,6	685,75	759,6	1023,35	0	0
9	1107,75	1329,3	749,05	1076,1	685,75	0	0
10	590,8	675,2	1345	348,15	1076,1	0	0
11	854,55	791,25	1044,45	200,45	1149,95	0	0
12	137,15	896,75	1345	917,85	126,6	0	0
13	886,2	611,9	1149,95	179,35	590,8	0	0
14	801,8	580,25	696,3	633	453,65	0	0
15	706,85	569,7	759,6	654,1	749,05	0	0
16	485,3	474,75	601,35	738,5	538,05	0	0
17	422	727,95	633	590,8	147,7	0	0
18	316,5	358,7	369,25	369,25	0	0	0
19	189,9	158,25	94,95	116,05	0	0	0
20	116,05	137,15	116,05	105,5	0	10,55	643,55
21	105,5	126,6	105,5	126,6	0	0	548,6
22	116,05	137,15	116,05	137,15	0	0	94,95
23	116,05	126,6	116,05	105,5	0	0	147,7
24	147,7	126,6	105,5	116,05	0	0	116,05



**Gráfico 3. Comparação das necessidades energéticas e energia recuperada pelo motor 3516 FG1000TL.**

**Tabela 48. Necessidades de calor e calor recuperado pelo motor anualmente.**

Necessidade térmica	3163,2	MW / ano
Recuperação de calor teórica	3143,7	MW / ano
Recuperação de calor real	2923,7	MW / ano
Calor não recuperado	239,6	MW / ano

**Tabela 49. Produção de energia elétrica anual.**

Potência nominal	1049	kW
Perdas	5	%
Potência corrigida	997	kW
Tempo de funcionamento	4160	h/ano
Elettricidade produzida teórica	4145,6	MWh
Disponibilidade da central	93	%
Tempo de funcionamento corrigido	3868,8	h/ano
Elettricidade produzida corrigida	3855,5	MWh

**Tabela 50. Consumo de energia primária anual.**

Consumo de gás na cogeração	11697,9	MWh PCI/ano
Consumo de gás na cogeração real	10879,1	MWh PCI/ano
Consumo de gás caldeira de apoio	281,8	MWh PCI/ano
Consumo total	11160,9	MWh PCI/ano

**Tabela 51. Rendimento elétrico equivalente e poupança de energia primária.**

E	T	C	Rend T chp	Rend E chp	Rend T ref	Rend E ref
3855,5	3163,2	11160,9	42,6	37,3	90	55
<b>REE</b>			<b>PEP</b>			
0,50			13,16			

#### 4.2.8. Solução adotada

Depois de estudadas as três soluções propostas, verifica-se que todas elas cobrem mais de 70% das necessidades de energia térmica, no entanto, o último motor estudado possui um rendimento elétrico equivalente inferior ao estipulado nas condições previamente definidas. Outro fator é saber se cumpre com as necessidades elétricas da indústria. Apesar de ser selecionado com o objetivo de cumprir as necessidades térmicas, o primeiro motor estudado não cobre as necessidades elétricas. Dessa forma, a escolha recairá sobre o motor **Caterpillar 3512 FG750 TL** por ter uma maior cobertura das necessidades energéticas, permitindo uma maior poupança de energia primária.

Tabela 52. Características da solução adotada.

Tecnologia	Ciclo simples
Grupo motriz	Motor de combustão interna
Marca	CATERPILLAR modelo 3512 FG750TL
Regime de rotação	1.500 r.p.m
Energia primária	Gás natural
Alternador	Trifásico. Síncrono. 50 Hz.
Potência elétrica	1 x 786 ekW
Tensão de geração	400 V
Tensão de interconexão	16 kV en C.T. usuario
Tensão de sincronismo	16 kV
Operação com a rede	Parelelo
Regime legal	Produção em regime especial

A instalação da solução adotada tem o objetivo de otimizar as necessidades energéticas da indústria, aproveitando a energia residual disponível no motor para satisfazer as necessidades térmicas nos processos que utilizam água quente e vapor. A geração de energia elétrica com um elevado rendimento, contribui para a conservação de recursos e minimização do impacto ambiental que está associado à geração de energia elétrica centralizada.

A central de cogeração será formada por um grupo gerador a gás natural que produzirá cerca de 0,8 MWe de potência elétrica. A energia térmica disponível nos gases do motor será utilizada para a produção de água quente e vapor. De forma a cobrir todas as necessidades, a caldeira a gás natural existente na empresa, servirá de apoio.

#### 4.2.9. Aproveitamento da energia térmica do motor e caldeira de apoio

A energia térmica disponível no motor provém dos gases de escape, que se dirigem para a caldeira de recuperação. O motor produz 4374 kg/h de gases de escape a uma temperatura de 518°C. Existe também aproveitamento da energia do circuito de refrigeração de alta temperatura do motor que é utilizada para a produção de água quente (ANEXO B).

**Tabela 53. Potência térmica da solução adotada.**

Potência térmica [kW]	
Gases de escape	547
Refrigeração circuito alta temperatura	389
Refrigeração circuito baixa temperatura	134
Total	1070

O objetivo é cobrir a maior parte das necessidades térmicas da indústria e utilizando esta solução de cogeração, é possível satisfazer 87 % dessas necessidades como se comprova nos estudos feitos anteriormente.

De forma a cobrir totalmente as necessidades de energia térmica no processo industrial, recorre-se ao gerador de vapor que já existe na indústria, evitando assim custos associados a um novo equipamento. Recorde-se que as características do gerador de vapor na Tabela 54.

**Tabela 54. Características do gerador que servirá de apoio.**

Marca	Ambitermo	Combustível	Gás Natural
Modelo	SBC-S130	Pressão Max. Adm.	11 Bar
Temp. Max. Adm.	188°C	Fluido a Conter	Água
Capacidade	10550 litros	Potência Calorífica	4100 KW
Superfície Aquecimento	128,77m <sup>2</sup>	Vaporização	6250 Kg/h

#### 4.2.10. Análise económica

Depois de se ter realizado um estudo qualitativo sobre o tipo de tecnologia a utilizar, faz-se agora um estudo quantitativo referente à rentabilidade do processo. Trata-se de uma das principais análises que se deve fazer quando se pretende avançar com um sistema de cogeração. É preciso destacar que este tipo de projetos exigem um investimento inicial muito elevado e, portanto, para se obter uma amortização precoce, as poupanças anuais devem ser bastante elevadas.

Na Tabela 55 encontra-se uma análise económica à solução adotada através dos dados obtidos na secção anterior.

**Tabela 55. Análise económica da solução adotada<sup>3</sup>.**

Consumo de gás na cogeração anual	8798,4	MWh
Consumo de gás na cogeração real	8182,5	MWh
Consumo de gás caldeira de apoio	484,3994	MWh
Consumo total	8666,911	MWh
Preço do gás natural	0,0353	€/kWh
Custo total da energia térmica	305942,0	€
Consumo de energia elétrica anual	2393	MWh
Preço da eletricidade	0,0927	€/kWh
Custo de energia elétrica	221826,8	€
Produção de eletricidade anual	2888,8	MWh
Energia fornecida à rede	495,9	MWh
Remuneração de energia elétrica	89,89	€/MWh
Proveitos com a venda de energia elétrica	44575	€
Despesas de manutenção e operação da cogeração	6	€/MWh
Despesas de manutenção e operação da cogeração	17333,0	€
Custo total da energia primária	305942,0	€
Custo total com venda de energia elétrica à rede	261367,5	€
Gastos em energia primária no último ano (2011)	431444,3	€
Gasto estimado em energia primária com o sistema de trigeração	278700,5	€
Potenciais poupanças	152743,9	€

<sup>3</sup> Foram utilizados os preços do gás natural e eletricidade correspondentes ao ano de 2011, que foi o ano das últimas faturas energéticas fornecidas pela empresa. O preço da remuneração de energia elétrica foi fornecido pela *Cogen Portugal*.

