



FCTUC FACULDADE DE CIÊNCIAS
E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA MECÂNICA

Medidas de Racionalização do Consumo de Energia numa Indústria Cerâmica

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia do Ambiente na Especialidade de Tecnologia e gestão do Ambiente

Autor

Clotilde Maria Mateus Ribeiro

Orientador

Prof. Doutor Ricardo António Lopes Mendes (DEM-FCTUC)

Co-Orientador

Prof. Doutor José Manuel Baranda Ribeiro (DEM-FCTUC)

Júri

Presidente Professor Doutor António Rui de Almeida Figueiredo

Vogais Professor Doutor José Carlos Miranda Góis

Professor Doutor José Manuel Baranda Ribeiro

Professor Doutor Ricardo António Lopes Mendes

Coimbra, Setembro, 2011

O homem está envolvido nas malhas que ele mesmo teceu e encontra-se no destino que criou, porém a natureza age com propósitos determinados.

Dulce Regina, em Alma Gémea o Encontro e a Busca, 1995.

Agradecimentos

Gostaria de dizer “Obrigado” a todos aqueles que sempre me apoiaram, mesmo quando eu pensava, que era quase impossível passar mais uma barreira. Assim, e com o significado que cada pessoa tem e teve ao longo deste trabalho, digo um enorme obrigado.

Obrigado aos meus orientadores, professor Ricardo Mendes e professor José Baranda pela disponibilidade, incentivo e por todos os ensinamentos que me transmitiram;

Obrigado ao administrador da empresa pela autorização concedida para poder efectuar o meu Estágio Curricular, e aos Engenheiros do GAP, em especial à Engenheira Ana pela disponibilidade e cooperação que teve durante a minha permanência na empresa;

Obrigado a todos os meus colegas de curso, especialmente à Ana Parreiral, Inês Lucas e Cátia Barnabé, pois sem todos eles teria sido impossível levar a cabo este trabalho, porque de facto a “UNIÃO FAZ A FORÇA” – lema jamais esquecido;

Obrigado à minha família que me apoiaram incondicionalmente, especialmente aos meus pais, à minha irmã, ao meu cunhado, à minha sobrinha e ao mais novo elemento da família o meu afilhado Guilherme por toda a compreensão, apoio e carinho incondicionais que demonstraram nesta e noutras etapas da minha vida;

Obrigado ao Ruben por toda a motivação, encorajamento, paciência e compreensão demonstradas nos momentos mais atribulados destes últimos anos, por todo o amor e carinho, e por me fazer sentir a pessoa mais feliz do mundo;

Obrigado à Luísa pela paciência, apoio, amizade e incentivo com que sempre me premiou ao longo deste percurso.

Obrigado a todos os meus grandes AMIGOS, não direi nomes pois eles saberão quem são, pela amizade que esteve sempre presente, pelo apoio nos bons e maus momentos vividos durante este percurso, que só fez sentido e foi intenso por eles.

O OBRIGADO, é no fundo um sinal de reconhecimento e apreço que pretendo transmitir a todas estas pessoas e também a quem não enumerei mas que de alguma forma, foram uma peça essencial neste puzzle.

Um "Obrigado" sabe sempre bem a quem o recebe, sobretudo a quem o MERECE.

Resumo

Nos finais do século XX, as preocupações em torno da qualidade do ambiente e da necessidade de proteger os componentes ambientais, são preocupações sentidas de forma cada vez mais intensa por toda a população, sendo este, sem dúvida, um tema cada vez mais vital para os cidadãos, quer do ponto de vista individual, quer do ponto de vista colectivo.

Desta forma, com o objectivo de reduzir a factura energética sem afectar a produção, este trabalho foi realizado em parceria com uma indústria cerâmica de construção, com produção de pavimento e revestimento.

Inicialmente é apresentada uma nota introdutória onde são apresentados os objectivos e motivações desta dissertação, seguida da descrição do caso de estudo tendo em conta os dados fornecidos pela empresa. São, igualmente apresentadas medidas de simples aplicação e definidas as secções onde actuar, de forma a fazer uma utilização racional da energia.

A medida mais ambiciosa e de difícil implementação é o estudo da viabilidade de um sistema de cogeração onde é utilizada uma turbina a gás natural e, onde são aproveitados os gases de exaustão para serem injectados num atomizador e em dois secadores, por forma a que a energia gasta para ter a temperatura necessária para fazer a secagem da barbotina no atomizador e a secagem das peças nos secadores seja apenas fornecida pela turbina e simultaneamente produzida energia eléctrica. No entanto, surgem duas hipóteses: a primeira, o autoconsumo e venda da energia eléctrica produzida; e a segunda, apenas a venda ao sistema eléctrico português, da energia eléctrica produzida pela turbina, sendo esta hipótese mais rentável à empresa, como demonstraremos.

Por fim, apresenta-se as conclusões alcançadas neste trabalho e perspectivas de desenvolvimento futuro.

Palavras-chave: Eficiência energética, Medidas de racionalização de energia, Cogeração.

Abstract

Since the latest's years of the XX century the preoccupations about the environment quality and the needs for protection of all environment components concerns to all the world population are indeed a vital subject for all the citizens.

So, and with propose for reduce the energy invoice without affecting the production, this thesis was realized with the cooperation of a ceramic industry for construction, which its core business is the pavement and revetment.

First it will be presented an introduction of the objectives and motivations for this study, which is followed by the case study, with all the data provide by the firm that cooperating with this thesis.

It will also be presented some actions that could be used and where are the key spot's where they should take effect, on the system, regarding a more suitable used of the energy.

A more difficult and ambitious measure is the availability for a cogeneration system where the combustion gases recovered from the turbine, that works with natural gas, should be injected on the atomizer and also in a couple of ceramic dryers.

With these solutions the energy spent on the drying process of the products at the atomizer could be reduced and also can produce electric energy, just by using the energy recovered on the gas turbine.

However regarding energy produced from the cogeneration there are two solutions: own consumption and selling the leftover energy or supply all the electric energy generated to the Portuguese electrical system. As it will be exposed further on, the second option will became the most profitable.

At last we will report the conclusions of the case study and try to give a prospect for a nearby future.

Keywords: Energy efficiency, Rationalization of energy, Cogeneration.

Índice

Índice de Figuras	v
Índice de Tabelas	vi
Simbologia e Siglas	vii
Simbologia.....	vii
Siglas	viii
1. Introdução.....	1
1.1. Considerações gerais.....	1
1.2. Motivação e Objectivos	3
2. Apresentação do caso de estudo	5
2.1. Descrição do processo fabril.....	5
2.2. Dados mensais e anuais de consumos de electricidade e gás natural	6
2.3. Dados anuais da produção	7
2.4. Evolução do consumo anual dos diferentes tipos de energia.....	8
2.5. Consumo específico e produção	9
2.6. Custos globais de energia.....	10
2.7. Grandes consumidores	11
3. Cogeração	16
3.1. Enquadramento geral	16
3.2. Solução de cogeração.....	23
3.2.1. Determinação da quantidade de massa de gases de combustão necessária para os secadores	23
3.2.2. Determinação da quantidade de massa de gases de combustão necessária para o atomizador	28
3.2.3. Selecção da turbina a gás.....	30
3.3. Enquadramento legal relativo à actividade de cogeração	32
3.4. Estudo de viabilidade económica.....	35
3.4.1. Determinação dos consumos de energia para a solução de cogeração.....	35
3.4.2. Estimativas dos investimentos a realizar	38
3.4.3. Estimativas dos custos de manutenção	38
3.4.4. Venda de energia à rede.....	38
3.4.5. Rentabilidade económica do sistema de cogeração com autoconsumo e venda de energia eléctrica ao SEP	39
3.4.6. Rentabilidade económica do sistema de cogeração com venda de energia eléctrica ao SEP	42
4. Conclusões.....	44
4.1. Considerações gerais.....	44
4.2. Perspectivas de desenvolvimento futuro.....	45
5. Referências bibliográficas	46
6. Anexos.....	48
Anexo A – Dados de custos e equivalências energéticas	48
Anexo B – Venda de energia eléctrica ao Sistema Eléctrico Português	49

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Produção de pavimento e revestimento.	7
Figura 2.2 - Evolução do consumo anual dos diferentes tipos de energia.....	8
Figura 2.3 - Variação do consumo específico em função da produção anual.	9
Figura 2.4 - Desagregação do consumo de energia e custos globais de 2005 [8].	10
Figura 2.5 - Fluxograma da distribuição dos consumos específicos estimados por secção homogénea [8].	11
Figura 2.6 - Distribuição dos horários de consumo eléctrico diferenciado.	12
Figura 3.1 - Produção de calor e electricidade por tecnologia convencional e por cogeração.	17
Figura 3.2 – Processo de funcionamento de uma turbina a gás.....	20
Figura 3.3 - Processo de funcionamento de uma turbina a gás de ciclo fechado.	21
Figura 3.4 - Diagramas T-s e P-v do ciclo de Brayton.	21
Figura 3.5 - Processo de um motor de explosão ou motor de ignição por faísca [14].	22
Figura 3.6 - Medida proposta para o caso de estudo.	23
Figura 3.7 - Esquema do secador rápido vertical de prateleiras [8].	24
Figura 3.8 - Diagrama do balanço do atomizador [8].	29
Figura 3.9 - Turbina a gás Kawasaki (GPB30D).	31
Figura 3.10 - Solução de cogeração.....	32

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Consumos e custos de electricidade em 2005.	6
Tabela 2.2 - Consumo e custos de gás natural em 2005.	7
Tabela 2.3 - Percentagens de utilização de energias.	9
Tabela 2.4 - Consumos de energia e custos anuais em 2005.	10
Tabela 2.5 - Medições efectuadas nos secadores.	14
Tabela 2.6 - Medições efectuadas no atomizador.	15
Tabela 3.1 - Vantagens e desvantagens dos diferentes tipos de sistemas de cogeração [12].	18
Tabela 3.2 - Características operacionais e custos típicos dos diferentes tipos de cogeração [13].	19
Tabela 3.3 - Capacidade calorífica dos compostos dos gases de exaustão da combustão de gás natural a uma temperatura de 500°C.	25
Tabela 3.4 - Composição do gás natural.	25
Tabela 3.5 - Fracção molar dos compostos dos gases de exaustão.	27
Tabela 3.6 - Preço do gás natural e o valor a pagar pelo consumo de gás natural antes e depois da instalação de cogeração.	36
Tabela 3.7 - Preço e consumo de electricidade.	37
Tabela 3.8 - Valores da remuneração do ano 2009 e 2010.	39
Tabela 3.9 - Receitas e despesas antes e depois da cogeração.	40
Tabela 3.10 - VAL para o autoconsumo e venda de energia Eléctrica ao SEP.	41
Tabela 3.11 - Receitas e despesas antes e depois da cogeração.	42
Tabela 3.12 - VAL para a venda de energia Eléctrica ao SEP.	43

SIMBOLOGIA E SIGLAS

Simbologia

C	Energia primária consumida anualmente na instalação de cogeração	[kJ/ano]
C_{fa}	Custo de funcionamento anual	[€]
\bar{C}_p	Calor específico dos gases de exaustão	[kJ/kmol.K]
$\bar{C}_{p,m}$	Calor específico dos gases de exaustão da turbina a gás	[kJ/kg.K]
$C_{total\ c/cog}$	Custo total de gás natural consumido no atomizador e secadores das linhas n°2 e 5 com cogeração	[€/ano]
$C_{total\ s/cog}$	Custo total de gás natural consumido no atomizador e secadores das linhas n°2 e 5 antes da cogeração	[€/ano]
E_e	Energia eléctrica produzida anualmente pelo cogrador	[kJ/ano]
E_{er}	Energia eléctrica fornecida à rede	[kJ/ano]
h_{inst}	Horas de funcionamento da instalação de cogeração	[h/ano]
i	Taxa de juro	-
i_{tur}	Investimento a realizar para o sistema de turbina a gás natural	[€]
m	Massa	[kg]
M_{AR}	Massa molar de ar	[kg/kmol]
\dot{m}_{comb}	Caudal mássico do combustível	[kg/h]
\dot{m}_{gc}	Caudal mássico dos gases de combustão	[kg/h]
\dot{m}'_{gc}	Caudal mássico dos gases de combustão rectificado dos secadores	[kg/h]
\dot{m}''_{gc}	Caudal mássico dos gases de combustão rectificado do atomizador	[kg/h]
\dot{m}'''_{gc}	Caudal mássico dos gases de combustão expulsos pela chaminé	[kg/h]
$\dot{m}_{GN\ atom}$	Caudal mássico de gás natural consumido pelo atomizador	[kg/h]
$\dot{m}_{GN\ sec\ n^{\circ}2}$	Caudal mássico de gás natural consumido pelo secador da linha n°2	[kg/h]
$\dot{m}_{GN\ sec\ n^{\circ}5}$	Caudal mássico de gás natural consumido pelo secador da linha n°5	[kg/h]
$\dot{m}_{GN\ total}$	Caudal mássico de gás natural consumido no atomizador e secadores das linhas n° 2 e 5	[kg/h]
M_j	Massa molar do composto j	[kg/kmol]

M_p	Massa molar dos gases de exaustão	[kg/kmol]
$\dot{m}_{t \text{ gases}}$	Caudal mássico de gases de exaustão provenientes da turbina necessários para o atomizador e secadores	[kg/h]
M_{tur}	Custos de manutenção do sistema de turbina a gás	[€]
$\dot{m}_{tur,cog}$	Consumo de gás natural na turbina a gás	[kg/h]
n	Número de anos	-
n_m	Número de moles	[mol]
n_p	Número de moles dos gases de exaustão da turbina	[kmol]
PCI_{GN}	Poder calorífico inferior do gás natural	[MJ/kg]
Pot_{tur}	Potência debitada pela turbina	[kW _e]
P_t	Potência térmica	[kW _e]
T	Energia térmica útil consumida anualmente	[kJ/ano]
T_{gi}	Temperatura de referência para os gases de exaustão de turbina a gás	[°C]
T_{gs}	Temperatura dos gases de exaustão provenientes da turbina a gás	[°C]
VE_{cog}	Valor economizado devido à implementação da cogeração	[€]
VRD_m	Remuneração aplicável a instalação de cogeração no mês m	[€]
$V_{total \ c/ \ cog}$	Volume do gás natural consumido pelo atomizador e secadores das linhas nº2 e 5 depois da instalação de cogeração	[m ³ /h]
$V_{total \ s/ \ cog}$	Volume do gás natural consumido pelo atomizador e secadores das linhas nº2 e 5 antes da instalação de cogeração	[m ³ /h]
x_j	Fracção molar do composto nos gases de exaustão da turbina a gás	[-]
\emptyset	Riqueza da mistura	[-]
η_e	Rendimento eléctrico da turbina a gás	[-]
ρ_{GN}	Massa volúmica do gás natural	[kg/m ³]

Siglas

CF – Cash Flow

CFG – Cash flow Gerado

COP – Conference of the Parties

DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia

GAP – Gabinete de Apoio à Produção

GPL – Gás Liquefeito de Petróleo

HRSG – Heat Recovery Steam Generator

ISO – International Organization for Standardization

LGV – Laser Guided Vehicle

PNAEE – Plano Nacional de Acção para Eficiência Energética

PREN – Plano de Racionalização de Energia

QREN – Quadro de Referência Estratégico Nacional

REE – Rendimento eléctrico da instalação

SEP – Serviço Eléctrico Português

tep – tonelada equivalente de petróleo

t – toneladas

TIR – Taxa Interna de Rendibilidade

VAL – Valor Actual Líquido

1. INTRODUÇÃO

1.1. Considerações gerais

O mundo dos nossos pais nada ou pouco tem a ver com mundo em que se vive hoje, tal como o mundo dos nossos filhos pouco terá de se semelhante com o mundo actual.

