

**UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA**

**INSTITUTO SUPERIOR DE ECONOMIA E GESTÃO**

**MESTRADO EM GESTÃO E ESTRATÉGIA INDUSTRIAL**

**MICRO-GERAÇÃO - CONDIÇÕES PARA O DESENVOLVIMENTO DO  
MERCADO**

**RUI JOÃO MAURÍCIO FERREIRA**

**Orientação: PROFESSOR DOUTOR ÁLVARO GONÇALVES MARTINS MONTEIRO**

**Júri:**

**Presidente: PROFESSOR DOUTOR ÁLVARO GONÇALVES MARTINS MONTEIRO**

**Vogais: PROFESSOR DOUTOR JOSÉ RAMOS PIRES MANSO**

**PROFESSOR DOUTOR ENGENHEIRO LUÍS FILIPE CANHÃO RORIZ**

**Maior/2004**



## **GLOSSÁRIO DE TERMOS E ABREVIATURAS**

AT:	Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 45 kV).
BT:	Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).
CO <sub>2</sub> :	Dióxido de Carbono.
DGE:	Direcção Geral de Energia.
ERSE:	Entidade Reguladora para o Sector Eléctrico.
GJ:	Unidade de Energia (10 <sup>6</sup> Joule).
GN:	Gás Natural.
kW:	Unidade de potência (10 <sup>3</sup> Watt).
m <sup>3</sup> :	Metro cúbico.
NO <sub>x</sub> :	Óxido de azoto.
PCI:	Poder Calorífico Inferior.
POE:	Programa Operacional da Economia.
RAJIAR:	Resultados Antes de Juros Impostos e Amortizações.
RAJI:	Resultados Antes de Juros e Impostos.
RNT:	Rede Nacional de Transporte (de energia eléctrica).
SEI:	Sistema Eléctrico Independente.
SENV:	Sector Eléctrico Não Vinculado.
SEP:	Sector Eléctrico Público.
SO <sub>x</sub> :	Óxido de enxofre.

UE: União Europeia.



MICRO-GERAÇÃO - CONDIÇÕES PARA O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO.

Rui João Maurício Ferreira.

Mestrado em Gestão e Estratégia Industrial.

Orientador: Professor Doutor Álvaro Gonçalves Martins Monteiro.

## **RESUMO**

O aparecimento de novas tecnologias de micro-geração de energia, a disponibilidade de uma rede de gás natural, a desregulamentação do mercado da energia e os compromissos ambientais, podem criar condições para o desenvolvimento de um novo mercado na área da produção e distribuição de energia eléctrica.

Esta dissertação procura determinar quais as condições que existem actualmente, e quais as medidas a tomar para tornar possível o florescimento desse mercado potencial.

Neste trabalho, a micro-geração é entendida como sendo um processo de cogeração com potências eléctricas instaladas até 150 kW onde as transacções de energia com a rede eléctrica são efectuadas em baixa tensão. É efectuada uma análise de viabilidade deste mercado a partir da apresentação de soluções técnicas, que são estudadas considerando os factores determinantes para a rentabilidade de investimentos nesta área.

Palavras chave:

Micro-geração; micro-rede; produção distribuída de energia; empresa de serviço de energia.

MICRO-GENERATION - CONDITIONS FOR THE MARKET DEVELOPMENT.

Rui João Maurício Ferreira.

Mestrado em Gestão e Estratégia Industrial.

Coordinator: Professor Doutor Álvaro Gonçalves Martins Monteiro.

## **ABSTRACT**

The appearance of new power micro-generation technologies, the availability of a natural gas net, the energy market deregulation and the environmental commitments, can create conditions for the development of a new market in the area of the production and distribution of electric power.

This essay aims to study which are the conditions that exist currently, and which are the measures to be taken to become possible the bloom of this potential market.

In this work, micro-generation is understood as being a process of cogeneration with installed electric powers up to 150 kW where the transactions of power with the electric power net are made at the low voltage level. An analysis of viability of this market is performed from the presentation of technical solutions, which are studied considering the determinative factors for the profitability of investments in this area.

Key Words:

Micro-generation; micro-net; distributed power generation; energy service company.