Como se pode verificar na Tabela 55 e tendo sempre por base os consumos do ano de 2011, obtém-se poupanças económicas na casa das centenas de milhar de euros.

Falta também anexar o consumo do chamuscador que envolve também consumo de gás natural. Anteriormente foram estimadas 13 horas semanais para o abate de animais e 100 m<sup>3</sup>/h no consumo do chamuscador, pelo que perfaz um total de 1300 m<sup>3</sup> por semana e um total de 67600 m<sup>3</sup> anuais. Assim temos um custo de 25175 € para o chamuscador e um gasto total de 331117 € em gás natural. Prevê-se assim um potencial de poupanças económicas no valor de **127561,76 €**.

Na tabela 56 encontram-se os valores do investimento inicial estimados. Os preços dos equipamentos foram fornecidos pelo fabricante, no entanto, outros valores foram pressupostos com base em diversa literatura.

**Tabela 56. Investimento inicial.**

	€
Grupo cogrador	470000
Instalação	80000
Sistema de gestão e controle	30000
Sistema recuperador de calor	250000
Auxiliares:	
sistema de lubrificação	100000
sistema de ventilação	
sistema de isolamento acustico	
Licenciamento	5000
Obra	10000
Total	945000

Como se pode analisar pela figura, trata-se de um projeto com um elevado investimento inicial, com um *payback* simples de 7,5 anos. A viabilidade do sistema pressupõe a recuperação do investimento antes do fim da vida útil da instalação. Um estudo de viabilidade realiza-se em termos de poupança de energia primária, ou seja gás natural e energia elétrica, e consequentemente poupanças económicas associadas ao menos consumo de combustível e venda de energia elétrica à rede.

Utilizou-se o *software SmartCogen* para uma análise de viabilidade. Trata-se de uma ferramenta simples que fornece uma avaliação sobre a rentabilidade do sistema de cogeração. Os parâmetros necessários para a avaliação são a localização do projeto, o tipo de combustível e consumo anual, as necessidades térmicas a serem suprimidas através de um perfil térmico com o tempo de funcionamento. Após a escolha da tecnologia de cogeração que pretendemos, o *software* fornece a potência elétrica e o rendimento térmico e elétrico. Com todos os dados inseridos já é possível obter um estudo da viabilidade do sistema. Este resultado é baseado nos proveitos com a produção de energia elétrica, os proveitos com a produção de calor e os custos com a cogeração. Os proveitos com a produção da energia elétrica são obtidos com o consumo e produção de energia elétrica, conta anual de eletricidade e percentagem vendida à rede. Os proveitos com a produção de calor são calculados com a conta anual de combustível e o valor da produção de energia térmica. Por fim, para os custos com a cogeração entram o consumo de combustível anual na cogeração, despesas para o consumo e manutenção.

Para este caso, os resultados obtidos pelo simulador foram:

- Investimento total: 945000€
- Proveito anual da cogeração: 115032 €
- *Payback* simples do investimento: 8,2 anos

Segundo o *software* trata-se de um projeto pouco atrativo porque a rentabilidade não é muito interessante. No Anexo C encontra-se a simulação.

## 4.1. SOLUÇÃO UTILIZANDO UM SISTEMA DE TRIGERAÇÃO

Como já foi considerado em capítulos anteriores, um sistema de trigeração não é mais do que um sistema de cogeração associado a um sistema de refrigeração. O motor da cogeração é, no entanto, o componente que caracteriza a instalação já que é o responsável por produzir a eletricidade e calor necessários. Ao longo da tese já foram descritas soluções com um *chiller* de absorção e com um sistema de cogeração. Neste subcapítulo será feito o estudo destas duas soluções combinadas de forma a testar as potenciais poupanças que poderá trazer à indústria.

Ao projetar uma instalação de trigeração é necessário diferenciar os consumos elétricos que correspondem aos processos de fabrico e os que correspondem ao consumo dos compressores, à semelhança como foi feito para a seleção do *chiller*. Os consumos correspondentes aos processos de fabrico continuarão a ser necessidades elétricas, uma vez que se implemente a nova instalação. Relativamente aos compressores, estes deixarão de ser equipamentos principais e passarão a ser equipamentos auxiliares para as situações em que o *chiller* de absorção não seja capaz de fornecer energia térmica suficiente.

Utilizando a mesma metodologia que se usou para estimar as necessidades térmicas a satisfazer pelo motor da cogeração, fez-se o mesmo mas desta vez incluiu-se o consumo do *chiller* previamente selecionado. As necessidades térmicas encontram-se na Tabela 57 e a energia térmica recuperada encontra-se na Tabela 58.

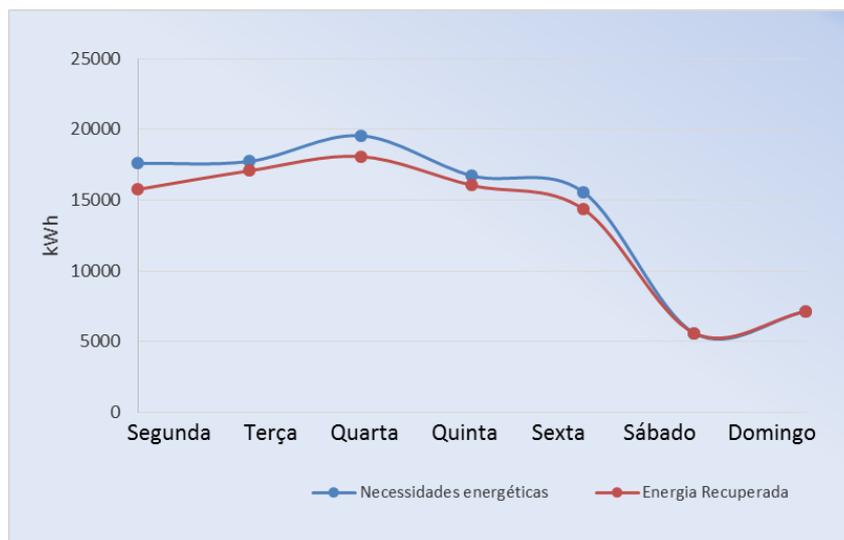
Neste caso, é preciso ter em conta que o motor passa a funcionar 24 horas por dia e 365 dias por ano, já que as necessidades de refrigeração são constantes. Mantém-se, no entanto, a disponibilidade do motor de 93% de forma a cobrir as eventuais paragens ao longo do ano.