Foi após duas grandes revoluções industriais, a revolução do carvão e a do petróleo, que a procura e consumo de energia aumentou substancialmente, sendo nesta altura, que a harmonia entre o homem e o meio ambiente começou a “quebrar”. Presentemente, o Homem consome enormes quantidades de energia em quase todas as suas actividades. Nesta vertente, de presente e de futuro, torna-se importante a necessidade de gerir o ambiente, gastando os recursos naturais de acordo com a sua capacidade de renovação de modo a evitar o seu esgotamento, e procurando Actualmente procura-se satisfazer as necessidades presentes, sem pôr em risco as necessidades futuras.

O consumo de energia tem impacto a dois níveis: económico e ambiental.

A nível ambiental, as emissões de CO₂ associadas ao consumo de energia representam cerca de 60% do total das emissões com contribuição para o aquecimento global (estando os restantes 40% associados à utilização do solo). Destas, cerca de um terço representam ao sector de transportes, sendo os restantes dois terços referentes à indústria e edifícios. Assim, a redução dos consumos de energia na indústria e nos edifícios contribui de forma fundamental para controlar o problema do aquecimento global.

A nível económico, o impacto faz-se sentir por duas vias: através das taxas de carbono presentes ou futuras (em estrita ligação com o ponto anterior) e através do preço da energia [1].

O preço da energia terá tendência a crescer fortemente assim que a economia recomeçar a crescer as taxas mais elevadas do que as que se verificam actualmente. Agora é o momento certo para investir na eficiência energética e racionalização dos consumos.

Neste sentido, Bruxelas definiu um conjunto de regras que resultariam, necessariamente, numa mudança radical dos mercados e tecnologias no âmbito da energia. O Protocolo de Quioto, assinado no Japão em 1997, estabeleceu que os países signatários

(principalmente os desenvolvidos) seriam obrigados a reduzir as emissões dos gases de efeito estufa, entre 2008 e 2012, em pelo menos 5%, em relação aos níveis de 1990 [2].

Contudo, em Novembro de 2010 foi realizada a COP 16, em que o principal objectivo foi uma nova negociação, com os países desenvolvidos, visando reduzir ainda mais as emissões de gases, na segunda fase do Protocolo de Quioto de 2012 a 2020.

Portugal tem uma enorme vulnerabilidade relativamente à oscilação dos custos dos recursos energéticos que se vê obrigado a importar. Logo, há muito espaço para melhorias, uma vez que é um dos países da UE com maior intensidade energética (consumo de energia por unidade de produto).

O consumo de energia primária em Portugal tem vindo a crescer consideravelmente nos últimos 20 anos. Segundo os números da Direcção Geral da Energia e Geologia, de 1990 até 2007, o aumento do consumo de energia primária foi de quase 50%, tendo o consumo de carvão, petróleo, electricidade e gás natural aumentado de 17.625 para 25.375 kilotep. É mediante este cenário, que o Governo pretende, com a Estratégia Nacional para a Energia (ENE), diminuir o consumo de energia baseado nos combustíveis fósseis e promover a eficiência energética [3].

A indústria, é responsável por cerca de 50% do consumo de energia eléctrica, sendo a maior fatia (60 a 70%) devido à utilização de motores eléctricos. De facto, a indústria está repleta de necessidades de movimento associadas, em larga escala, por accionamentos electromecânicos compostos por motores eléctricos, redutores e, cada vez mais, conversores de frequência. Ao longo da vida útil de um motor (12 a 20 anos), o custo da energia eléctrica representa cerca de 90% do investimento total de exploração [4].

Em Fevereiro de 2008, o PNAEE estabeleceu aquando do seu lançamento de metas nacionais mais arrojadas do que as europeias, nomeadamente, alcançar 10% de eficiência energética até 2015 e atenuar a factura energética em 1% por ano. Para além destas medidas, define ainda quatro medidas específicas de actuação: transportes, residencial e serviços, indústria e Estado, e estabelece áreas transversais – comportamentos, fiscalidade, incentivos e financiamentos, que levassem o país a poupar, até 2016, 160.000 tep/ano [5].

Com vista ao aumento da eficiência energética, este prevê adopção de dois tipos de medidas, as transversais e as sectoriais específicas. As medidas transversais traduzem quatro grupos de actuação tecnológica: motores eléctricos, produção de calor e frio, iluminação, eficiência do processo industrial e outras medidas não específicas. As medidas

específicas, traduzem possíveis actuações apenas aplicáveis em cada sector específico, o seu impacto é bastante menor do que o obtido a partir das medidas transversais.

Posteriormente a 15 de Abril de 2008 foi aprovado o Decreto-Lei nº71/2008, que prevê que as instalações consumidoras de energia (CIE), realizem periodicamente, auditorias energéticas e promovam o aumento da eficiência energética, incluindo a utilização de fontes de energia renováveis. Prevê, ainda, que elaborem e executem Planos de Racionalização dos Consumos de Energia, estabelecendo acordos de racionalização desses consumos [6].

A auditoria energética é um procedimento através do qual se faz uma caracterização detalhada das condições de utilização de energia numa determinada instalação industrial. As auditorias energéticas são, por isso, consideradas um instrumento essencial, para reduzir a factura de energia e aumentar a eficiência energética, sendo indispensáveis para empresas com o consumo de energia igual ou superior a 500 tep/ano, sendo que se o consumo for inferior a 1.000 tep/ano as empresas ficam obrigadas a realizar auditorias de oito em oito anos e, no caso de consumirem acima de 1.000 tep ficam obrigadas auditorias de seis em seis anos.

Com base nos relatórios da auditoria, é elaborado o plano de racionalização do consumo de energia (PREn), que deve indicar as alterações a introduzir nos equipamentos ou na instalação industrial existente, quantificando as reduções de consumo, o respectivo programa de implementação e o impacto nas reduções dos indicadores de eficiência energética, tais como, a intensidade energética, o consumo específico de energia e a intensidade carbónica [7]. As empresas com consumos acima de 1.000 tep/ano terão de ter uma redução de 6% em seis anos (1% ao ano) do consumo de energia, as restantes reduzirão apenas 4% em oito anos (0,5% ao ano).

1.2. Motivação e Objectivos

Um dos grandes desafios colocado neste momento à sociedade actual é o de saber como devemos actuar para garantir o desenvolvimento da humanidade e, simultaneamente, manter o equilíbrio ambiental.

Assiste-se a um crescente agravar da situação ambiental o que faz com que a “balança ambiental” esteja fortemente desequilibrada. De forma a minimizar este

desequilíbrio, aposta-se cada vez mais na diminuição do uso dos combustíveis fósseis e na eficiência energética. A chave da questão designa-se por gestão de energia.

O presente trabalho, foi realizado com colaboração de uma indústria cerâmica, tendo como principal objectivo estudar medidas que permitam melhorar a eficiência da sua linha de produção e conseqüentemente diminuir de forma significativa desperdícios de energia. A proposta deste trabalho, vem no seguimento de uma auditoria energética realizada à empresa, que se revelou consciente das medidas de conservação de energia a ter em conta, estando na sua maioria classificadas na categoria de investimento a médio e longo prazo e acreditando ser possível crescer sem aumentar os consumos ou afectar a qualidade da produção. Assim, o presente estudo irá centrar-se na identificação dos principais processos consumidores de energia, identificando as áreas de actuação, e desenvolvendo soluções para economizar energia através do uso mais eficiente da mesma.

2. APRESENTAÇÃO DO CASO DE ESTUDO

2.1. Descrição do processo fabril

O caso em estudo tem por base uma indústria cerâmica de fabrico de materiais de acabamento com produção de pavimento e revestimento. Os processos produtivos destes são muito semelhantes entre si. Os pavimentos são normalmente menos porosos e mais resistentes e os revestimentos mais porosos e menos resistentes são mais adequados para o revestimento de paredes.

O processo fabril da empresa pode ser descrito de uma forma sucinta, através das seguintes etapas:

- Preparação da pasta: as matérias-primas estão distribuídas, separadamente, por silos de armazenagem com sistema de pesagem incorporado. Depois de efectuada a pesagem automática, é feita uma mistura inicial que é introduzida em moinhos e procede-se à moagem em via húmida. Após a moagem da pasta líquida e diluição das argilas, a pasta é descarregada nos tanques de barbotina. A barbotina é trafegada para o tanque de alimentação do atomizador.
- Atomização: o fabrico do pó para a prensagem processa-se num atomizador. O pó atomizado retém cerca de 5 a 6% de humidade e é armazenado em silos, que posteriormente alimentarão as linhas de produção.
- Prensagem/Secagem: na prensagem utilizam-se prensas automáticas de alta pressão e controlo de velocidade variável. As peças são carregadas automaticamente nos secadores, associados a cada uma das prensas.
- Vidragem: após a secagem as peças são encaminhadas para as linhas de vidragem por meio de correias transportadoras. As peças vidradas são posteriormente carregadas, fazendo-o actualmente por um sistema logístico automatizado do tipo LGV (laser guided vehicle).
- Cozedura: os produtos após a vidragem são colocados em vagonas que alimentam o forno de rolos, percorrendo sucessivamente as zonas de pré-forno, desgaseificação, cozedura e finalmente de arrefecimento.

- Escolha, embalagem e armazenagem: a descarga do produto cozido é, normalmente, feita também com recurso aos sistemas logísticos automatizados LGV. A escolha é manual e a embalagem é automática.

Durante o ano de 2005, esta empresa consumiu 8658 tep, deste modo segundo o artigo 6º do decreto-lei nº71/2008 é obrigatória a realização da auditoria energética, com uma periodicidade de seis anos.

Os valores apresentados têm por base o Relatório de Auditoria Energética disponibilizado pela empresa, reportando-se aos anos entre 2005 e 2010.

2.2. Dados mensais e anuais de consumos de electricidade e gás natural

Os consumos energéticos e respectivos custos, relativamente à electricidade e ao gás natural, encontram-se nas tabelas seguintes.

Tabela 2.1 - Consumos e custos de electricidade em 2005.

Mês	[kWh]	GJ	tep	Euros
Jan.	865112	3114	250,9	42149
Fev.	865114	3114	250,9	43062
Mar.	778605	2803	225,8	38988
Abr.	951628	3426	276,0	48573
Mai.	720931	2595	209,1	38170
Jun.	758712	2731	220,0	49560
Jul.	697231	2510	202,2	45026
Ago.	131459	473	38,1	11272
Set.	587739	2116	170,4	39673
Out.	652319	2348	189,2	41748
Nov.	588427	2118	170,6	39149
Dez.	670150	2413	194,3	44328
Total	8267427	29763	2398	481697

Tabela 2.2 - Consumo e custos de gás natural em 2005.

Mês	m ³ (n)	GJ	tep	Euro
Jan.	790736	29977	719,6	132090
Fev.	725085	27488	659,8	122861
Mar.	776558	29439	706,7	129686
Abr.	587887	22287	535,0	106046
Mai.	537972	20395	489,6	101789
Jun.	529833	20086	482,1	103288
Jul.	470520	17837	428,2	109572
Ago.	277324	10513	252,4	66886
Set.	515472	19542	469,1	114457
Out.	559472	21210	509,1	138452
Nov.	527164	19985	479,7	128701
Dez.	577467	21892	525,5	134616
Total	6875490	260650	6257	1388445

2.3. Dados anuais da produção

Na figura 2.1, são apresentados os valores da produção de pavimento e revestimento.

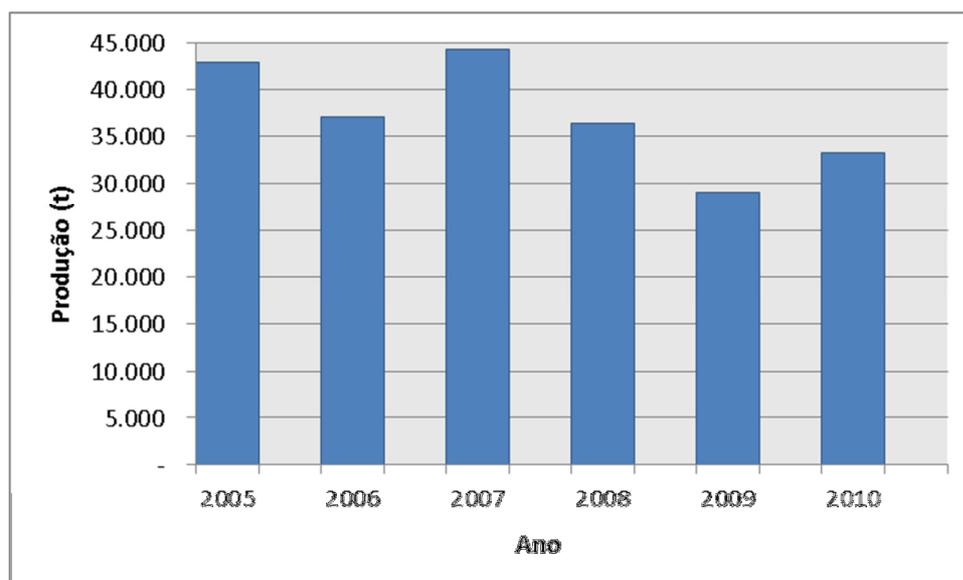


Figura 2.1 - Produção de pavimento e revestimento.

É de fácil percepção, que ao longo destes 5 anos houve grandes oscilações na produção. Esta atingiu o valor máximo de 44.223 t no ano de 2007 e o valor mínimo no ano de 2009 com uma produção de apenas 29.005 t de pavimento e revestimento.

2.4. Evolução do consumo anual dos diferentes tipos de energia

Pode observar-se na figura 2.2 a evolução do consumo global anual de 2005 a 2010.

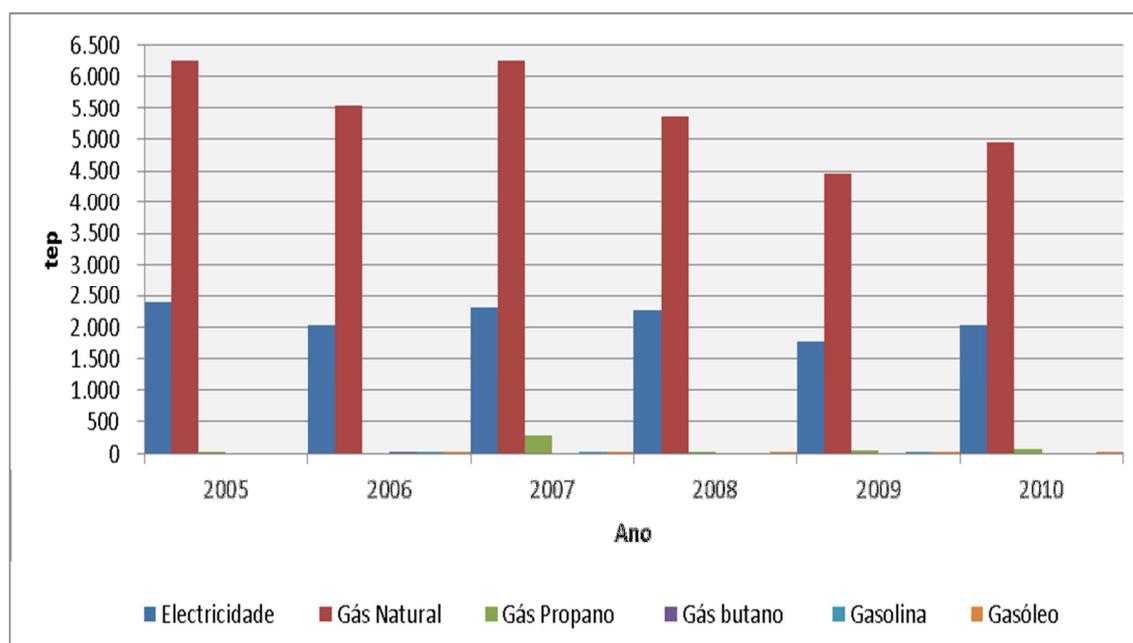


Figura 2.2 - Evolução do consumo anual dos diferentes tipos de energia.

Através desta figura, verifica-se que a maior parte da energia incorporada no processo de fabrico foi obtida a partir do gás natural e electricidade. As restantes energias não são consideradas para o estudo, uma vez que apresentam valores irrelevantes.

Na tabela seguinte é indicada a percentagem de cada uma das energias utilizadas na empresa.

Tabela 2.3 - Percentagens de utilização de energias.

Energia	%
Electricidade	28
Gás Natural	71
Gás Propano	0,92
Gás butano	0,02
Gasolina	0,07
Gasóleo	0,22

2.5. Consumo específico e produção

Na figura 2.3 é apresentado o consumo específico em função da produção anual.

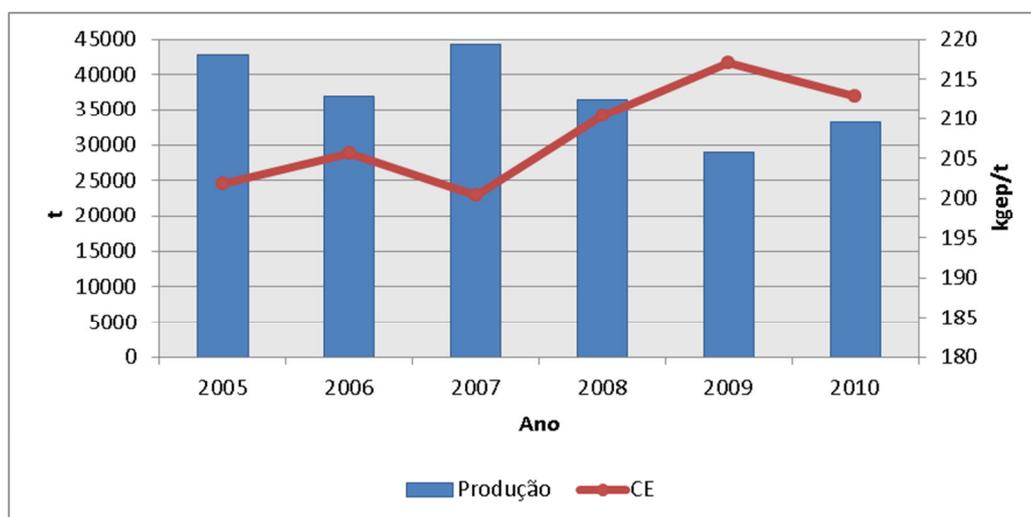


Figura 2.3 - Variação do consumo específico em função da produção anual.

Ao analisar a figura, verifica-se que existe uma redução nítida da produção do ano de 2005 para o de 2006, o que leva a que o consumo específico tenha aumentado. No entanto, na auditoria é referido como possível consequência para que o aumento do consumo específico, tenha aumentado é o facto de a empresa ter iniciado a produção de pasta monoporosa, uma vez que existe maior frequência de arranques e paragens da instalação de atomização para produzir os dois tipos de pasta (grés e monoporosa). Como é de esperar este facto, também se reflecte em todos os equipamentos que consomem gás a jusante do atomizador, como os secadores e o forno. No ano 2007 o consumo específico teve uma ligeira descida, tendo como factor principal o aumento de produção.

Nos anos posteriores o consumo específico atinge valor máximo de 217,1 kgep/t, entendendo-se como principal causa a oscilação na produção.

2.6. Custos globais de energia

Durante o ano de 2005 a produção foi de 42.886 t o que corresponde a uma produção mensal média de 3.574 t. Os consumos globais de energia em 2005 e respectiva desagregação apresentam-se seguidamente.

Tabela 2.4 - Consumos de energia e custos anuais em 2005.

Tipo	Unidades de medida	Quantidade Anual	Energia			Custos	
			tep	GJ	%	Euros	%
Electricidade	kWh	8267427	2398	29763	10,2	481697	25,7
Gás Natural	m ³	6875490	6257	260650	89,7	1388445	74,0
Gás propano	t	4,08	4,7	194,8	0,1	5933	0,3
Total	-	-	8660	29068	100,0	1876075	100,0

Na figura 2.4 apresenta-se a desagregação de energia e custos globais anuais por tipo de utilização, referente ao ano de 2005.

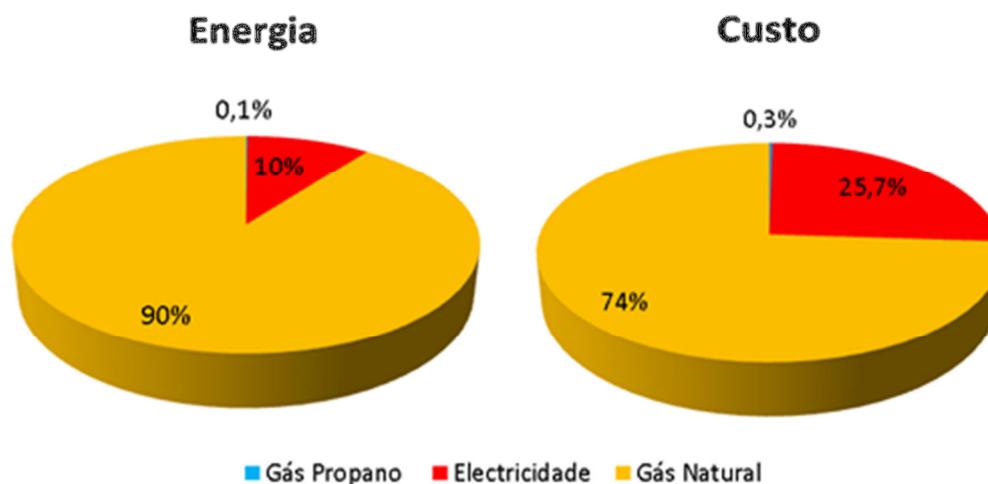


Figura 2.4 - Desagregação do consumo de energia e custos globais de 2005 [8].

Ao observar esta figura, é perceptível que o gás natural e a electricidade são as principais energias gastas na empresa, sendo que o gás propano apresenta uma pequena percentagem, pelo que, não será contemplado no presente estudo.

É também de salientar, que a electricidade corresponde a 10% da energia consumida mas, no entanto, o seu custo representa quase 26% da factura a pagar. Tal situação, explica-se pelo facto de a electricidade ser mais cara em relação ao gás natural.

2.7. Grandes consumidores

Apresenta-se a seguir o fluxograma com a repartição dos consumos específicos por secção homogénea e tipo de energia utilizada em GJ/t, kgep/t e kcal/kg, estas equivalências energéticas encontram-se no anexo A. Os consumos específicos têm como base a quantidade de produto cozido para todas as secções, de acordo com a auditoria.

Preparação de Pasta	Electricidade 10,2 kgep/t 0,126 GJ/t 30,1 kcal/kg	Gás Natural 0,077 kgep/t 0,0032 GJ/t 0,77 kcal/kg
Atomização	Electricidade 7,4 kgep/t 0,092 GJ/t 21,9 kcal/kg	Gás Natural 89,4 kgep/t 3,723 GJ/t 889,2 kcal/kg
Prensagem e Secagem	Electricidade 15,3 kgep/t 0,190 GJ/t 45,4 kcal/kg	Gás Natural 3,8 kgep/t 0,158 GJ/t 37,7 kcal/kg
Vidragem	Electricidade 1,5 kgep/t 0,018 GJ/t 4,4 kcal/kg	
Cozedura	Electricidade 8,2 kgep/t 0,102 GJ/t 24,3 kcal/kg	Gás Natural 54,1 kgep/t 2,254 GJ/t 538,5 kcal/kg
Outros serviços	Electricidade 14,4 kgep/t 0,179 GJ/t 42,8 kcal/kg	Gás Natural 0,033 kgep/t 0,0014 GJ/t 0,33 kcal/kg

Figura 2.5 - Fluxograma da distribuição dos consumos específicos estimados por secção homogénea [8].

A energia eléctrica consumida nesta indústria, é distribuída em média tensão a partir do posto de transformação próprio da empresa, sendo a contagem efectuada em média tensão em regime tri-horário.

No entanto, a empresa teve o cuidado de executar um plano de distribuição dos horários de consumo eléctrico diferenciado e afixá-lo nas diversas secções, este pode ser observado na figura 2.6.

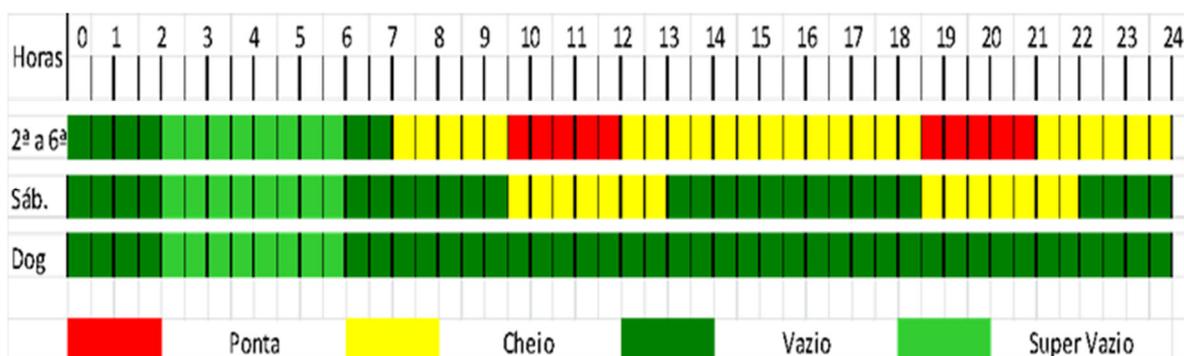


Figura 2.6 - Distribuição dos horários de consumo eléctrico diferenciado.

Nas horas de ponta não é permitido efectuar o arranque do moinho nem do atomizador, pois é neste período de tempo que o preço da energia eléctrica é mais caro. No entanto, os intervalos de tempo designados por cheio, vazio e super vazio o preço da electricidade vai decrescendo sendo o mais económico no super vazio.

É de salientar que a secção designada por outros serviços é a segunda maior com consumo de energia eléctrica. Desta secção fazem parte: sistema de iluminação, sistema de climatização e outros componentes electrónicos (como por exemplo computadores, impressoras, etc.).

No sistema de iluminação, é necessário ajustar as características de luminosidade a cada posto de trabalho, sendo que uma das medidas que melhora a redução de gastos em electricidade é a consciencialização dos empregados para a utilização correcta destes sistemas e para desligar as luzes sempre que não forem necessárias. Estes bons hábitos promovem-se através de acções de sensibilização e colocação de dísticos informativos em locais estratégicos, indicando algumas medidas como:

- Evitar iluminar locais vazios;
- Apagar as luzes quando se é a última pessoa a abandonar um local.

Outras medidas que ajudam a melhorar a eficiência poderão ser:

- Aproveitar ao máximo a luz natural;
- Verificar o tipo de lâmpadas e a sua eficiência;
- Verificar os níveis de iluminação;
- Verificar o estado de limpeza do sistema de iluminação;
- Verificar se a iluminação esta correctamente distribuída por zonas;
- Utilização de lâmpadas com sensor de movimento.

No caso do sistema de ventilação e climatização, deve-se considerar factores como a ocupação e utilização do espaço a climatizar e as necessidades de localização, tendo em atenção os processos industriais em causa. A quantidade de energia consumida para satisfazer a exigência depende tanto da selecção e projecto da instalação, como do grau de adaptação da sua potência às variações de carga em que qualquer momento possa existir. No entanto, existem possíveis medidas de poupança e de eficiência energética neste campo, como por exemplo:

- Estágios intermédios de arranque dos equipamentos para evitar picos de arranque dos equipamentos com recurso a patamares de temperatura mediante as necessidades;
- Assegurar-se de que a temperatura do termóstato não ultrapassa a temperatura de conforto mediante o tipo de actividade, o vestuário e as necessidades de cada espaço;
- Verificar se a necessidade das aberturas das janelas se deve ao calor excessivo ou também à concentração de poluentes do ar por ventilação deficiente;
- Rectificar e reduzir a temperatura de aquecimento durante os períodos em que não há utilização dos espaços;
- Rectificar a localização dos termóstatos e sensores de temperatura, assegurando que está numa zona livre, longe de janelas, fontes térmicas ou correntes ar;
- Substituir os termóstatos bimetalicos por termóstatos electrónicos;
- Verificar se existem fontes de calor indesejadas, tais como tubagens mal isoladas, que originam um maior gasto em ar condicionado;
- Deve-se ajustar os termóstatos para uma temperatura de arrefecimento a 25°C e de aquecimento entre os 20°C e 22°C;
- Ajustar o plano de manutenção dos equipamentos em função da utilização e necessidades das instalações mediante o meio ambiente.

Relativamente aos aparelhos electrotécnicos, tais como computadores e as impressoras que vieram aumentar substancialmente os gastos de energia, para evitar um aumento demasiado acentuado, deve-se desligá-los quando não se estão a utilizar. No caso dos computadores activar o modo de poupança de energia do monitor, que sempre ajudará

a diminuir um pouco os gastos de energia, desligar no botão assim que deixe de ser útil e não deixando em modo *stand-by*, pois continuará a gastar.

As secções que se destacam como sendo as mais consumidoras intensivas de gás natural são a atomização, secagem e cozedura. O gás natural é utilizado em todas as fases do processo fabril que envolvam processos térmicos.

Os gases de combustão podem produzir as maiores perdas energéticas de um processo térmico. A recuperação do calor dos gases de combustão implica um aumento do rendimento à volta de 1% por cada 4°C que diminuirmos temperatura dos gases [5].

No caso desta indústria, é feita a recuperação dos gases de combustão do forno, que são canalizados para uma estufa, que auxilia no processo fabril. Esta estufa ajuda a fazer um pré-aquecimento retirar alguma humidade existente material.

É nas secções de atomização e secagem que vamos actuar de forma a fazer uma utilização racional da energia, implementando um processo de cogeração. Uma vez que a Universidade não teve capacidade para efectuar medições essenciais a este estudo, serão considerados para os valores dos caudais e temperaturas do atomizador e dos secadores os valores apresentados nas tabelas 2.5 e 2.6, respectivamente.

Estas medições foram efectuadas nas condutas principais e registados os fluxos de material e caudais de entrada e saída, para que fossem quantificados os parâmetros essenciais à elaboração dos respectivos balanços mássicos e energéticos, de acordo com a auditoria energética realizada no ano de 2005.

Secadores:

Tabela 2.5 - Medições efectuadas nos secadores.