**Tabela 57. Necessidades térmicas da indústria + Chiller de absorção.**

Consumos horários por dia da semana [kWh]							
h/dia	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta	Sábado	Domingo
1	349,05	359,6	359,6	391,25	391,25	233	233
2	349,05	771,05	359,6	380,7	391,25	233	233
3	338,5	728,85	486,2	1140,3	486,2	233	233
4	359,6	665,55	897,65	697,2	866	233	233
5	1741,65	1055,9	1224,7	1150,85	844,9	233	233
6	1003,15	771,05	1013,7	855,45	781,6	233	233
7	1203,6	844,9	1013,7	982,05	1319,65	233	233
8	1435,7	992,6	918,75	992,6	1256,35	233	233
9	1340,75	1562,3	982,05	1309,1	918,75	233	233
10	823,8	908,2	1710	581,15	1309,1	233	233
11	1087,55	1024,25	1277,45	433,45	1382,95	233	233
12	370,15	1129,75	1657,25	1150,85	359,6	233	233
13	1119,2	844,9	1382,95	412,35	823,8	233	233
14	1034,8	813,25	929,3	866	686,65	233	233
15	939,85	802,7	992,6	887,1	982,05	233	233
16	718,3	707,75	834,35	971,5	771,05	233	233
17	655	960,95	866	823,8	380,7	233	233
18	549,5	591,7	602,25	602,25	233	233	233
19	422,9	391,25	327,95	349,05	233	233	233
20	349,05	370,15	349,05	338,5	233	243,55	876,55
21	338,5	359,6	338,5	359,6	233	233	781,6
22	349,05	370,15	349,05	370,15	233	233	327,95
23	349,05	359,6	349,05	338,5	233	233	380,7
24	380,7	359,6	338,5	349,05	233	233	349,05

**Tabela 58. Energia térmica recuperada pelo motor.**

Energia térmica recuperada [kWh]							
h/dia	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta	Sábado	Domingo
1	349,05	359,6	359,6	391,25	391,25	233	233
2	349,05	771,05	359,6	380,7	391,25	233	233
3	338,5	728,85	486,2	1017	486,2	233	233
4	359,6	665,55	897,65	697,2	866	233	233
5	1017	1055,9	1017	1017	844,9	233	233
6	1003,15	771,05	1013,7	855,45	781,6	233	233
7	1017	844,9	1013,7	982,05	1017	233	233
8	1017	992,6	918,75	992,6	1017	233	233
9	1017	1017	982,05	1017	918,75	233	233
10	823,8	908,2	1710	581,15	1017	233	233
11	1017	1017	1017	433,45	1017	233	233
12	370,15	1017	1017	1017	359,6	233	233
13	1017	844,9	1017	412,35	823,8	233	233
14	1017	813,25	929,3	866	686,65	233	233
15	939,85	802,7	992,6	887,1	982,05	233	233
16	718,3	707,75	834,35	971,5	771,05	233	233
17	655	960,95	866	823,8	380,7	233	233
18	549,5	591,7	602,25	602,25	233	233	233
19	422,9	391,25	327,95	349,05	233	233	233
20	349,05	370,15	349,05	338,5	233	243,55	876,55
21	338,5	359,6	338,5	359,6	233	233	781,6
22	349,05	370,15	349,05	370,15	233	233	327,95
23	349,05	359,6	349,05	338,5	233	233	380,7
24	380,7	359,6	338,5	349,05	233	233	349,05



**Gráfico 4. Comparação das necessidades energéticas e energia recuperada pelo motor.**

**Tabela 59. Necessidades de calor e calor recuperado pelo motor anuais.**

Necessidade térmica	5198,7	MW / ano
Recuperação de calor teórica	4893,6	MW / ano
Recuperação de calor real	4551,1	MW / ano
Calor não recuperado	647,6	MW / ano

**Tabela 60. Produção de energia elétrica anual.**

Potência nominal	786	kW
Perdas	5	%
Potência corrigida	747	kW
Tempo de funcionamento	8760	h/ano
Eletricidade produzida teórica	6541,1	MWh
Disponibilidade da central	93	%
Tempo de funcionamento corrigido	8147	h/ano
Eletricidade produzida corrigida	6083,2	MWh

**Tabela 61. Consumo de energia primária anual.**

Consumo de gás na cogeração	18527,4	MWh PCI/ano
Consumo de gás na cogeração real	17230,5	MWh PCI/ano
Consumo de gás caldeira de apoio	761,9	MWh PCI/ano
Consumo total	17992,4	MWh PCI/ano

**Tabela 62. Rendimento elétrico equivalente e poupança de energia primária.**

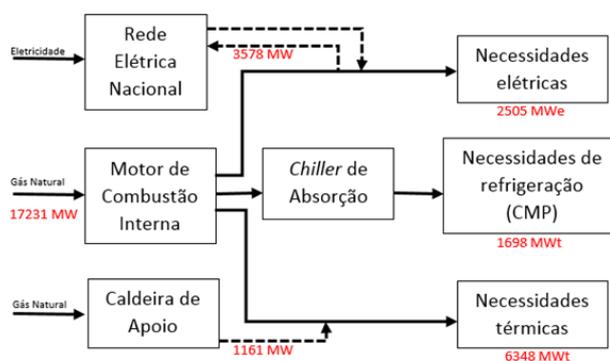
E	T	C	Rend T chp	Rend E chp	Rend T ref	Rend E ref
6083,2	5198,7	17992,4	44	37,1	90	55
<b>REE</b>			<b>PEP</b>			
0,50			14,05			

### 4.1.1. Análise económica

À semelhança do que foi feito no capítulo anterior para a cogeração, fez-se aqui uma análise económica para avaliar as potenciais poupanças. Os resultados encontram-se na Tabela 63. Na Figura 51 encontra-se um diagrama dos novos fluxos energéticos da indústria.

**Tabela 63. Análise económica do sistema de trigeração.**

Consumo de gás na cogeração anual	18527,4	MWh
Consumo de gás na cogeração real	17230,5	MWh
Consumo de gás caldeira de apoio	1161,19	MWh
Consumo total	18391,67	MWh
Preço do gás natural	0,0353	€/kWh
Custo total da energia térmica	649226	€
Consumo de energia elétrica anual	2505,3	MWh
Preço da eletricidade	0,0927	€/kWh
Custo de energia elétrica	232240,9	€
Produção de eletricidade anual	6083,2	MWh
Energia fornecida à rede	3577,9	MWh
Remuneração de energia elétrica	89,89	€/MWh
Proveitos com a venda de energia elétrica	321619,2	€
Despesas de manutenção e operação da cogeração	6	€/MWh
Despesas de manutenção e operação da cogeração	36499,29	€
Despesas de gás natural no chamuscador	25175	€
Custo total da energia primária	649226	€
Custo total com venda de energia elétrica à rede	327606,8	€
Gastos em energia primária no último ano (2011)	431444,3	€
Gasto estimado em energia primária com o sistema de trigeração	364106,1	€
Potenciais poupanças	42163,2	€



**Figura 51. Diagrama dos novos fluxos energéticos na indústria.**

Pela análise da Tabela 62 verifica-se que, mais uma vez, este sistema traz poupanças a nível económico. A viabilidade deste sistema é garantida pelos mesmos pressupostos abordados para o sistema de cogeração.

Na Tabela 56 foi estimado um investimento inicial para o sistema de cogeração. Aqui, o sistema será o mesmo mas é preciso acrescentar o custo de aquisição do *chiller* e consequente instalação. Segundo informação do fabricante, o custo do equipamento é de 290000 €. Admite-se mais 15% desse valor para a instalação e restantes custos associados. Então, o preço final do sistema de trigeração será aproximadamente 1300000€, o que resulta num *payback* simples de 30 anos.