	Item	Temperatura [°C]	Caudal [kg/h]	Humidade
Linha n°2	Combustível	16	25	-
	Material à entrada	31	2778	5,80%
	Material à saída	130	2630	0,50%
Linha n°5	Combustível	16	70,8	-
	Material à entrada	31	4537	6,90%
	Material à saída	140	4245	0,50%

Atomizador:

Tabela 2.6 - Medições efectuadas no atomizador.

Item	Temperatura [°C]	Caudal [kg/h]	Humidade
Ar de combustão e diluição		37161	0,007 kg H ₂ O/kg ar seco
Gases de secagem	600	37663	0,0347 kg H ₂ O/kg ar seco
Combustível	16	502	-
Caudal de barbotina	28	13343	-
Caudal em pó	50	9000	7,5%
Entrada de ar	24	3716	0,007 kg H ₂ O/kg ar seco

Seguidamente procede-se ao estudo de um processo de cogeração no capítulo seguinte.

3. COGERAÇÃO

3.1. Enquadramento geral

A Cogen Europe menciona que a cogeração é a única, entre as tecnologias de eficiência energética, que consegue alcançar poupanças de energia primária bem definidas e relativamente fáceis de mobilizar. Poderia providenciar mais de 10% da eficiência energética para 2020 e cerca de um terço da actual lacuna estimada. No entanto, o fraco desenvolvimento do mercado nos últimos cinco anos e o fraco apoio político que a cogeração tem recebido são as principais barreiras para que tal aconteça.

Mesmo assim, a cogeração já desempenha um papel significativo no mix energético europeu, sendo responsável por cerca de 11% da electricidade gerada pela Europa [10].

Os processos de produção de energia eléctrica a partir de combustíveis fósseis criam uma grande quantidade de energia térmica residual. Em média, cerca de dois terços da energia contida no combustível, é libertada sob a forma de energia térmica. Se o processo de geração de energia eléctrica se realizar no local de consumo, ou próximo deste, a energia térmica que normalmente é desperdiçada, pode ser aproveitada para a produção de vapor, aquecimento da água ou de ar, ou para satisfação de outras necessidades de índole térmica. A cogeração é uma tecnologia que aumenta significativamente a eficiência de conversão dos recursos energéticos, ao mesmo tempo que reduz as emissões globais e os custos de operação em mais de 40% [11].

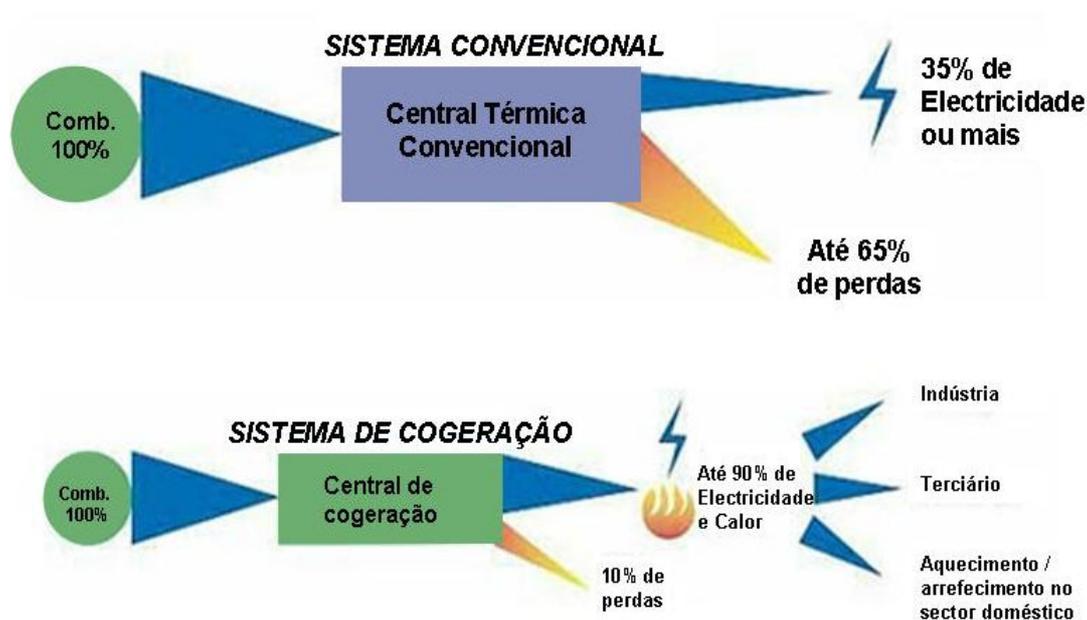


Figura 3.1 - Produção de calor e electricidade por tecnologia convencional e por cogeração.

(Fonte: Cogen Europe).

A cogeração é particularmente apropriada para instalações com elevados níveis de consumo de energia térmica ao longo do ano. Em geral, utilizada por consumidores industriais, principalmente nas indústrias químicas, cerâmica e do papel, existindo também algumas instalações no sector terciário. Dentro dos combustíveis fósseis, o gás natural é a energia primária mais, frequentemente, utilizada para fazer funcionar as centrais de cogeração. Estas podem todavia recorrer igualmente às fontes de energias renováveis (biomassa) e aos resíduos industriais. O processo de cogeração a gás é mais ecológico, na medida em que o gás natural liberta da sua combustão, uma menor quantidade de dióxido de carbono (CO_2), óxidos de azoto (NO_x) e de outros resíduos, do que o petróleo ou o carvão [11].

As principais vantagens da cogeração podem ser avaliadas pelos seguintes factores:

- Poupanças monetárias com combustíveis;
- Independência eléctrica (protecção contra falhas no abastecimento de energia);
- Possibilidade de negócio de venda de energia eléctrica;
- Menores emissões de poluentes.

A promoção da cogeração poderá evitar a libertação de 258 milhões de toneladas CO₂, na UE em 2020, se for duplicada a introdução desta tecnologia [7].

As soluções tecnológicas que equipam as centrais de cogeração classificam-se de acordo com o tipo de máquina térmica utilizada. Estas podem ser divididas em dois grandes grupos: as tecnologias convencionais e as tecnologias emergentes:

- Tecnologias convencionais:
 - Turbinas a gás;
 - Motores alternativos ou de combustão interna (explosão e ignição por compressão);
 - Turbinas de vapor de contra-pressão;
- Tecnologias emergentes:
 - Microturbinas;
 - Pilhas de combustível.

Na tabela 3.1 descrevem-se resumidamente as vantagens e desvantagens de cada um dos sistemas acima mencionados.

Tabela 3.1 - Vantagens e desvantagens dos diferentes tipos de sistemas de cogeração [12].

Tecnologia	Vantagens	Desvantagens
Turbinas a gás	<ul style="list-style-type: none"> • Fiabilidade elevada; • Emissões poluentes baixas; • Calor a temperaturas elevadas (500-600°C); • Não necessita de refrigeração. 	<ul style="list-style-type: none"> • Operação com gás a alta pressão; • Rendimento reduzido a carga parcial; • Potência de saída diminui com o aumento da temperatura ambiente; • Ineficiente em processos com poucas necessidades térmicas.
Motores alternativos	<ul style="list-style-type: none"> • Rendimento eléctrico elevado; • Bom desempenho com carga parcial; • Arranque rápido; • Energia térmica a dois níveis de temperatura - • Gases de escape e arrefecimento do motor; • Manutenção no local com pessoal não especializado; • Operação com gás a baixa pressão. 	<ul style="list-style-type: none"> • Custos de manutenção elevados; • Calor de baixa temperatura; • Emissões poluentes relativamente elevadas; • Necessita de refrigeração; • Ruído de baixa frequência.
Turbinas a vapor	<ul style="list-style-type: none"> • Rendimento global elevado; • Operação com diversos tipos de combustível; • Grandes quantidades de calor disponíveis; • Vida útil e fiabilidade elevadas; • Vapor a alta pressão; 	<ul style="list-style-type: none"> • Arranque lento; • Rendimento eléctrico baixo.

Microturbinas	<ul style="list-style-type: none"> • Dimensões compactas; • Peso reduzido; • Emissões poluentes baixas; • Não necessita de refrigeração. 	<ul style="list-style-type: none"> • Custos elevados; • Calor de baixa temperatura; • Tecnologia em maturação.
Pilhas de combustível	<ul style="list-style-type: none"> • Emissões poluentes baixas; • Ruído baixo; • Não tem peças rotativas; • Modularidade. 	<ul style="list-style-type: none"> • Custos elevados; • Fiabilidade incerta; • Tecnologia em maturação; • Necessidade de pré-processamento do combustível.

Na tabela 3.2 apresentam-se as características e custos dos diferentes tipos de cogeração.

Tecnologia	Turbinas a gás	Motores de explosão a GN	Motores de compressão interna	Turbinas a vapor	Microturbinas	Pilhas de combustível
Rendimento eléctrico	15% - 35%	22% - 40%	25% - 45%	10% - 40%	18% - 27%	35% - 40%
Rendimento térmico	40% - 60%	40% - 60%	40% - 60%	40% - 60%	40% - 60%	20% - 50%
Rendimento global	60% - 85%	70% - 80%	70% - 85%	60% - 85%	55% - 75%	55% - 90%
Potência típica (MWe)	0,2 - 100	0,05 - 5	0,015 - 30	0,5 - 100	0,03 - 0,35	0,01 - 0,25
Relação Pt/Pe	1,25 - 2	0,4 - 1,7	0,4 - 1,7	2 - 10	1 - 2,5	1,1
Desempenho com carga parcial	Mau	Médio	Bom	Bom	Médio	Muito bom
Investimento (€/kWe)	600 - 800	700 - 1400	700 - 1400	700 - 900	1300 - 2500	> 2500
O&M (€/MWh)	2 - 7	7 - 15	6 - 12	3	10 (estimativa)	2 - 12
Disponibilidade	90% - 98%	92% - 97%	92% - 97%	99%	90% - 98%	> 95%
Revisões (h)	30.000 - 50.000	24.000 - 60.000	25.000 - 30.000	> 50.000	5.000 - 40.000	10.000 - 40.000
Arranque	10 m - 1 h	10 s	10 s	1 h - 1 dia	1 m	3 h - 2 dias
Pressão do combustível (bar)	8 - 35	0,07 - 3,1	< 0,35	NA	3 - 7	0,03 - 3
Combustíveis	GN, biogás, propano	GN, biogás, propano	Diesel, óleo residual	Todos	GN, biogás, propano	Hidrogeneo, GN, propano, metanol
Ruído	Médio	Alto	Alto	Alto	Médio	Baixo
Uso do calor	Água quente, vapor AP e BP	Água quente, vapor BP	Água quente, vapor BP	Vapor AP e BP	Água quente, vapor BP	Água quente, vapor BP
Densidade de potência (kW/m ²)	20 - 500	35 - 50	35 - 50	> 100	5 - 70	5 - 20
NOx (kg/MWh total)	0,2 - 2	0,5	1 - 14	0,9	0,07	0,01

Tabela 3.2 - Características operacionais e custos típicos dos diferentes tipos de cogeração [13].

Logo, o primeiro passo é escolher o sistema que melhor se enquadra no caso de estudo. Como o principal combustível utilizado na empresa é o gás natural, o sistema que melhor se adequa é o que funciona com este tipo de combustível. Desta forma, os sistemas que se enquadram são: turbinas a gás e o motor alternativo.

O princípio de funcionamento teórico das turbinas a gás é designado pelo ciclo de *Brayton*, e é formado por quatro processos inteiramente reversíveis:

- 1-2 Compressão isentrópica (num compressor);
- 2-3 Fornecimento de calor a pressão constante;
- 3-4 Expansão isoentrópica (em turbina);
- 4-5 Rejeição de calor a pressão constante.

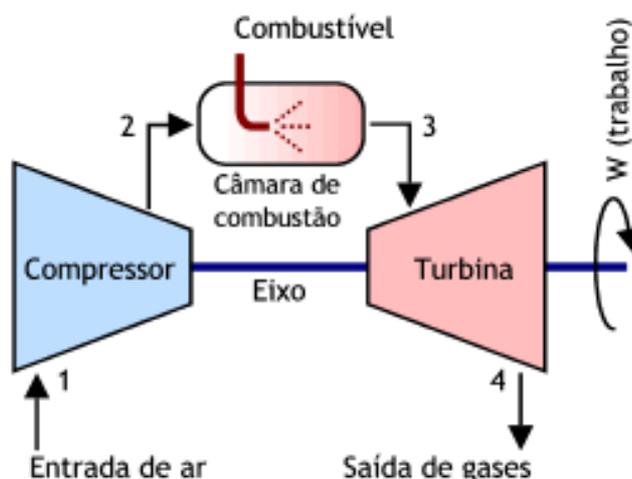


Figura 3.2 – Processo de funcionamento de uma turbina a gás.

A figura 3.2 ilustra a operação de uma turbina a gás em ciclo aberto. O ar atmosférico é conduzido ao compressor onde a temperatura e a pressão são elevadas. Na câmara de combustão o ar em contacto com o combustível (normalmente a gás), ocorrendo um processo de combustão a pressão constante. Os gases resultantes desta mistura, a alta temperatura, entram na turbina onde estão expandidos, produzindo trabalho [13].

A temperatura dos gases de exaustão é relativamente elevada – na ordem dos 500°C podendo atingir os 600°C, e podem ser aproveitados de uma forma directa para o processo, ou por intermédio de uma caldeira de recuperação, HRSG, produzindo vapor.

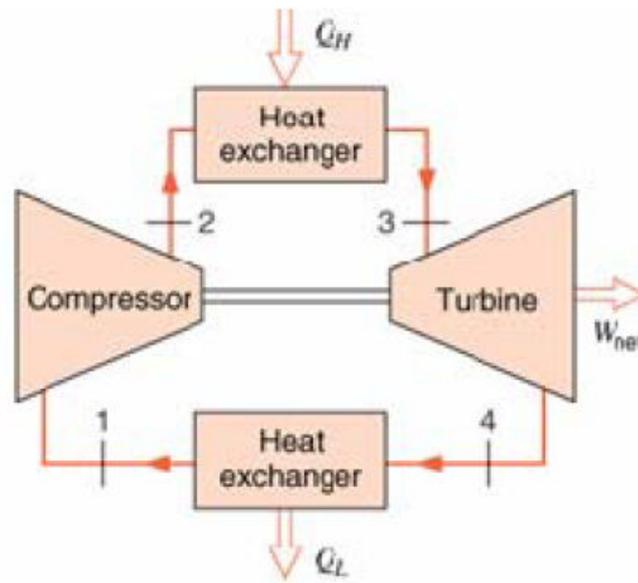


Figura 3.3 - Processo de funcionamento de uma turbina a gás de ciclo fechado.

O ciclo aberto de uma turbina a gás pode ser modelado como um ciclo fechado utilizando as hipóteses do padrão do ar, como é ilustrado na figura 3.3. Neste caso os processos de compressão e expansão permanecem os mesmos, sendo o processo de combustão, é substituído por um processo de fornecimento de calor a pressão constante, a partir de uma fonte externa, e o processo de exaustão é substituído por um processo de rejeição de calor, à pressão constante para o ambiente [13].

Os diagramas Temperatura-Entropia e Pressão-Volume do ciclo Brayton são mostrados na figura 3.4.

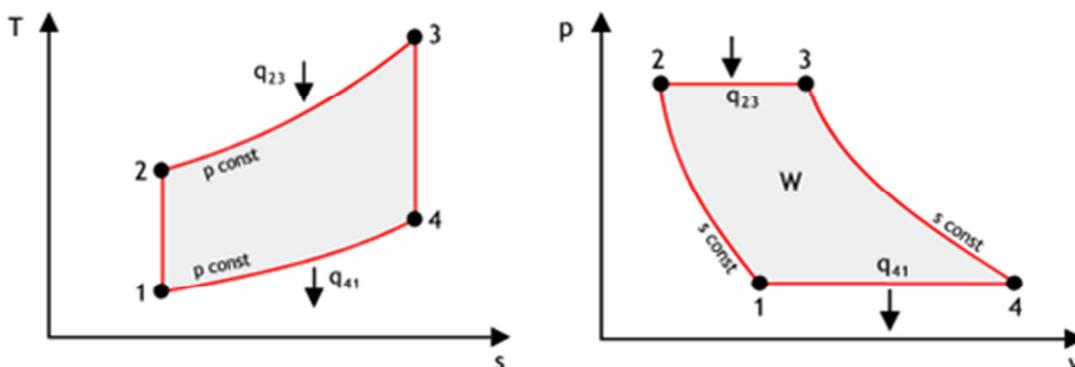


Figura 3.4 - Diagramas T-s e P-v do ciclo de Brayton.

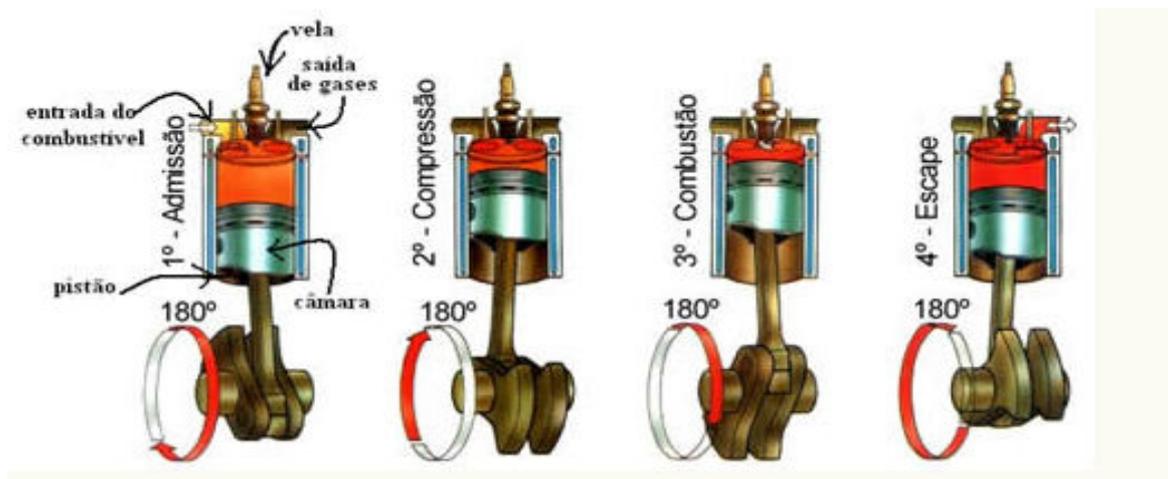


Figura 3.5 - Processo de um motor de explosão ou motor de ignição por faísca [14].

Os motores de explosão ou motor de ignição por faísca foram implementados com sucesso em 1876 pelo engenheiro alemão Nikolaus Otto. A câmara de combustão contém um cilindro, duas válvulas (uma de admissão e outra de escape) e uma vela de ignição. O pistão que se move no interior do cilindro é acoplado à biela que se articula com a cambota. A cambota e a biela transformam o movimento de vaivém do êmbolo num movimento rotativo do veio, acoplado ao gerador eléctrico, produzindo electricidade.

O ciclo de trabalho de um motor a 4 tempos compreende duas voltas na cambota ou 4 cursos completos do êmbolo. Os cursos são: admissão, compressão, combustão e escape, como é ilustrado na figura 3.5 [15].

A empresa em estudo trabalha num regime de laboração contínuo, 24 horas durante 7 dias da semana, excepto 2 semanas por ano que representam a paragem para férias e manutenções. Logo, pode-se concluir que o sistema que melhor se enquadra neste perfil é a turbina a gás, com tempos reduzidos de paragem e menores custos de manutenção. Como não existe a necessidade de aproveitar os caudais de água quente do sistema de refrigeração do motor, para processo ou para produção de água fria de climatização, então é excluído o motor de ignição.

3.2. Solução de cogeração

Uma provável medida para a empresa, seria utilizar directamente os gases de exaustão da turbina, na unidade de preparação de pó atomizado e também na unidade de secagem. Parte destes gases, seriam injectados no atomizador e os restantes, em dois dos secadores, aproveitando toda a sua energia e substituindo o ar como comburente. Desta forma, a energia gasta para ter a temperatura necessária para fazer a secagem da barbotina no atomizador e a secagem das peças nos secadores, apenas seria fornecida pela turbina. O consumo de gás irá aumentar, no entanto, esse aumento é compensado com a produção de energia eléctrica.

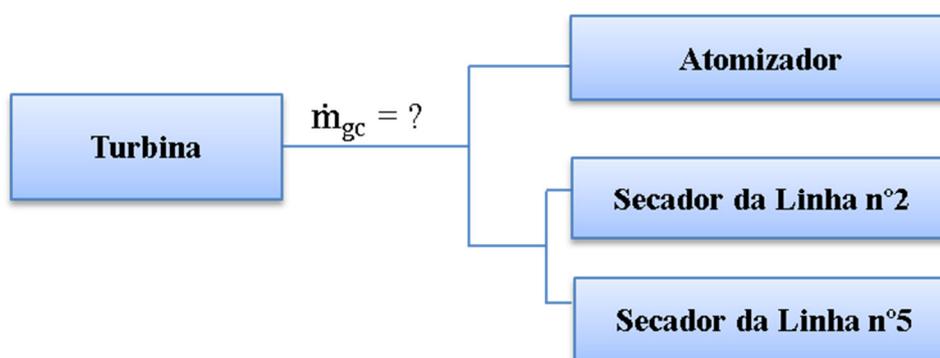


Figura 3.6 - Medida proposta para o caso de estudo.

3.2.1. Determinação da quantidade de massa de gases de combustão necessária para os secadores

À data da auditoria, a empresa tinha quatro linhas de secagem que estavam equipadas com secadores rápidos contínuos verticais de prateleiras “SACMI EVA 190”. O secador da linha 4 não dispunha de contador de gás, e apenas duas das linhas encontravam-se em funcionamento. Estes secadores, são alimentados a gás natural e na referida data estavam a produzir o formato 33x33 de pavimento [8].

Na figura 3.7 apresenta-se, a título ilustrativo, um diagrama esquemático de um dos secadores.

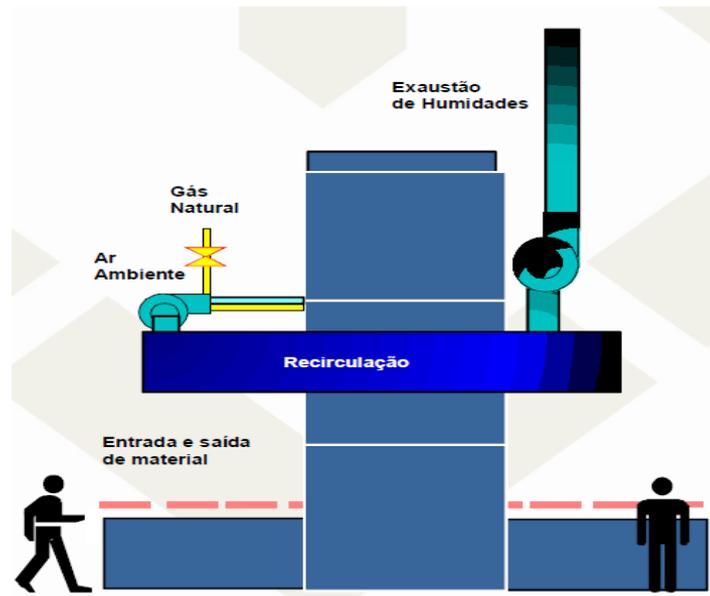


Figura 3.7 - Esquema do secador rápido vertical de prateleiras [8].

Inicialmente, é necessário calcular a potência térmica de cada um deles. Na tabela 2.5, retira-se a massa de combustível utilizada em cada uma das linhas. O poder calorífico inferior do gás natural é de 45,1 MJ/kg, segundo o Despacho nº17313/2008.

$$P_t = \dot{m}_{\text{comb}} \times \text{PCI}_{\text{GN}} \quad (3.1)$$

$$\text{linha n}^\circ 2 : P_t = \dot{m}_{\text{comb}} \times \text{PCI}_{\text{GN}} = \frac{25}{3600} \times 45,1 = 0,3132 \text{ MW} = 313,2 \text{ kW} \quad (3.2)$$

$$\text{linha n}^\circ 5 : P_t = \dot{m}_{\text{comb}} \times \text{PCI}_{\text{GN}} = \frac{70,8}{3600} \times 45,1 = 0,887 \text{ MW} = 887 \text{ kW} \quad (3.3)$$

Depois de calculada a potência térmica de cada um dos secadores, calcula-se o caudal de gases de combustão necessário.

$$P_t = \dot{m}_{\text{gc}} \times \Delta T \times \bar{C}_{p,m} \quad (3.4)$$

Como se pode observar pela equação, é necessário calcular a capacidade calorífica dos gases de exaustão. Para tal, vamos supor que os gases quentes estão a uma temperatura de 500°C, e que os gases à saída estão a 90°C, desta forma, já estamos em condições de calcular o valor da capacidade calorífica dos gases de exaustão.

Conhecendo o valor da temperatura dos gases de exaustão da turbina seleccionada, é possível calcular o calor específico molar de cada composto dos gases, através das tabelas JANNAF [16].

Tabela 3.3 - Capacidade calorífica dos compostos dos gases de exaustão da combustão de gás natural a uma temperatura de 500°C.

Composto	\bar{C}_{pi} (kJ/kmol K)
CO ₂	50,9
H ₂ O	38,4
N ₂	31,3
O ₂	33,5

Para podermos calcular o calor específico molar, é necessário conhecer a fracção molar de cada um dos compostos dos gases de exaustão.

A composição base do gás natural, segundo a Transgás, encontra-se na tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Composição do gás natural.

Composição	%Molar	Natureza da composição	nC	nH	nN	nO	nHe
Metano	83,700	Hidrocarboneto alcano	1	4	0	0	0
Etano	7,600	Hidrocarboneto alcano	2	6	0	0	0
Propano	1,920	Hidrocarboneto alcano	3	8	0	0	0
Azoto	5,400	Inerte	0	0	2	0	0
n-Butano	0,400	Hidrocarboneto alcano	4	10	0	0	0
i-Butano	0,300	Hidrocarboneto isoalcano	4	10	0	0	0
CO ₂	0,230	Inerte	1	0	0	2	0
Hélio	0,020	Inerte	0	0	0	0	1
n-Pentano	0,090	Hidrocarboneto alcano	5	12	0	0	0
i-Pentano	0,080	Hidrocarboneto isoalcano	5	12	0	0	0
n-Hexano	0,080	Hidrocarboneto alcano	6	14	0	0	0

Com base nesta composição temos: C_{1,0902}, H_{4,0592}, N_{0,1080}, O_{0,0046}, He_{0,002}

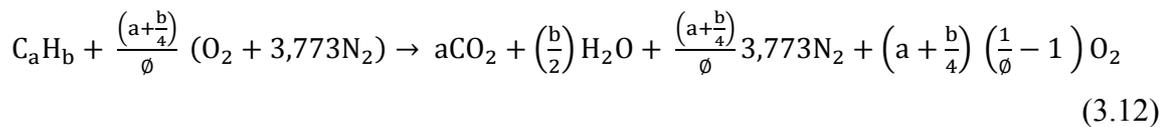
Na reacção de combustão apenas reagem os hidrocarbonetos, e os outros compostos representam uma parcela irrelevante. É de admitir, que o gás natural é essencialmente constituído por hidrocarbonetos [17].

Considerando que a turbina trabalha com 250% de excesso de ar, temos que a riqueza da mistura, ϕ , é dada por [18]:

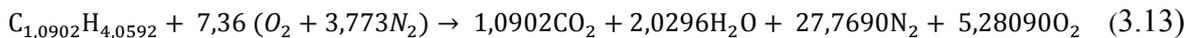
$$\phi = \frac{1}{\left(1 + \frac{250}{100}\right)} = 0,285 \quad (3.11)$$

Na tabela 3.4, a composição do gás natural com base na Transgás é a seguinte: $C_{1,0902}$, $H_{4,0592}$, $N_{0,1080}$, $O_{0,0046}$, $He_{0,002}$.

Sabendo que na reacção de combustão apenas reagem os hidrocarbonetos, as outras espécies representam uma parcela insignificante, admite-se que o gás natural é essencialmente constituído por hidrocarbonetos. A estequiometria da reacção para misturas é dada por [17]:



então, a estequiometria da reacção é a seguinte:



Neste momento, já é possível determinar a fracção molar dos produtos da combustão provenientes da turbina, utilizando as equações seguintes [17]:

$$\left\{ \begin{array}{l} x_{CO_2} = \frac{n_{CO_2}}{n_p} = \frac{1,0902}{36,1697} = 0,0301 \rightarrow 3,01\% \\ x_{H_2O} = \frac{n_{H_2O}}{n_p} = \frac{2,0296}{36,1697} = 0,0561 \rightarrow 5,61\% \\ x_{N_2} = \frac{n_{N_2}}{n_p} = \frac{27,7690}{36,1697} = 0,7677 \rightarrow 76,77\% \\ x_{O_2} = \frac{n_{O_2}}{n_p} = \frac{5,2809}{36,1697} = 0,1460 \rightarrow 14,60\% \end{array} \right. \rightarrow \left\{ \sum x_i = 1 \right. \quad (3.14)$$

Onde o número de moles dos produtos é dado por: $n_p = n_{CO_2} + n_{H_2O} + n_{N_2} + n_{O_2}$.

Desta forma, vai-se calcular a massa molar dos produtos de combustão e seguidamente converte-la de número de moles em massa de gases de exaustão.

$$M_P = \sum_{i=1}^n x_i \times M_i = x_{CO_2} \times M_{CO_2} + x_{H_2O} \times M_{H_2O} + x_{N_2} \times M_{N_2} + x_{O_2} \times M_{O_2} \quad (3.15)$$

Obtendo os valores da massa molar de várias espécies, e com os valores das frações molares calculadas anteriormente, a massa molar dos gases de exaustão vem:

$$M_p = 1,3243 + 1,0105 + 21,5048 + 4,6717 = 28,5 \text{ kg/kmol} \quad (3.16)$$

Tabela 3.5 - Fração molar dos compostos dos gases de exaustão.