Trata-se então de um sistema francamente inviável apesar de ter alguns benefícios energéticos. Economicamente, a fatura energética da indústria é muito reduzida face ao investimento inicial necessário. No que toca aos benefícios energéticos, como seria de esperar, o consumo de gás natural aumenta quando implementado este sistema, no entanto, é possível aproveitar o calor antes perdido, aumentando a eficiência do processo e produzindo energia elétrica suficiente para suprimir as necessidades e ainda vender à rede.

## 5. CONCLUSÕES

O objetivo desta dissertação foi avaliar as potenciais poupanças energéticas na implementação de um sistema de produção combinada de energia (Cogeração/Trigeração). Para cumprir esse objetivo fez-se um estudo das tecnologias existentes, agrupando-as todas numa tabela que tem por objetivo servir de ferramenta para a seleção do *prime-mover*. A metodologia desenvolvida foi aplicada a um caso-estudo, que corresponde a uma indústria de transformação de carnes.

O passo seguinte foi avaliar a introdução de um sistema de refrigeração por absorção que substituísse os compressores do circuito de média pressão que são responsáveis por retirar calor das câmaras de refrigeração. Verificou-se, no entanto, que se trata de uma situação pouco viável já que não traz poupanças à empresa, por ser necessário manter a caldeira a funcionar em contínuo para produzir vapor para alimentar o *chiller*.

Na abordagem seguinte fez-se um estudo da implementação de um sistema de cogeração e, posteriormente, a indexação do *chiller* anteriormente estudado a esse sistema de cogeração de forma a surgir um sistema de trigeração. Para esse efeito foram estudadas as necessidades térmicas e elétricas da instalação fabril e selecionou-se um motor de cogeração a gás por se ter revelado mais adequado. Foi selecionada a gama de motores do fabricante *Caterpillar* por oferecerem informação mais detalhada. Neste caso, tanto na cogeração como na trigeração, foi possível reduzir os consumos de energia elétrica. No entanto, o grande problema surge no investimento inicial, que inviabiliza todo este estudo, uma vez que a viabilidade do sistema pressupõe a recuperação do capital investido num curto espaço de tempo.

Tanto na cogeração como na trigeração, as poupanças energéticas não são capazes de tornar este sistema economicamente atrativo, no entanto, é possível verificar que algumas mudanças no funcionamento da empresa poderiam influenciar significativamente a melhoria destes sistemas.

Ao longo do trabalho, e graças ao processo prévio de investigação que este exige, foi possível constatar que a maior parte dos estudos feitos sobre cogeração são favoráveis à sua utilização, apesar do sistema estudado não o ser. A cogeração surge como uma forma de

produção de energia eficiente e sustentável para o meio ambiente que, apesar de não fazer parte do grupo das energias renováveis, apresenta bastantes benefícios em relação aos sistemas convencionais de produção de energia. Numa situação de incertezas económicas como existe atualmente, e apesar do elevado custo do investimento inicial, um sistema de cogeração pode ser uma solução bastante atrativa por ser capaz de trazer poupanças às indústrias, tornando-as mais competitivas

## 5.1. Trabalhos futuros

Ao longo deste trabalho surgiram algumas ideias para trabalhos futuros. É importante ter em consideração que os dados utilizados remontam a 2006, 2010 e 2011 pelo que já surgiram alterações na indústria que modificam os resultados obtidos, pelo que é importante a utilização de dados recentes neste tipo de projetos. Uma análise de sensibilidade ao preço do gás natural e da eletricidade seria também importante, uma vez que o setor energético está sujeito a fortes mudanças que fazem variar o preço dos combustíveis.

Como trabalhos futuros, seria interessante fazer vários estudos que possam otimizar o sistema já selecionado, como por exemplo avaliar uma solução técnica com o motor de cogeração a trabalhar a cargas parciais, adaptando a carga às necessidades térmicas ou uma solução técnica modular, onde vários motores trabalham em paralelo em função das necessidades. Dessa forma seria possível ter uma maior eficiência, minimizando as perdas.

Era também importante dar uma maior atenção ao *payback* económico do investimento de um projeto de cogeração, tendo em conta que depende em grande parte do capital investido e da previsão de todos os outros custos. A má definição destes parâmetros leva a uma análise pouco esclarecedora.

A venda da energia elétrica à rede deve ser objeto de um estudo mais aprofundado, de forma a adotar uma modulação tarifária com as várias modalidades de remuneração, favorecendo assim os proveitos da venda da energia elétrica.

---

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Baranda R., J. M. (2014). Gestão de energia. *Modulo VI - Sistemas de distribuição de vapor*. Universidade de Coimbra.
- Bento, G. (2011). *Revisão Crítica de uma Auditoria Energética e de um Plano de Racionalização de Consumos*. Universidade de Coimbra.
- BP. (2013). *Statistical Review of World Energy 2013*. Disponível em: [http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_2013.pdf](http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf)
- Brandão, S. D. (2004). *Cogeração*. Universidade de Coimbra.
- Bruno, J.C., Miquel, J., Castells, F. (1999). Modeling of ammonia absorption chillers integration in energy systems of process plants. *Applied Thermal Engineering 12*, 1297-1328.
- CEEETA – Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente (2001), “Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos”. Disponível em: <http://www.ceeeta.pt>.
- CogenPortugal. (2014). *Cogeração em Portugal*. Disponível em: <http://www.cogenportugal.com/>
- Decreto-lei nº 23/2010 de 25 de Março. “Diário da República nº 59/2010 - I Série”. Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento.
- DGEG, Direção-Geral de Energia e Geologia. (2012). *Balanço Energético Sintético 2012*.
- EDUCOGEN. (2001). *A Guide to Cogeneration*. Disponível em: Energy Manager Training: [www.energymanagertraining.com](http://www.energymanagertraining.com)
- EIA. (2012). *U.S. Energy Information Administration*. Disponível em: Independent Statistics & Analysis: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=44&pid=44&aid=2>
- EPA, U. E. (2008). *Combined Heat and Power Partnership*. Disponível em: Catalogue of CHP Technologies: <http://www.epa.gov/chp/technologies.html>
- França ; Caseiro. (2008). *Planeamento e Produção de Eletricidade*. Universidade de Coimbra, Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores.
- Horlock, J. H. (1987). *Cogeneration-combined heat and power (CHP): thermodynamics and economics*. Pergamon Press.