Composto	x_i
CO ₂	0,0301
H ₂ O	0,0561
N ₂	0,7677
O ₂	0,1460

Através da equação seguinte, calcula-se o calor específico molar dos gases de exaustão.

$$\bar{C}_p = \sum_{i=1}^n x_i \times \bar{C}_{pi} = x_{\text{CO}_2} \times \bar{C}_{p\text{CO}_2} + x_{\text{H}_2\text{O}} \times \bar{C}_{p\text{H}_2\text{O}} + x_{\text{N}_2} \times \bar{C}_{p\text{N}_2} + x_{\text{O}_2} \times \bar{C}_{p\text{O}_2} \quad (3.15)$$

$$\bar{C}_p = 0,0031 \times 50,9 + 0,0561 \times 38,4 + 0,7677 \times 31,3 + 0,1460 \times 33,5$$

$$\bar{C}_p = 31,2 \text{ kJ/kmol.K} \quad (3.16)$$

Por último é necessário ter o calor específico em valor mássico. Para tal, apenas se divide o valor encontrado anteriormente pela massa molar dos produtos de combustão debitados pela turbina, que é dada pela equação 3.16, então temos:

$$\bar{C}_{p,m} = \frac{\bar{C}_p}{M_p} = \frac{31,2}{28,5} = 1,09 \text{ kJ/kg.K} \quad (3.17)$$

Neste momento, estamos em condições para poder calcular o caudal de gases de combustão necessário em ambas as linhas este é dado pela equação 3.4. Assim temos:

Linha nº2:

$$313,2 = \dot{m}_{gc} \times (500 - 90) \times 1,099 \Leftrightarrow \dot{m}_{gc} = 0,7 \text{ kg/s} = 2520 \text{ kg/h} \quad (3.18)$$

Linha nº5:

$$887 = \dot{m}_{gc} \times (500 - 90) \times 1,09 \leftrightarrow \dot{m}_{gc} = 1,98 \text{ kg/s} = 7128 \text{ kg/h} \quad (3.19)$$

Desta forma, verifica-se que é necessário um caudal de gases de combustão total de 9.648 kg/h para alimentar os dois secadores.

3.2.2. Determinação da quantidade de massa de gases de combustão necessária para o atomizador

Aquando da auditoria, a empresa tinha instalado um atomizador alimentado com gás natural. Trata-se de um atomizador "ICF 4000", com uma capacidade de produção de cerca de 11.000 kg/h de pó atomizado, cerca de 6 a 7% de humidade residual, e que é alimentado com gases quentes provenientes de gerador alimentado a gás natural com uma potência térmica debitada à data da auditoria de 5.400.000 kcal/h.

Foi apurada uma produção de cerca de 9.000 kg/h de pó atomizado com uma humidade de 7,5 % [8].

Das medições efectuadas foram determinadas as condições de operação do atomizador. Na figura 3.8 representam-se em diagrama os principais parâmetros determinados.

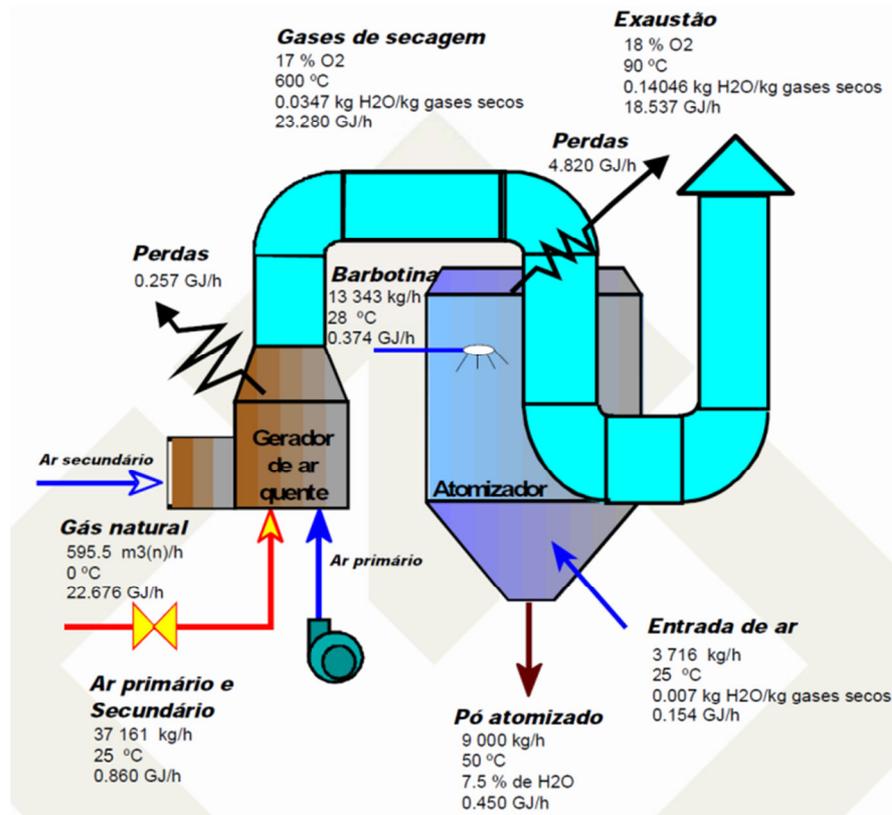


Figura 3.8 - Diagrama do balanço do atomizador [8].

O primeiro cálculo a efectuar é a potência térmica do atomizador. Na tabela 2.6 retira-se a massa de combustível utilizada.

$$P_t = \dot{m}_{\text{comb}} \times PCI_{GN} \quad (3.20)$$

$$P_t = \dot{m}_{\text{comb}} \times PCI_{GN} = \frac{502}{3600} \times 45,1 = 6,29 \text{ MW} = 6290 \text{ kW} \quad (3.21)$$

Depois de calculada a potência térmica do atomizador, calcula-se o caudal de gases de combustão necessário. Os gases de secagem encontram-se a uma temperatura de 600°C e os gases à saída estão a 90°C:

$$P_t = \dot{m}_{gc} \times \Delta T \times \bar{C}_{p,m} \quad (3.22)$$

$$6290 = \dot{m}_{gc} \times (600 - 90) \times 1,09 \leftrightarrow \dot{m}_{gc} = 11,22 \text{ kg/s} = 40716 \text{ kg/h} \quad (3.23)$$

Desta forma, o caudal de gases de combustão necessário para alimentar o atomizador é de 40.716 kg/h.

Assim sendo, necessitamos de uma turbina que permita alimentar o atomizador e os secadores das linhas nº2 e 5, que deve debitar no mínimo um caudal total de gases de exaustão de 50.364 kg/h.

3.2.3. Selecção da turbina a gás

O passo seguinte, passa por seleccionar a turbina que se adapte a este caso. Para tal foram considerados vários critérios:

- Temperatura dos gases de exaustão;
- Massa de gases de exaustão;
- Potência eléctrica;
- Eficiência;

Assim, a turbina seleccionada com o respectivo gerador:

Marca: Kawasaki

Modelo: GPB30D

Os dados do catálogo são os seguintes:

- Temperatura dos gases de exaustão = 531°C
- Massa de gases de exaustão = 57600kg/h
- Potencia eléctrica (condições ISO) = 2930 kW_e
- Eficiência eléctrica = 23,6%

De seguida apresenta-se a turbina seleccionada e o respectivo *Package*, retirados do catálogo.

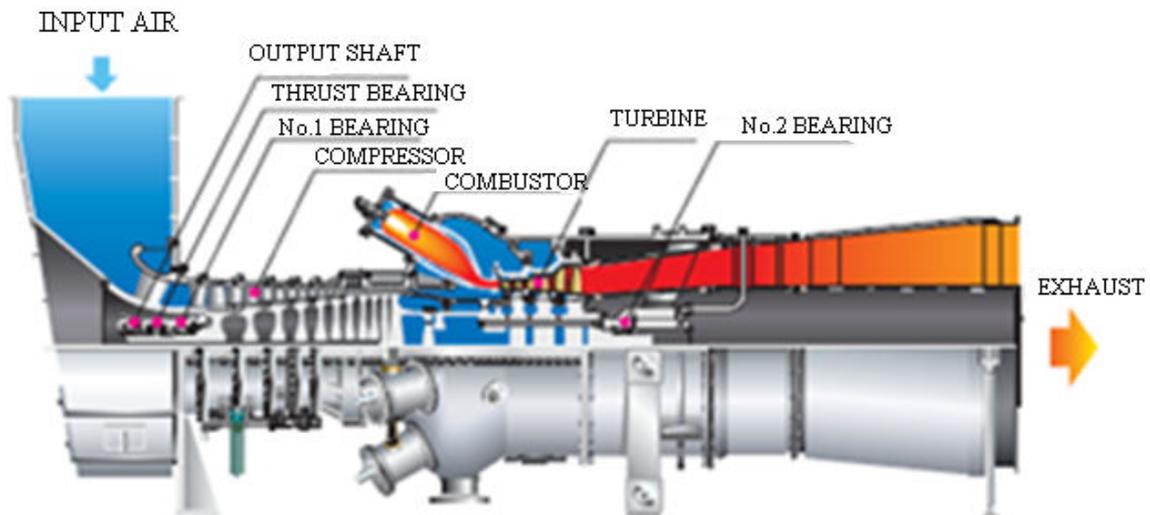


Figura 3.9 - Turbina a gás Kawasaki (GPB30D).

Os gases de exaustão da turbina têm uma temperatura superior à que foi considerada para os gases quentes à entrada dos secadores e inferior à temperatura dos gases de entrada do atomizador. Desta forma, vamos que fazer a rectificação do caudal dos gases de combustão total.

Secadores:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{gc} \times (500 - 90) \times 1,09 &= \dot{m}'_{gc} \times (531 - 90) \times 1,09 \\ \dot{m}'_{gc} &= 8970 \text{ kg/h} \end{aligned} \quad (3.24)$$

Atomizador:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{gc} \times (600 - 90) \times 1,09 &= \dot{m}''_{gc} \times (531 - 90) \times 1,09 \\ \dot{m}''_{gc} &= 46462 \text{ kg/h} \end{aligned} \quad (3.25)$$

Assim o caudal mássico rectificado é de 55.628 kg/h. Pode-se ainda calcular o caudal de gases de exaustão que vão sair pela chaminé, \dot{m}'''_{gc} , temos que:

$$\dot{m}'''_{gc} = 57600 - (8970 + 46462) = 2168 \text{ kg/h} \quad (3.26)$$

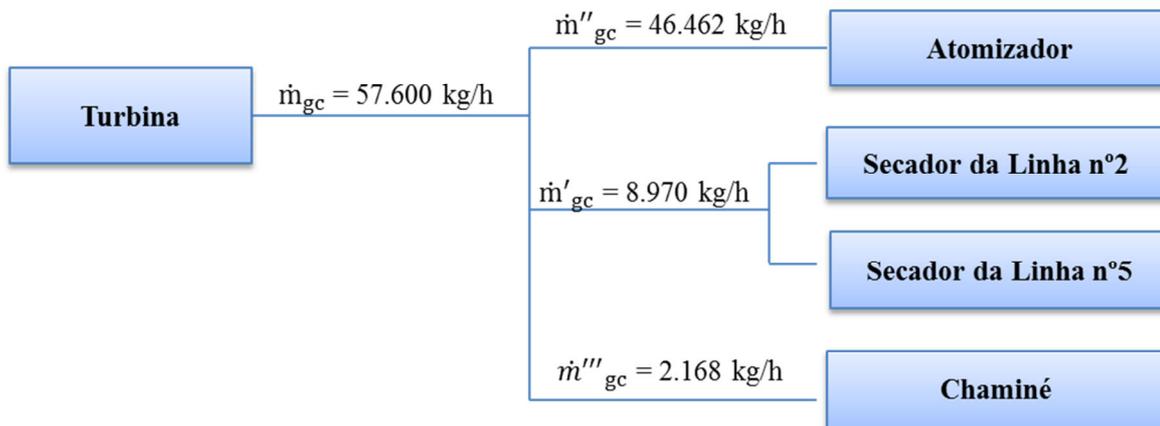


Figura 3.10 - Solução de cogeração.

3.3. Enquadramento legal relativo à actividade de cogeração

Um projecto de cogeração depende da aprovação das instalações, nos termos do Regulamento de Licenças para Instalações Eléctricas, com as adaptações previstas no Decreto-lei nº313/2001, de 10 de Dezembro. Deste modo, serão analisados os artigos imprescindíveis para a aprovação da instalação. Assim, para instalações de cogeração, o respectivo decreto diz:

“Artigo 4.º - a instalação da cogeração deve verificar a seguinte inequação para as instalações que utilizam como combustível gás natural, gases liquefeitos de petróleo ou combustíveis líquidos, com excepção do fuelóleo:

$$REE = \frac{E_e}{C - \frac{T}{0,9 - 0,2 \times \frac{CR}{C}}} \geq 0,55 \quad (3.27)$$

Sendo:

REE – o rendimento eléctrico da instalação;

E_e – a energia eléctrica produzida anualmente pelo cogrador;

T – a energia térmica útil consumida anualmente a partir da energia térmica produzida pelo cogrador;

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

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

Para calcular a energia eléctrica produzida pelo sistema de cogeração, é necessário ter em conta que a empresa em estudo trabalha 24h por dia durante todo o ano, apenas parando 15 dias para férias, que corresponde a uma disponibilidade da turbina de aproximadamente de 96%. Logo o número de horas de instalação é dado por:

$$h_{\text{inst}} = 24 \times 365 \times 0,96 = 8410 \text{ h/ano} \quad (3.28)$$

Então a energia eléctrica produzida anualmente é dado pela expressão seguinte, no entanto, é necessário assumir que a turbina trabalha em contínuo:

$$E_e = \text{Pot}_{\text{tur}} \times h_{\text{inst}} \times 3600 = 2930 \times 8410 \times 3600 = 8,87 \times 10^{10} \text{ kJ/ano} \quad (3.29)$$

Seguidamente vai-se calcular a energia primária consumida pela instalação de cogeração. Para tal é preciso saber o consumo de gás da turbina e este é dado pela expressão seguinte:

$$\dot{m}_{\text{turb,cog}} = \frac{\text{Pot}_{\text{tur}}}{\eta_e \times \text{PCI}} \quad (3.30)$$

Através das características da turbina verifica-se que o rendimento, η_e , é de 23,6%, a potência eléctrica em condições ISO de 2930 kW, Pot_{tur} , o poder calorífico inferior do gás, PCI, de 45130 kJ/kg, logo, temos que a massa de gás natural de turbina é:

$$\dot{m}_{\text{turb,cog}} = \frac{2930}{0,236 \times 45130} = 0,2751 \text{ kg/s} \rightarrow \dot{m}_{\text{turb,cog}} = 990 \text{ kg/h} \quad (3.31)$$

De seguida, vai-se calcular a energia primária consumida, que é determinada com base na massa de gás considerando o PCI do mesmo, através da fórmula seguinte:

$$C = \dot{m}_{\text{turb,cog}} \times \text{PCI} \times h_{\text{inst}} = 990 \times 45130 \times 8410 = 3,76 \times 10^{11} \text{ kJ/ano} \quad (3.32)$$

Por fim calcula-se a energia térmica útil consumida na instalação de cogeração, que é considerada como toda a energia aproveitada para o atomizador e secadores. Na equação 3.17 é determinado o calor específico dos gases de exaustão da turbina, assim o valor da energia térmica útil consumido na instalação de cogeração é dado pela equação seguinte:

$$T = \dot{m}_{\text{tgases}} \times \bar{C}_{p,m} \times (T_{gs} - T_{gi}) \times 8410 \quad (3.33)$$

$$T = 55432 \times 1,09 \times (531 - 90) \times 8410 = 2,24 \times 10^{11} \text{ kJ/ano} \quad (3.34)$$

No caso em estudo admite-se que não serão consumidos recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos na instalação de cogeração. Assim sendo, o parâmetro CR apresenta um valor nulo. Utilizando agora a equação 3.27, podemos verificar se a instalação cumpre ou não o regulamento:

$$REE = \frac{8,87 \times 10^{10}}{3,76 \times 10^{11} - \frac{2,24 \times 10^{11}}{0,9}} = 0,7 \quad (3.35)$$

Verifica-se assim, que a instalação cumpre os requisitos impostos pela lei, logo os projectos das instalações de cogeração, nos termos do Regulamento de Licenças para Instalações Eléctricas, será aprovado.