- 
- J. Bassols, B. Kuckelkorn, J. Langreck, R. Schneider, H. Veelken. (2002). Trigeneration in the food industry. *Applied Thermal Engineering* 22, 595-602.
- Kavvadias KC, Tosios AP, Maroulis ZB. (2010). Design of a combined heating, cooling and power system: sizing, operation strategy selection and parametric analysis. *Energy Conversion and Management* 51, 833-845.
- M. Jradi, S.Riffat. (2014). Tri-generation systems: Energy policies, primemovers, cooling technologies, configurations and operation strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 396–415.
- Miguel, N., & Gonçalves, B. (2011). *Estudo Técnico / Económico da instalação de uma central de cogeração numa serração de madeira*. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa
- Mingxi Liu , Yang Shi, Fang Fang. (2014). Combined cooling, heating and power systems: A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 35, 1-22.
- Ministros, P. D. (15 de Abril de 2010). Resolução do Conselho de Ministros nº29/2010, Diário da República, 1ª série nº73.
- Moreira N., Monteiro E., Ferreira S.. (2007). Transposition of the EU cogeneration directive: A vision for Portugal. *Energy Policy*, 35(11), 5747–5753.
- P. Colonna, S. Gabrielli. (2003). Industrial trigeneration using ammonia-water absorption refrigeration systems (AAR). *Applied Thermal Engineering* 23, 381-396.
- Paulique M.; Alves T., Maia C. (2011). VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÓMICA DO SISTEMA DE TRIGERAÇÃO . São Paulo, Brasil: UNESP.
- Portaria nº 57/02 de 15 de Janeiro. “Diário da República nº 12/02 - I Série - B”. Ministério da Economia.
- Portaria nº 58/02 de 15 de Janeiro. “Diário da República nº 12/02 - I Série - B”. Ministério da Economia.
- Portaria nº 59/02 de 15 de Janeiro. “Diário da República nº 12/02 - I Série - B”. Ministério da Economia.
- Portaria nº 60/02 de 15 de Janeiro. “Diário da República nº 12/02 - I Série - B”. Ministério da Economia.
- REN, Rede Elétrica Nacional (2012). *Dados técnicos de eletricidade*.
- REN, Rede Elétrica Nacional (2008). REN-Gasodutos S.A. *Gas Properties*. Portugal.
- Santos, F. (2011). *Desenvolvimento de ferramentas de apoio ao pré-projecto de sistemas de cogeração*. Universidade de Coimbra.

- Sousa, B. (2011). *Modelação de um sistema de refrigeração por absorção*. Universidade de Aveiro.
- Sugiarta, N., Tassou, S. a., Chaer, I., & Marriott, D. (2009). Trigeneration in food retail: An energetic, economic and environmental evaluation for a supermarket application. *Applied Thermal Engineering*, 29(13), 2624–2632.
- Velasco, F. (2009). *Estudio de viabilidad y diseño de una planta de cogeneración para una industria cárnica*. Universidad Carlos III de Madrid
- Wei Wu, *et al.* (2014). Absorption heating technologies: A review and perspective. *Applied Energy* 130, 51-71.
- Wu, D. W., & Wang, R. Z. (2006). Combined cooling, heating and power: A review. *Progress in Energy and Combustion Science*, 32(5-6), 459–495.

## ANEXO A – CHILLER DE ABSORÇÃO BROAD X

### Packaged Steam Chiller Performance Data BYS: Steam from power generation or industrial waste streams

model		CZT	20	50	75	100	125	150	200	250	300	400	500	600	800	1000	
chiller	cooling capacity	Rt	66	165	248	331	413	496	661	827	992	1323	1653	1984	2646	3307	
		kW	233	582	872	1163	1454	1745	2326	2908	3489	4652	5815	6978	9304	11630	
	chilled W																
	flowrate	GPM	126	314	471	629	786	943	1257	1571	1886	2514	3143	3771	5029	6286	
	pressure drop	ftH <sub>2</sub> O	10	10	10	10	10	13.4	13.4	16.7	16.7	16.7	20	20	20	20	
	cooling W																
	flowrate	GPM	208	520	779	1039	1299	1559	2078	2598	3118	4157	5196	6235	8314	10392	
	pressure drop	ftH <sub>2</sub> O	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	20	20	20	23.4	23.4	23.4	23.4		
	steam consumption	lb/h	553	1383	2073	2764	3456	4037	5531	6912	8295	11059	13828	16590	22119	27643	
	power demand	kW	1.7	4.3	4.6	6.8	6.8	6.8	10.2	10.2	11.7	13.2	17.7	20.7	25.9	34.9	
	solution weight	klbs/h	1.7	4.2	5.7	6.6	9.0	10.1	14.7	16.5	21.8	24.6	32.1	38.5	50.0	62.1	
	unit ship. wt	klbs/h	8.8	16	20	25	31	35	46	57	/	/	/	/	/	/	
	main shell ship. wt	klbs/h	5.5	10	11	14	16	19	24	28	33	44	53	62	64	66	
	operation weight	klbs/h	10	19	22	28	35	40	53	66	77	95	119	139	165	187	
pumpset	chilled/heating W pump																
	external head	ftH <sub>2</sub> O	62	62	66	66	72	72	72	72	72	85	85	85	85		
	power demand	kW	4	7.5	15	15	22	30	37	44	60	60	110	110	150	180	
	cooling W pump																
	external head	ftH <sub>2</sub> O	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	
	power demand	kW	3	7.5	15	15	22	22	37	44	44	60	90	110	150	180	
	total power demand	kW	7	15	30	30	44	52	74	88	104	120	200	220	300	360	
operation weight	klbs/h	1.1	1.8	7.3	7.3	7.9	8.1	13.9	14.5	15.8	19.4	13/18.9	13.4/19.4	13.4/21.6	21.1/21.6		
cooling tower	power demand	kW	5.5	11	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	operation weight	klbs/h	5.5	11.2	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
enclosure	ventilation power demand	kW	0.3	0.3	1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	2.0	2.0	2.0	2.0	3.0	3.0	3.0	
	weight	klbs/h	1.1	1.8	7.5	7.5	8.6	8.6	11	12	14	15	24	25	32	34	
Electricity and water consumption	total power demand	kW	14.5	30.6	35.6	38.3	52.3	60.3	85.7	100.2	117.7	135.2	219.7	243.7	328.9	397.9	
	cooling water demand	klbs/h	1.3	3.3	4.4	6.6	8.4	10	13.2	16.5	19.8	26.4	33	39.6	52.8	66	

### General Conditions:

1. Rated saturated steam pressure: 116psig, rated condensate temp: 203°F
9. Adjustable load: 5%~115%
10. Fouling factor for chilled W: 0.0001hr ft<sup>2</sup>·°F/Btu,

2. Rated chilled W outlet/inlet temp: 44°F/56.7°F
3. Rated cooling W outlet/inlet temp: 97.5°F/85°F
4. Lowest permitted outlet temperature for chilled water: 41°F
5. Lowest permitted inlet temperature for cooling water: 50°F
6. steam pressure upper limit 110%
7. Adjustable chilled water flowrate: 50%~120%
8. Pressure limit for chilled W, cooling W: 116psig (except special order)
11. LiBr Solution concentration: 52%. Solution weight is included in unit ship, wt.
12. Machine room ambient temperature: 41~109°F, humidity 185%
13. Standard climate conditions for cooling operation: 96.8°F, relative humidity 50% (wet bulb 80.6°F)
14. Rated cooling COP: 1.41
15. Life design: 25 years



## Performance Curves

The same as packaged direct-fired chiller. Please refer to P5 for details.

### COP

Rated COP:1.41			
IPLV COP:1.62			
Load	COP	Factor	Result
A 100%	1.410	0.01	0.014
B 75%	1.627	0.42	0.683
C 50%	1.679	0.45	0.756
D 25%	1.356	0.12	0.163

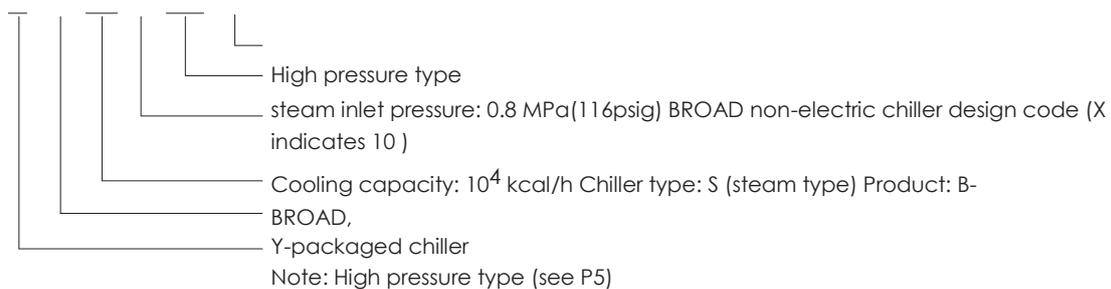
Note:The integrated part load value (IPLV) reflects chiller's actual COP in operation.