Apesar de a instalação já cumprir este artigo, ainda devem ser verificadas as seguintes imposições, para a empresa poder vender ou não energia eléctrica à rede:

Artigo 4.º b) – Não fornecer anualmente à rede do SEP uma quantidade de energia eléctrica (E_{er}) superior ao valor dado pela seguinte expressão:

$$E_{er} = \left(4,5 \times \frac{E_e + T}{E_e + 0,5 \times T} - 4,5 \right) \times E_e \quad (3.36)$$

Substituindo:

$$E_{er} = \left(4,5 \times \frac{8,87 \times 10^{10} + 2,24 \times 10^{11}}{8,87 \times 10^{10} + 0,5 \times 2,24 \times 10^{11}} - 4,5 \right) \times 8,778 \times 10^{10}$$

$$E_{er} = 2,23 \times 10^{11} \text{kJ} \quad (3.37)$$

Artigo 4.º c) – ter uma potência eléctrica instalada mínima de 250 kVA, quando T/E_e é igual ou superior a 5. Assim temos que:

$$\frac{T}{E_e} = \frac{2,24 \times 10^{11}}{8,87 \times 10^{10}} = 2,5 \leq 5 \quad (3.38)$$

Através da equação 3.37, verifica-se que o limite máximo para o valor da energia entregue à rede, pelo cogrador, é superior ao valor da energia eléctrica produzida pelo cogrador num ano. Desta forma, a empresa poderá vender electricidade à rede eléctrica nacional.

3.4. Estudo de viabilidade económica

Após ser seleccionada e projectada a alternativa de cogeração, devemos estudar a sua viabilidade económica.

3.4.1. Determinação dos consumos de energia para a solução de cogeração

Inicialmente calcula-se os valores de consumo de gás natural para o atomizador e para os dois secadores antes da implementação do sistema de cogeração.

$$\dot{m}_{GNtotal} = \dot{m}_{GNatom} + \dot{m}_{GNsec\ n^{\circ}2} + \dot{m}_{GNsec\ n^{\circ}5} \quad (3.39)$$

$$\dot{m}_{GNtotal} = 502 + 25 + 70,8 = 597,8 \text{ kg/h} \quad (3.40)$$

Para conhecer o valor monetário gasto em gás natural durante um ano é necessário, transpor a massa de gás natural para volume de gás, uma vez que conhecemos o preço por volume, considerando a massa volúmica do gás $\rho_{Gn} = 0,84 \text{ kg/m}^3$, temos que o consumo de gás em volume é de:

$$\begin{cases} 0,84 \text{ kg de Gn} \leftrightarrow 1 \text{ m}^3 \text{ de Gn} \\ 597,8 \text{ kg de Gn} \leftrightarrow \dot{V}_{\text{total,s/cog}} \end{cases} \rightarrow \dot{V}_{\text{total,s/cog}} = 711,67 \text{ m}^3/\text{h} \quad (3.41)$$

Segundo a tabela A.1 do anexo A, verifica-se que o gás natural é pago em média a $0,2074 \text{ €/m}^3$, assim o custo total:

$$C_{\text{total s/cog}} = 711,67 \times 0,2074 \times 8410 = 1.241.319 \text{ €/ano} \quad (3.42)$$

O consumo de gás natural necessário para alimentar a turbina já foi calculado anteriormente, na equação 3.31, $\dot{m}_{\text{turb,cog}} = 990 \text{ kg/h}$. Para calcular o custo associado à cogeração referente ao gás natural procede-se da mesma forma:

$$\begin{cases} 0,84 \text{ kg de Gn} \leftrightarrow 1 \text{ m}^3 \text{ de Gn} \\ 990 \text{ kg de Gn} \leftrightarrow \dot{V}_{\text{total,c/cog}} \end{cases} \rightarrow \dot{V}_{\text{total,c/cog}} = 1179 \text{ m}^3/\text{h} \quad (3.43)$$

$$C_{\text{total c/cog}} = 1179 \times 0,2074 \times 8410 = 2.056.452 \text{ €/ano} \quad (3.44)$$

De seguida apresenta-se a tabela 3.6 onde se verifica a oscilação do preço do gás natural e o valor a pagar pelo consumo de gás natural antes da e depois da instalação de cogeração ao longo dos últimos 5 anos.

Tabela 3.6 - Preço do gás natural e o valor a pagar pelo consumo de gás natural antes e depois da instalação de cogeração.

Ano	Preço (€/m ³)	C _{total s/cog} (€/ano)	C _{total c/cog} (€/ano)
2005	0,2074	1.241.528	2.056.452
2006	0,2550	1.526.469	2.528.424
2007	0,2319	1.388.189	2.299.379
2008	0,2926	1.751.549	2.901.243
2009	0,2871	1.718.625	2.846.708
2010	0,3049	1.825.178	3.023.202

Como era de esperar, o consumo de gás aumenta quando implementado o sistema de cogeração, no entanto, como já referido anteriormente, quando implementado um sistema de cogeração é possível aproveitar o calor antes perdido, aumentando a eficiência energética do processo, e produzir energia eléctrica.

Como já referido anteriormente, a legislação permite-nos injectar toda a energia eléctrica na rede (equação 3.37) apesar de ser mais vantajoso vender toda a energia ao SEP, porque esta é paga à rede a um preço superior ao da compra, vamos agora verificar se existe a hipótese de haver um autoconsumo para além da venda de electricidade.

Através da equação 3.29 a energia eléctrica produzida anualmente pela turbina é de $8,87 \times 10^{10}$ kJ/ano, traduzindo o valor de energia em kWh, temos:

$$\begin{cases} 1 \text{ kWh} \leftrightarrow 3600 \text{ kJ} \\ E_e \text{ kWh/ano} \leftrightarrow 8,87 \times 10^{10} \text{ kJ/ano} \end{cases} \rightarrow E_e = 24383333 \text{ kWh/ano} \quad (3.45)$$

Assim sendo, podemos dizer que a turbina durante um ano de funcionamento com uma disponibilidade de aproximadamente de 96% produz 23.383.333 kWh/ano de energia eléctrica.

Na tabela seguinte, observa-se os valores de energia eléctrica consumida e a energia que seria possível vender à rede, se estivesse implementado o sistema de cogeração ao longo dos últimos 5 anos. No entanto, também vamos considerar apenas a venda à rede.

Tabela 3.7 - Preço e consumo de electricidade.

Ano	Preço (€/kWh)	Consumo (kWh)	E_e vendida à rede (kWh)
2005	0,0610	8.267.427	16.115.906
2006	0,0718	7.000.525	17.382.808
2007	0,0739	7.928.894	16.454.439
2008	0,0769	7.811.471	16.571.862
2009	0,0802	6.146.368	18.236.965
2010	0,0753	6.974.489	17.408.844

Verifica-se através da tabela que se consome menos energia do que aquela que é produzida pela turbina. Assim sendo podemos autoconsumir e ainda vender a restante energia.

3.4.2. Estimativas dos investimentos a realizar

No caso do sistema de cogeração, os equipamentos envolvidos são a turbina e o respectivo gerador. No entanto, não foi possível obter os valores de mercado destes equipamentos porque não existe um valor tabelado, uma vez que, estes podem variar mediante o contrato estipulado. De qualquer forma, estes valores podem ser estimados de acordo com o tipo de sistema e potência debitada, como é possível verificar na tabela 3.2. Então, neste caso a turbina a gás natural escolhida tem uma potência de 2930 kW_e, em condições ISO. Assim a estimativa do investimento é de:

$$i_{tur} = 800 \times 2930 = 2.344.000 \text{ €} \quad (3.46)$$

É importante ter em conta que não são considerados alguns materiais secundários tais como, cabos e protecções eléctricas, transformadores e construção civil.

3.4.3. Estimativas dos custos de manutenção

Para o caso dos investimentos envolvidos na manutenção, temos as mesmas dificuldades em obter valores, pois estes dependerão também do tipo de contrato existente. No entanto, na tabela 3.2 são encontrados os valores para o custo da manutenção. Para um sistema de turbina a gás natural, o valor admitido para o custo da manutenção é de 5€/MWh_e, considerando a potência da turbina escolhida de 2930 kW_e e sabendo que a empresa trabalha 8410 h/ano, o valor estimado para a manutenção é de:

$$M_{tur} = 5 \times 2,930 \times 8410 = 123.207 \text{ €/ano} \quad (3.47)$$

3.4.4. Venda de energia à rede

De acordo com a portaria nº58/2002 estabeleceu-se quatro tarifários distintos, aplicáveis a toda a energia eléctrica fornecida pelas respectivas instalações à rede do SEP.

Neste caso, trata-se de uma potência de ligação da instalação de cogeração inferior ou igual a 10MW que, utiliza como combustível o gás natural.

Dada a falta de dados para a elaboração de um plano para venda de energia ao SEP considerou-se o estudo realizado numa empresa similar por Rodrigues [19].

Aplicando a respectiva portaria para o mês de Junho de 2009, por ser um mês tipo, com 30 dias, com períodos de facturação diferentes, tendo em conta as horas de ponta, (cheio, vazio e super vazio) e considerando que a turbina trabalha em regime contínuo de produção de energia eléctrica em condições ISO, ou seja, nestas condições, a turbina a gás produz 2050 kW_e. O valor de remuneração pela energia entregue à rede do SEP, é: VRD_m = 141.138,323 € [19], o cálculo deste valor encontra-se no anexo B.

Assim o preço de venda de cada kWh de energia eléctrica produzido será em média de 0,096 €/kWh.

Verifica-se na tabela 3.8 o valor da remuneração nos últimos dois anos.

Tabela 3.8 - Valores da remuneração do ano 2009 e 2010.

Ano	Preço (€/kWh)	E _e vendida á rede (kWh)	Remuneração (€)
2009	0,096	18.236.965	1.750.749
2010	0,096	17.408.844	1.671.249

3.4.5. Rentabilidade económica do sistema de cogeração com autoconsumo e venda de energia eléctrica ao SEP

A rentabilidade económica de um projecto avalia a capacidade do projecto gerar resultados face ao investimento que lhe está afecto, independentemente da forma como foi financiado. Assim, de seguida vamos estudar a rentabilidade económica da implementação de um sistema de cogeração. Na tabela 3.9 apresenta-se as receitas e as despesas do ano de 2010, considerando um sistema de cogeração.

Tabela 3.9 - Receitas e despesas antes e depois da cogeração.

	Situação Actual		Situação com Cogeração	
	Receitas (€/ano)	Despesas (€/ano)	Receitas (€/ano)	Despesas (€/ano)
Electricidade	-	524.830	1.671.249	-
Gás Natural	-	1.658.536	-	3.023.202
Manutenção	-	-	-	123.207
Total	-	2.183.366	1.671.249	3.146.409

Para calcular os custos de funcionamento anuais para a mesma quantidade de produto produzida com um sistema de cogeração implementado, deve-se utilizar a seguinte equação:

$$C_{fa} = \text{Despesas} - \text{Receitas} \quad (3.48)$$

$$C_{fa} = 3146409 - 1671249 = 1.475.160\text{€} \quad (3.49)$$

Calculando a diferença entre os custos de financiamento na situação actual, com a utilização de cogeração, é-nos dado o valor economizado durante um ano de funcionamento do sistema de cogeração:

$$VE_{cog} = \text{Despesas actuais} - C_{fa cog} \quad (3.50)$$

$$VE_{cog} = 2183366 - 1475160 = 708.206\text{€} \quad (3.51)$$

Desta forma, verifica-se que o valor economizado num ano de funcionamento do sistema é de 708.206€.

No entanto é importante dizer que esta poupança é feita a produzir a mesma quantidade de produto. Além disso, é necessário ter também em conta o investimento realizado, sendo relevante conhecer o período de retorno do investimento efectuado. Para tal, tendo em consideração o excedente monetário gerado por todos os Cash-Flows associados à implementação do projecto, após a recuperação integral do capital investido e remunerados os capitais utilizados, à taxa desejada, iremos calcular o VAL (Valor Actual Líquido) do projecto, que é dado pela equação:

$$VAL = \sum_{T=0}^n \left(\frac{CFG}{(1+i)^n} \right) \quad (3.52)$$

É importante destacar que para o cálculo do *VAL* do projecto, independentemente do facto da empresa ter necessidade ou não de recorrer a financiamento externo, assumiremos uma TIR (Taxa Interna de Rendibilidade), *i*, de 15%. A TIR corresponde à taxa de actualização para o qual o *VAL* do projecto é zero, pressupondo que os capitais serão reinvestidos ou refinanciados a essa mesma taxa e que se mantém constante no período em análise.

Na tabela 3.10 é calculado o *VAL* do projecto tendo em conta que a empresa faz o autoconsumo e venda de energia eléctrica ao SEP.

Tabela 3.10 - *VAL* para o autoconsumo e venda de energia Eléctrica ao SEP.

Ano	Investimento (€)	CF Gerado (€)	(1+i) ⁿ	CF actualizado	VAL
0	-2.344.000	-	-	-	-2.344.000
1	-	708.206	(1+15%) ¹	814.437	-1.529.563
2	-	708.206	(1+15%) ²	936.602	-592.961
3	-	708.206	(1+15%) ³	1.077.093	484.132
4	-	708.206	(1+15%) ⁴	1.238.657	1.722.789
5	-	708.206	(1+15%) ⁵	1.424.455	3.147.244

É relevante salientar que alguns dos valores calculados são baseados em estimativas, logo os valores encontrados podem estar distanciados da realidade. No entanto, da análise da tabela 3.10, verificamos que, admitindo uma TIR de 15%, o *VAL* começa a ser positivo no decorrer do 3º ano, o que significa um retorno do investimento inicial, ou seja, tal como referimos anteriormente pela definição de *VAL*, assistimos a uma recuperação integral do capital investido e ainda remuneramos os capitais utilizados, à taxa desejada.

3.4.6. Rentabilidade económica do sistema de cogeração com venda de energia eléctrica ao SEP

É de considerar também a hipótese de a empresa vender toda a energia produzida pelo sistema de cogeração ao SEP. Na tabela 3.11 apresenta-se as receitas e as despesas para o ano de 2010.

Tabela 3.11 - Receitas e despesas antes e depois da cogeração.

	Situação Actual		Situação com Cogeração	
	Receitas (€/ano)	Despesas (€/ano)	Receitas (€/ano)	Despesas (€/ano)
Electricidade	-	524.830	2.340.800	524.830
Gás Natural	-	1.658.536	-	3.023.202
Manutenção	-	-	-	123.207
Total	-	2.183.366	2.340.800	3.671.239

Para calcular os custos de funcionamento anual para a mesma quantidade de produto produzida, utiliza-se a equação 3.48:

$$C_{fa} = 3671239 - 2340800 = 1.330.439\text{€} \quad (3.53)$$

Para calcular o valor economizado durante um ano de funcionamento do sistema de cogeração recorre-se à equação 3.50:

$$VE_{cog} = 2183366 - 1330439 = 852.927\text{€} \quad (3.54)$$

Verifica-se que o valor economizado num ano de funcionamento do sistema é de 852.927€.

Utilizando a equação 3.52 e tendo as mesmas considerações tomadas para o autoconsumo e venda de energia eléctrica, temos a tabela 3.12.

Tabela 3.12 - VAL para a venda de energia Eléctrica ao SEP.

Ano	Investimento (€)	CF Gerado (€)	(1+i)^n	CF actualizado	VAL
0	-2.344.000	-	-	-	-2.344.000
1	-	852.927	$(1+15\%)^1$	980.866	-1.363.134
2	-	852.927	$(1+15\%)^2$	1.127.996	-235.138
3	-	852.927	$(1+15\%)^3$	1.297.195	1.062.057
4	-	852.927	$(1+15\%)^4$	1.491.775	2.553.832
5	-	852.927	$(1+15\%)^5$	1.715.541	4.269.373

Verifica-se que neste caso, o retorno dos investimentos é de também 3º ano. No entanto existe um maior montante recuperado ao fim deste período se houver apenas a venda de energia eléctrica.

4. CONCLUSÕES

4.1. Considerações gerais

Com esta dissertação, pretendeu-se efectuar o estudo de medidas de eficiência energética aplicáveis à empresa em estudo, com a finalidade de reduzir os seus consumos energéticos sem afectar a produção, ou seja, economizar energia através do uso mais eficiente desta.

Assim sendo, ao analisar a auditoria energética e os Pren's cedidos, recorreu-se algumas medidas. Uma delas de simples aplicação, como o uso eficiente do sistema de iluminação e do sistema de climatização, outras de mais difícil implementação como a de um sistema de cogeração, uma vez que, existe um aumento de eficiência e a produção de energia eléctrica.

Para o estudo do sistema de cogeração centramo-nos nos maiores consumidores de energia, tendo em consideração. Neste trabalho foram utilizados os dados presentes nos documentos cedidos pela empresa como informação base. Desta forma, focamo-nos em apenas três grandes consumidores de energia: o atomizador e dois secadores.

Foram feitas duas considerações relativamente ao *modus operandi* da “condução” do sistema: primeira para autoconsumir e vender a energia eléctrica produzida pela turbina a gás e a segunda hipótese para vender toda a energia eléctrica produzida, à rede. É importante salientar que os valores obtidos apresentam algum grau de incerteza, como por exemplo; o valor pago pela energia à rede, os valores admitidos para o projecto e, os valores obtidos pelo VAL, sendo este último devido á incerteza da TIR.

No entanto, é de fácil percepção que apesar de ambas as hipóteses terem um período de retorno curto, especificamente de 3 anos, a hipótese de apenas vender energia ao SEP é mais rentável à empresa, uma vez que, a energia comprada à indústria tem um preço mais elevado do que a energia comprada à rede.

4.2. Perspectivas de desenvolvimento futuro

No decorrer deste estudo foram identificadas algumas oportunidades para trabalhos futuros. No entanto, é importante ter em conta que alguns dos dados utilizados remontam ao ano da realização da auditoria - ano de 2005. Neste momento, a empresa sofreu algumas alterações na linha de produção, o que leva a este estudo sofrer também algumas alterações.

Para além dos dois equipamentos estudados neste trabalho, existem outros de grande importância como o forno e equipamentos eléctricos, que não foram analisados devido à impossibilidade de realização de determinadas medições.

Para o projecto de cogeração ser mais atractivo em termos económicos, deve ser estudada a hipótese de concorrer ao QREN.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]Contimetra (2010), “Auditorias energéticas e racionalização dos consumos de energia”, O Instalador, Lisboa, Publicações Lda., número 175, p.62-63.
- [2]Protocolo de Quioto relativo às alterações climáticas. Europe – Síntese da legislação da UE [Consulta: 24 de Fevereiro de 2011] disponível em: http://europa.eu/legislation_summaries/environment/tackling_climate_change/128060_pt.htm
- [3]Ferreira, Vítor - Portugal à procura da eficiência energética. Planeta Azul o portal de ambiente e sustentabilidade, 29 de Março 2010. [Consulta: em 24 de Fevereiro de 2011] disponível em: <http://www.planetazul.pt/edicoes1/planetazul/desenvArtigo.aspx?c=2253&a=17368&r=37&pesq=1>
- [4]Neves, Rui M. R. (2007), “Redução do consumo energético com accionamentos de elevado rendimento”, Revista Tecnologia e o ambiente, Lisboa, número 80, p.52-56.
- [5] Cardoso, Filipa (2010), “REPAP 2020 – orientar a Europa num plano comum”, Climatização, Algés, Media line, Lda., número 68, p.70-76.
- [6]Acedido em 24 de Fevereiro de 2011, no *web site* da ADENE: <http://www.adene.pt/ADENE/canais/formacao/SGCIE/SCGIE2010.htm>
- [7]Decreto-Lei nº319/2009 de 3 de Novembro. “Diário da República nº 213 - I Série”. Ministério da Economia e da Inovação.
- [8]Serrano, Artur (2006), “Auditoria Energética e Plano de Racionalização dos Consumos de Energia 2005-2010”, Centro Tecnológico da Cerâmica e do Vidro, Coimbra.
- [9]Guia de Boas Práticas de medidas de Utilização Racionalização de Energia (URE) e Energias Renováveis (ER), (2001), Renovare, Portugal-Espanha Cooperação Transfronteiriça INTTERREG III A
- [10] Cardoso, Filipa (2011), “Cogeração representa um terço sa solução, diz indústria europeia”, Climatização, Algés, Media line, Lda., número 75, p.68.
- [11]Manual de Boas Práticas de Eficiência Energética, Implementar o Desenvolvimento na empresas, BCSD Portugal Conselho Empresarial para o Desenvolvimento Sustentável.

-
- [12]Castro, Rui M.G. (2007), “Energias Renováveis e Produção Descentralização – Introdução à Cogeração”, Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa.
- [13]Sá, André Fernando R. (2008), “Gestão de energia e eficiência energética”, Editora Publindústria.
- [14]Fogaça, Jennifer R.V. ,” Gasolina”, [Consulta: 11 de Maio de 2011]. Disponível em: <http://www.alunosonline.com.br/quimica/gasolina.html>.
- [15]Boles, Michael A. e Çengel, Yunns A.(2006),”Termodinâmica”, 5ª edição, Editora McGraw - Hill Inc.
- [16]JANNAF Thermochemical Tables, 3rd edition American Institute of Physics for the National Bureau of Standards, Washington, DC, 1986.
- [17]Carvalheira, Pedro F.V. (2009), “Apresentações da simulação do ciclo de funcionamento de um motor de quatro tempos de ignição por faísca”, Departamento de engenharia Mecânica, Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade de Coimbra.
- [18]Heywood, John B.(1998), “Internal combustion engine fundamentals”, Editora McGraw-Hill Inc.
- [19]Rodrigues, Telmo André da Costa (2009), “Medidas de Poupança de energia aplicada à empresa UMBELINO MONTEIRO S.A”. Tese de Mestrado para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Mecânica. Faculdade de Ciências e Tecnologia - Universidade de Coimbra, Coimbra.

6. ANEXOS

Anexo A – Dados de custos e equivalências energéticas

De acordo com os valores da auditoria (CTCV,2005) apresentam-se os custos unitários de energia e custo térmico equivalente facturados pela empresa, que serviram por base a este relatório.

Tabela A.1 - Custos Unitários de energia e custo térmico equivalente a 2005

Tipo de Energia	Unidades	Custo médio unitário	Custo Térmico (Equivalente)	
		€/Unidades	€/GJ	€/Térmica
Electricidade	kWh	0,0610	16,9	6,78
Gás Natural	kg	0,2074	5,5	2,23
Gás Propano	kg	1,454	30,5	12,75

De seguida apresentam-se as equivalências energéticas das formas de energia de acordo com a mesma auditoria.

Tabela A.2 - Equivalências energéticas

Tipo de Energia	Unidades	GJ/unidades	kgep/Unidades
Electricidade	kWh	0,0036	0,22
Gás Natural	m ³ (n)	0,03791	0,90
Gás Propano	t	47,73	1140

Anexo B – Venda de energia eléctrica ao Sistema Eléctrico Português

O decreto-lei nº538/99, de 13 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelo decreto-Lei nº 313/2001, de 10 de Dezembro, estabeleceu o regime da actividade de cogeração, pelos nºs 1 e 2 do seu artigo 10º., para portarias do Ministério da economia para aprovação dos tarifários de venda de energia à rede eléctrica pelas instalações de cogeração à rede do sistema eléctrico de serviço publico (SEP). De acordo com o nº2 do referido artigo.10º, as portarias estabelecem quatro tipos de tarifários distintos, de acordo com a potência de ligação e tipo de combustível utilizado.

A Portaria nº58/2002 de 15 de Janeiro, estabelece o tarifário às instalações de cogeração, cuja potência de ligação não ultrapasse os 10MW, utilizando como combustível o gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com excepção do fuelóleo.

Assim, de acordo com o Ministério da Economia, as instalações de cogeração enquadradas no respectivo documento serão remuneradas pelo fornecimento da energia entregue à rede através da seguinte fórmula:

$$VRD_m = \frac{[PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m]}{1 - LEV} \quad (B.1)$$

De seguida apresentam-se os parâmetros mais importantes e o seu significado para o cálculo da remuneração da energia entregue à rede. No entanto, não dispensa a consulta da respectiva portaria.

Na formula anterior, $PF(VRD)_m$ diz respeito ao valor da parcela fixa, no mês m , sendo calculada através da seguinte equação:

$$PF(VRD)_m = \frac{PF(U)_{ref} \times COPT_m \times POT_{p,m} \times IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (B.2)$$

em que:

$$\text{COPT}_m = \frac{1 - \text{NRM}_m}{0,85} \quad (\text{B.3})$$

$$\text{POT}_{p,m} = \frac{\text{EEC}_{p,m}}{\text{NHM}_{p,m}} \quad (\text{B.4})$$

onde $\text{PF}(\text{U})_{\text{ref}}$, IPC_{dez} , IPC_{ref} são valores constantes para um determinado ano, COPT_m é um coeficiente adimensional, que traduz a contribuição da instalação de cogeração no mês m para o SEP, e POT_m é a potência média disponibilizada pela instalação de cogeração à rede durante as horas de ponta do mês m .

Na equação B.1, $\text{PV}(\text{VRD})_m$ é a parcela variável de remuneração, aplicável à instalação de cogeração, no mês m , sendo calculada através da seguinte fórmula:

$$\text{PV}(\text{VRD})_m = \text{PVC}(\text{VRD})_m + \text{PVR}(\text{VRD})_m + \text{PVO}(\text{VRD})_m \quad (\text{B.5})$$

Onde:

$$\text{PVC}(\text{VRD})_m = \text{PVC}(\text{U})_{\text{ref}} \times \text{IPVC}_m \times \text{EEC}_m \times \text{KMHO}_m \quad (\text{B.6})$$

$$\text{PVR}(\text{VRD})_m = \frac{\text{PVR}(\text{U}) \times \text{EEC}_{\text{PC},m} \times \text{IPC}_{\text{dez}}}{\text{IPC}_{\text{ref}}} \quad (\text{B.7})$$

$$\text{PVO}(\text{VRD})_m = \frac{\text{PVO}(\text{U})_{\text{ref}} \times \text{EEC}_m \times \text{KMHO}_m \times \text{IPC}_{\text{dez}}}{\text{IPC}_{\text{ref}}} \quad (\text{B.8})$$

Sendo que $\text{PVC}(\text{VRD})_m$ diz respeito a despesas com o combustível no mês m , $\text{PVR}(\text{VRD})_m$ corresponde aos custos evitados nas redes a montante no mês m e $\text{PVO}(\text{VRD})_m$ corresponde a outras despesas no referido mês, onde $\text{PVC}(\text{U})_{\text{ref}}$, $\text{PVO}(\text{U})_{\text{ref}}$ são valores de referência par um dado ano, IPVC_m é o indexante de $\text{PVC}(\text{U})_{\text{ref}}$, EEC_m é a

energia fornecida pela instalação no mês m , $KMHO_m$ é um coeficiente facultativo que modula o tarifário, podendo ser ou não escolhido, $PVR(U)$ corresponde aos custos de constituição e operação das redes a montante do ponto de interligação que são evitados pela instalação de cogeração, EEC_m é a energia fornecida à rede pela instalação durante as horas de ponta e de cheio, no mês m .

Na equação B.1, $PA(VRD)_m$ representa a parcela ambiental da remuneração aplicável à instalação de cogeração, no mês m , sendo dada pela seguinte equação:

$$PA(VRD)_m = \frac{PA(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times CEA \times KMHO \times IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (B.9)$$

nesta, $PA(U)_{ref}$ corresponde à valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela instalação de cogeração, CCR_{ref} é um valor de referência das emissões de dióxido de carbono evitadas pela instalação de cogeração, CEA é um coeficiente adimensional que traduz eficiência ambiental da instalação de cogeração.

Na equação B.1, LEV toma o valor de 0,200 para instalações com potência de ligação igual ou inferior a 5MW e 0,040 para as restantes instalações.

Aplicando o respectivo decreto para o mês de Junho de 2009, por ser um mês tipo, com 30 dias, com períodos de facturação diferentes, tendo em conta as horas de ponta, cheio, vazio e super vazio, considerando que a turbina trabalha em regime contínuo de produção de energia eléctrica em condições ISO, ou seja, nestas condições, a turbina a gás produzem 2050kW_e.

Desta forma, apresentam-se as tabelas seguintes, os valores calculados para o respectivo mês, dos vários parâmetros que constituem o valor da remuneração pela energia entregue à rede:

Tabela B.1 - Parcelas que constituem o valor da remuneração pela energia entregue à rede.

Parcela Fixa		Parcela Variável		Parcela Ambiental	
PF(VRD) _m	13164,886	PV(VRD) _m	104457,336	PA(VRD) _m	17913,769
CPOT _m	1,161	PVC(VRD) _m	91089,3190	CEA	1,020
POT _{p,m}	2050,000	PVR(VRD) _m	10817,0700	η _{hom}	0,750
NRM _m	0,013	PVO(VRD) _m	2550,947		
		IPVC _m	1,714		
		KMHO	1,000		
		PVR(U)	0,013		
		POT _{pc,m}	2050,000		
		POT _{pc,r,m}	2050,000		

Tabela B.2 - Dados mensais, valores de referência e indicadores económicos.

Dados Mensais			Valores de referência			Indicadores Económicos		
EEC _{p,m}	225500	kWh	PF(U) _{ref}	5,44	€/kW/mês	ALB _{ref}	28,125	USD/bdl
EEC _m	1476000	kWh	PVC(U) _{ref}	0,036	€/kWh	ALB _m	73,5033	USD/bdl
EEC _{pc,m}	824100	kWh	PVR(U) _{ref}	0,014	€/kWh	TCUSD _{ref}	0,8139	€/USD
NHM _{pc,m}	402	h	PVO(U) _{ref}	0,0017	€/g	TCUSD _m	0,7134	€/USD
NHM _{p,m}	110	h	PA(U) _{ref}	0,000088	€/kWh	IPC _{ref}	114,2	
Perdas de Transporte			CCR _{ref}	133	€/kWh	IPC _{dez}	116,1	
LEV	0,04		EMI55 _m	370	g/kWh			

Por fim, utilizando a equação B.1, o valor da remuneração pela energia entregue à rede do sistema público português, vem:

$$VRD_m = 141138,323€ \text{ [19]}$$