### Operating Noise dB(A)

Model BYS	20~50	75~200	250
Steam chiller	52	53	53
Pumpset	57	57	59
Cooling tower	62	/	/
outside enclosure	40	41	42

## Nomenclature

BY S 100 X 0.8 – FA



## Model Selection & Ordering

### Steam selection

Please specify saturated steam pressure and temperature. The temperature of overheated steam should be 180°C(except special order)

!

### Other factors

Load, quantity, flow, pressure, split shipment, control, machine room, location, ordering and warranty are the same as those of packaged direct-fired chillers. Please refer to P6 for details.

### Supply list

Refer to packaged DFA supply list on P7.

## ANEXO B – DADOS TECNICOS DOS MOTORES

### *Caterpillar 3508 FG500TL*

VELOCIDAD MOTOR (RPM)	1500	COMBUSTIBLE	Gas Natural
RELACION DE COMPRESION	11,7:1	PCI GAS (MJ/Nm <sup>3</sup> )	36,1
Tª ENTRADA POSTENFRIADOR (°C)	99/32	Nº DE METANO MINIMO	70
Tª SALIDA AGUA DE CAMISAS (°C)	99	ALTITUD (m)	500
SISTEMA DE ENCENDIDO	EIS	TEMPERATURA ATM. (°C)	25
COLECTOR DE ESCAPE	SECO	RTO. ALTERNADOR (cosφ=1)	96,1

### POTENCIAS Y RENDIMIENTOS

		100%	75%	50%
POTENCIA AL FRENO	bkW	535	401	268
POTENCIA ELÉCTRICA (cosφ=1)	ekW	514	385	255
RENDIMIENTO DEL MOTOR	%	39,0	37,5	34,9
RENDIMIENTO ELECTRICO	%	37,4	36,0	33,3
RENDIMIENTO TERMICO	%	41,2	43,6	47,3
RENDIMIENTO TOTAL	%	78,6	79,6	80,6

### DATOS DEL MOTOR

CONSUMO DE COMBUSTIBLE	MJ/bkWh	9,24	9,61	10,3
CAUDAL VOLUMETRICO DE AIRE	Nm <sup>3</sup> /bkWh	4,10	4,19	4,36
CAUDAL MASICO DE AIRE	kg/bkWh	5,30	5,41	5,63
PRESION EN COLECTOR DE ADMISIÓN	KPAa	217	168	121
TEMPERATURA COLECTOR DE ADMISIÓN	°C	40	38	35
TIMING	°BTDC	20	20	20
TEMPERATURA DE ESCAPE	°C	474	497	502
CAUDAL VOLUM. GASES ESCAPE (HUMEDO)	Nm <sup>3</sup> /bkWh	4,39	4,48	4,67
CAUDAL MASICO GASES ESCAPE (HUMEDO)	kg/bkWh	5,49	5,61	5,84

### EMISIONES

NO <sub>x</sub> (como NO <sub>2</sub> ) (corr. 5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	500	500	500
CO (corr. 5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	930	896	900
HCT (corr. 5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	1611	1823	2148
HCNM (corr. 5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	242	274	323
O <sub>2</sub>	%	9,1	9,0	8,2

### BALANCE TERMICO

CONSUMO COMBUSTIBLE PCI	kW	1373	1070	766
POT. TERMICA AGUA CAMISAS	kW	170	141	122
POT. TERMICA ACEITE	kW	86	72	62
POT. TERMICA POSTENFRIADOR 1ª etapa	kW	32	12	-5
POT. TERMICA POSTENFRIADOR 2ª etapa	kW	58	43	29
RADIACION DEL MOTOR	kW	61	51	41
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 25°C)	kW	431	350	251

### *Caterpillar 3516 FG1000TL*

VELOCIDAD MOTOR (RPM)	1500	COMBUSTIBLE	Gas Nat.
RELACION DE COMPRESION	12:1	PCI GAS (MJ/Nm <sup>3</sup> )	36,1
T <sup>a</sup> ENTRADA POSTENFRIADOR (°C)	32	Nº DE METANO MINIMO	70
T <sup>a</sup> SALIDA AGUA DE CAMISAS (°C)	99	ALTITUD (m)	500
SISTEMA DE ENCENDIDO	EIS	TEMPERATURA ATM. (°C)	25
COLECTOR DE ESCAPE	SECO	RTO. ALTERNADOR (cosφ=1)	97,4

### POTENCIAS Y RENDIMIENTOS

		100%	75%	50%
POTENCIA AL FRENO	bkW	1077	808	539
POTENCIA ELÉCTRICA (cosφ=1)	ekW	1049	786	522
RENDIMIENTO DEL MOTOR	%	38,3	36,5	34,5
RENDIMIENTO ELECTRICO	%	37,3	35,5	33,4
RENDIMIENTO TERMICO	%	42,6	46,1	49,9
RENDIMIENTO TOTAL	%	79,9	81,6	83,3

### DATOS DEL MOTOR

CONSUMO DE COMBUSTIBLE	MJ/bkWh	9,41	9,86	10,44
CAUDAL VOLUMETRICO DE AIRE	Nm <sup>3</sup> /bkWh	4,15	4,23	4,32
CAUDAL MASICO DE AIRE	kg/bkWh	5,36	5,47	5,58
PRESION EN COLECTOR DE ADMISIÓN	KPAa	229	174	123
TEMPERATURA COLECTOR DE ADMISIÓN	°C	41	37	33
TIMING	°BTDC	20	20	20
TEMPERATURA DE ESCAPE	°C	511	524	526
CAUDAL VOLUM. GASES ESCAPE (HUMEDO)	Nm <sup>3</sup> /bkWh	4,45	4,54	4,64
CAUDAL MASICO GASES ESCAPE (HUMEDO)	kg/bkWh	5,57	5,68	5,81

### EMISIONES

NO <sub>x</sub> (como NO <sub>2</sub> ) (corr. 5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	500	500	500
CO (corr. 5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	1106	1035	977
HCT (corr. 5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	1977	2128	2306
HCNM (corr. 5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	297	320	346
O <sub>2</sub>	%	8,9	8,8	8,5

### BALANCE TERMICO

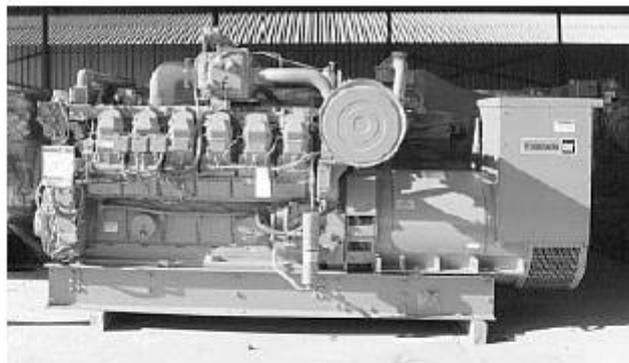
CONSUMO COMBUSTIBLE PCI	kW	2814	2212	1561
POT. TERMICA AGUA CAMISAS	kW	401	379	327
POT. TERMICA ACEITE	kW	63	60	52
POT. TERMICA POSTENFRIADOR	kW	206	119	50
RADIACION DEL MOTOR	kW	100	83	67
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 25°C)	kW	966	763	528

---

# MOTORES G3512

---

## FG750TL

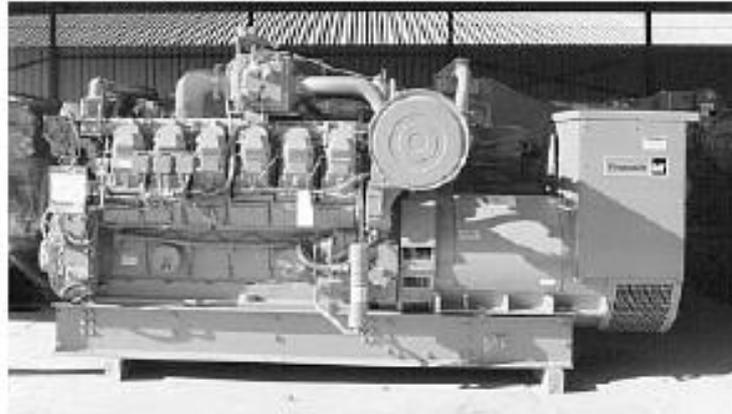


---

## ALCANCE DE SUMINISTRO ESTANDAR

---

## DATOS TECNICOS DEL MOTOGENERADOR



MODELO	FG750TL
Motor	G3512 TA
Alternador	SR4B sin escobillas, 962,5 kVA 400 V
Potencia al freno	810 bkW
Potencia eléctrica (cos $\varphi$ = 1)	786 ekW
Configuración	12 cilindros en V a 65 °
Diámetro x Carrera	170 x 190 mm
Cilindrada	51,8 litros
Relación de compresión	12:1
Velocidad	1500 RPM
Secuencia de ignición	1-12-9-4-5-8-11-2-3-10-7-6
Rotación	CCW. SAE standard

Motogenerador fabricado según normas de calidad ISO 9001.

### Potencias, rendimientos y emisiones

VELOCIDAD MOTOR (RPM)	1500	COMBUSTIBLE	Gas Nat.
RELACION DE COMPRESION	12:1	PCI GAS (MJ/Nm <sup>3</sup> )	36,1
Tª ENTRADA POSTENFRIADOR (°C)	32	Nº DE METANO MINIMO	70
Tª SALIDA AGUA DE CAMISAS (°C)	99	ALTITUD (m)	500
SISTEMA DE ENCENDIDO	EIS	TEMPERATURA ATM. (°C)	25
COLECTOR DE ESCAPE	SECO	RTO. ALTERNADOR (cosφ=1)	97,1

### POTENCIAS Y RENDIMIENTOS

		100%	75%	50%
POTENCIA AL FRENO	bkW	810	608	405
POTENCIA ELÉCTRICA (cosφ=1)	ekW	786	588	389
RENDIMIENTO DEL MOTOR	%	38,3	36,6	33,8
RENDIMIENTO ELECTRICO	%	37,1	35,4	32,5
RENDIMIENTO TERMICO	%	44,0	46,9	51,1
RENDIMIENTO TOTAL	%	81,1	82,3	83,6

### DATOS DEL MOTOR

CONSUMO DE COMBUSTIBLE	MJ/bkWh	9,40	9,85	10,64
CAUDAL VOLUMETRICO DE AIRE	Nm <sup>3</sup> /bkWh	4,02	4,15	4,33
CAUDAL MASICO DE AIRE	kg/bkWh	5,20	5,36	5,59
PRESION EN COLECTOR DE ADMISIÓN	KPAa	222	176	161
TEMPERATURA COLECTOR DE ADMISIÓN	°C	55	52	50
TIMING	°BTDC	20	20	20
TEMPERATURA DE ESCAPE	°C	518	524	528
CAUDAL VOLUM. GASES ESCAPE (HUMEDO)	Nm <sup>3</sup> /bkWh	4,32	4,45	4,65
CAUDAL MASICO GASES ESCAPE (HUMEDO)	kg/bkWh	5,40	5,56	5,82

### EMISIONES

NO <sub>x</sub> (como NO <sub>2</sub> ) (corr. 5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	500	500	500
CO (corr. 5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	957	921	903
HCT (corr. 5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	1703	1926	2142
HCNM (corr. 5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	256	289	322
O <sub>2</sub>	%	8,9	8,8	8,6

### BALANCE TERMICO

CONSUMO COMBUSTIBLE PCI	kW	2116	1661	1197
POT. TERMICA AGUA CAMISAS	kW	331	302	267
POT. TERMICA ACEITE	kW	52	48	42
POT. TERMICA POSTENFRIADOR	kW	133	78	33
RADIACION DEL MOTOR	kW	80	67	53
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 25°C)	kW	709	559	397
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 120°C)	kW	547	429	303

**TOLERANCIAS**

Consumo PCI:	+ 5%
Potencia térmica en agua de camisas, aceite y gases de escape:	± 8%
Potencia térmica en postenfriador:	± 8%
Radiación del motor:	± 25%

**NOTAS**

1. Potencia continua y condiciones de referencia según norma ISO 3046/1:  
Temperatura: 25 °C, presión: 1000 mbar(abs)
2. Potencia eléctrica para un rendimiento del alternador de 97,1% y  $\cos\phi=1$   
Potencia eléctrica = potencia del motor x rendimiento del alternador
3. Emisiones medidas en gases de escape secos. Valores máximos.
4. Rendimiento térmico= (Pot. térmica en agua camisas+ Pot. Térmica en aceite+Pot. térmica en escape a 120 °C)/Consumo PCI
5. Rendimiento total = Rendimiento eléctrico + Rendimiento térmico
6. Los valores de potencia indicados son válidos en condiciones estándar. Para diferentes condiciones, aplicar el factor de detaraje adjunto:

	0 m	250 m	500 m	750 m	1000 m	1250 m	1500 m	1750 m	2000 m
50 °C	0,96	0,93	0,91	0,88	0,85	0,82	0,80	0,77	0,75
45 °C	0,98	0,95	0,92	0,89	0,86	0,84	0,81	0,79	0,76
40 °C	0,99	0,96	0,93	0,91	0,88	0,85	0,82	0,80	0,77
35 °C	1	0,98	0,95	0,92	0,89	0,86	0,84	0,81	0,78
30 °C	1	1	0,97	0,94	0,91	0,88	0,85	0,82	0,80
25 °C	1	1	0,98	0,95	0,92	0,89	0,87	0,84	0,81
20 °C	1	1	1	0,97	0,94	0,91	0,88	0,85	0,82
15 °C	1	1	1	0,98	0,95	0,92	0,90	0,87	0,84
10 °C	1	1	1	1	0,97	0,94	0,91	0,88	0,85

7. Los motores G3500 están diseñados para funcionar al 100% de carga aunque pueden funcionar a cargas parciales siempre y cuando no se exceda lo siguiente:
  - 0 a 30% durante 30 minutos
  - 31 a 50% durante 2 horas
  - 51 a 100% funcionamiento continuo

## Especificación técnica

### *Caudales, temperatura y potencia térmica disponible*

% Carga	100%	75 %	50%
Pot. Térmica escape (PCI a 25 °C) (kW)	709	559	397
Pot. Térmica escape (PCI a 120 °C) (kW)	547	429	303
Temperatura gases de escape (°C)	518	524	528
Caudal gases de escape (húmedo) (Nm <sup>3</sup> /h)	3500	2706	1883
Masa gases de escape (húmedo) (kg/h)	4374	3380	2357

### *Emisiones gaseosas*

% Carga	100 %	75 %	50 %
NO <sub>x</sub> (como NO <sub>2</sub> ) 5% O <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	500	500	500
CO 5 % O <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	957	921	903
HCT 5 % O <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	1703	1926	2142
HCNM 5 % O <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	256	289	322
O <sub>2</sub> seco (%)	8,9	8,8	8,6

Notas:

- 1) HCNM: Hidrocarburos sin metano  
HCT: Hidrocarburos totales
- 2) Emisiones medidas en gases de escape secos. Valores máximos.
- 3) Los valores de emisiones reflejados en la tabla adjunta están basados en las condiciones de referencia reflejadas en el apartado 2.1 de este documento (norma ISO 3046/1). Cualquier modificación de las mencionadas condiciones de referencia puede ocasionar la variación de los valores indicados.

## ANEXO C – SOFTWARE SIMULADOR



Intelligent Energy 

# easy COGEN.xls

Rough calculation tool for small-scale cogeneration projects  
[www.cogen-challenge.org](http://www.cogen-challenge.org)

**= Enter your data in the blues boxes.**

**= The results are given in the grey boxes. If you want to, you can change the underlying formulas.**

Name of the project : COGERAÇÃO INCARPO

---

**First sizing of the cogeneration unit**

**1<sup>st</sup> step : Location of the project** Others

**2<sup>nd</sup> Step : Determine your net heat demand**

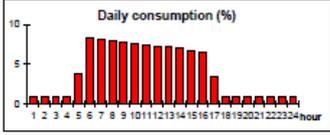
Type of heating fuel Natural gas

Annual consumption of natural gas 8 666 900 kWh/year

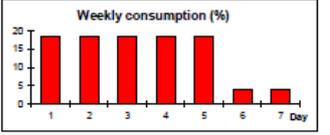
Net heat demand 6 630 179 kWh/year

**3<sup>rd</sup> Step : Choose a specific thermal profile**

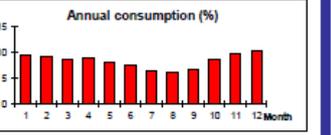
Thermal profile E - Daytime, 5 d / 7 (SMEs, laundries, process consumption)



Daily consumption (%)



Weekly consumption (%)

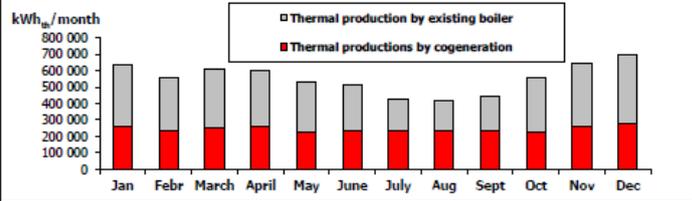


Annual consumption (%)

Running hours of the cogeneration at nominal capacity 3 000 h/year

Thermal capacity of the cogeneration unit 982 kW<sub>th</sub>

Results of the thermal productions and needs by month



kWh<sub>th</sub>/month

Legend: ■ Thermal production by existing boiler, ■ Thermal productions by cogeneration

**4<sup>th</sup> Step : Choose the cogeneration technology**

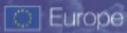
Type of cogeneration technology Natural gas engines

Electrical capacity of the cogeneration unit 799,7 kW<sub>e</sub>

Electrical efficiency 39% %

Thermal efficiency 48% %



Intelligent Energy 

# easy COGEN.xls

Rough calculation tool for small-scale cogeneration projects  
[www.cogen-challenge.org](http://www.cogen-challenge.org)

**= Enter your data in the blues boxes.**  
**= The results are given in the grey boxes. If you want to, you can change the underlying formulas.**

Name of the project : COGERAÇÃO INCARPO

**Profitability of the cogeneration unit**

**5<sup>th</sup> Step : Determine your profits from producing electricity**

Annual electricity consumption	<span style="background-color: #002060; color: white; padding: 2px;">2 393 000</span>	kWh <sub>e</sub> /year
Annual electricity bill	<span style="background-color: #002060; color: white; padding: 2px;">221 826</span>	€/year
Average electricity price	<span style="background-color: #cccccc; padding: 2px;">9,3</span>	c€/kWh <sub>e</sub>
Share of electricity sold to the grid	<span style="background-color: #002060; color: white; padding: 2px;">17%</span>	%
Selling price of the electricity produced	<span style="background-color: #002060; color: white; padding: 2px;">8,9</span>	c€/kWh <sub>e</sub>
Electrical production from the cogeneration unit	<span style="background-color: #cccccc; padding: 2px;">2 399 199</span>	kWh <sub>e</sub> /year
Profit from the electricity production	<span style="background-color: #cccccc; padding: 2px;">202 433</span>	€/year

**6<sup>th</sup> Step : Determine your profits from producing heat**

Annual bill for natural gas	<span style="background-color: #002060; color: white; padding: 2px;">305 942</span>	€/year
Average fuel cost	<span style="background-color: #cccccc; padding: 2px;">3,5</span>	c€/kWh of natural gas
Thermal production from the cogeneration unit	<span style="background-color: #cccccc; padding: 2px;">2 947 415</span>	kWh <sub>th</sub> /year
Profit from the heat production	<span style="background-color: #cccccc; padding: 2px;">122 405</span>	€/year

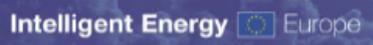
**7<sup>th</sup> Step : Determine the expense from the cogeneration**

Annual cogeneration consumption	<span style="background-color: #cccccc; padding: 2px;">6 142 548</span>	kWh of natural gas/year
Cost of natural gas for the cogeneration	<span style="background-color: #002060; color: white; padding: 2px;">3,00</span>	c€/kWh
Expense for the cogeneration consumption	<span style="background-color: #cccccc; padding: 2px;">-184 276</span>	€/year
Expense for the maintenance	<span style="background-color: #cccccc; padding: 2px;">-25 529</span>	€/year

**8<sup>th</sup> Step : Determine the profitability of your cogeneration project**

Total initial investment	<span style="background-color: #cccccc; padding: 2px;">945 000</span>	€
Investment support (ratio)	<span style="background-color: #002060; color: white; padding: 2px;"></span>	%
Net investment for a cogeneration "all include"	<span style="background-color: #cccccc; padding: 2px;">945 000</span>	€
Extra support for Others :	<span style="background-color: #002060; color: white; padding: 2px;"></span>	€/year
Annual profit from the cogeneration	<span style="background-color: #cccccc; padding: 2px; color: red;">115 032</span>	€/year
Simple Pay Back Time of the investment	<span style="background-color: #cccccc; padding: 2px;">8,2</span>	years



## easy COGEN.xls

Rough calculation tool for small-scale cogeneration projects  
[www.cogen-challenge.org](http://www.cogen-challenge.org)

= Enter your data in the blues boxes.  
= The results are given in the grey boxes. If you want to, you can change the underlying formulas.

Name of the project :

**Conclusion**

This cogeneration project does not seem to be attractive because the profitability is not very important.  
You can check the datas even contact a Facilitator or to give up the project.