# ÍNDICE



GLOSSÁRIO DE TERMOS E ABREVIATURAS.....	2
RESUMO.....	4
ABSTRACT.....	5
ÍNDICE.....	6
LISTA DE TABELAS E FIGURAS.....	9
PREFÁCIO .....	12
AGRADECIMENTOS .....	13
1 DESCRIÇÃO DA TECNOLOGIA EXISTENTE .....	14
1.1 INTRODUÇÃO.....	14
1.2 A MICRO-GERAÇÃO .....	15
1.3 AS MICRO-TURBINAS.....	16
1.3.1 <i>O Modo de Operação de uma micro-turbina.....</i>	<i>16</i>
1.3.2 <i>Os Principais fabricantes de Micro-turbinas.....</i>	<i>18</i>
1.4 PILHAS DE COMBUSTÍVEL .....	19
1.4.1 <i>O que é uma pilha de combustível?.....</i>	<i>19</i>
1.4.2 <i>De onde vem o Hidrogénio.....</i>	<i>20</i>
1.4.3 <i>Soluções técnicas existentes no mercado.....</i>	<i>21</i>
1.5 SISTEMAS HÍBRIDOS (PILHAS DE COMBUSTÍVEL E MICRO-TURBINAS) .....	22
1.6 A MICRO-REDE .....	24
2 CONDICIONANTES PARA A CRIAÇÃO DO MERCADO.....	25
2.1 OPORTUNIDADES .....	26
2.1.1 <i>A Eficiência é mais elevada.....</i>	<i>26</i>
2.1.2 <i>Menor tempo de construção.....</i>	<i>26</i>
2.1.3 <i>Os Baixos custos da infra-estrutura.....</i>	<i>27</i>
2.1.4 <i>É fácil aumentar a potência disponível.....</i>	<i>27</i>
2.2 A ESTRUTURA DO SECTOR ELÉCTRICO PORTUGUÊS.....	28

2.3	LEGISLAÇÃO EXISTENTE .....	30
2.3.1	<i>Decreto Lei nº 68/2002</i> .....	30
2.3.2	<i>Portaria nº 764/2002</i> .....	30
2.4	O PREÇO DO COMBUSTÍVEL.....	33
2.5	APOIOS GOVERNAMENTAIS PÚBLICOS .....	34
2.5.1	<i>Programa E4</i> .....	34
2.6	OPORTUNIDADES PARA A MICRO-GERAÇÃO NO ÂMBITO DO PROTOCOLO DE KYOTO. ....	35
2.7	LIMITAÇÕES TÉCNICAS.....	37
3	ENQUADRAMENTO TEÓRICO DA ANÁLISE ECONÓMICA DE INVESTIMENTO ...	39
3.1	RAZÕES PARA INVESTIR .....	39
3.2	CRITÉRIO DO VALOR LIQUIDO ACTUAL (VLA) .....	40
3.3	CRITÉRIO DA TAXA INTERNA DE RENDIBILIDADE (TIR).....	42
3.4	SELECÇÃO DE PROJECTOS .....	43
3.4.1	<i>Projectos sob restrição financeira</i> .....	43
3.4.2	<i>Projectos independentes</i> .....	43
3.4.3	<i>Projectos mutuamente exclusivos</i> .....	44
3.4.4	<i>Simulação dos indicadores de rendibilidade</i> .....	44
4	ANÁLISE DE INVESTIMENTOS NUMA MICRO-GERAÇÃO.....	46
4.1	A IMPORTÂNCIA DA FLUTUAÇÃO NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA .....	46
4.2	O QUE É UM PERFIL DE CARGA?.....	47
4.3	PORQUÊ UTILIZAR OS PERFIS DE CARGA? .....	48
4.4	PERFIL DE CARGA TÍPICO DE UM CONDOMÍNIO COM DUZENTAS HABITAÇÕES.....	49
4.5	O EQUIPAMENTO A UTILIZAR.....	54
4.5.1	<i>Potência e Rendimento</i> .....	54
4.5.2	<i>Combustível utilizado</i> .....	54
4.5.3	<i>Manutenção do equipamento e tempo de vida útil</i> .....	55
4.5.4	<i>O Custo do Investimento</i> .....	55
4.6	CUSTO EVITADO COM A UTILIZAÇÃO DA ENERGIA TÉRMICA DA MICRO-GERAÇÃO .....	57
4.7	O FUNCIONAMENTO DA MICRO-GERAÇÃO .....	58
4.8	PRESSUPOSTOS DO INVESTIMENTO.....	59

4.9	DOCUMENTOS DE AVALIAÇÃO DO INVESTIMENTO .....	60
4.10	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO INVESTIMENTO NUMA MICRO-GERAÇÃO .....	68
5	ANÁLISE DE IMPACTO AMBIENTAL DE UMA MICRO-GERAÇÃO.....	71
5.1	ANÁLISE DAS EMISSÕES DE GASES QUE PROVOCAM O EFEITO DE ESTUFA .....	72
5.2	BALANÇO DAS EMISSÕES DE GASES QUE PROVOCAM O EFEITO DE ESTUFA ENTRE UMA SOLUÇÃO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA CENTRALIZADA E UMA MICRO-GERAÇÃO. ....	74
6	HIPÓTESES DE NEGÓCIO.....	76
6.1	EMPRESAS DE SERVIÇO DE ENERGIA.....	76
6.2	MODELOS DE NEGÓCIO .....	77
6.2.1	<i>'Netmetering' (contadores de energia eléctrica reversíveis)</i> .....	77
6.2.2	<i>Sistema tipo TV cabo</i> .....	78
6.2.3	<i>Serviço de energia completo</i> .....	78
7	CONCLUSÕES.....	80
	SUGESTÕES PARA INVESTIGAÇÃO POSTERIOR.....	82
	BIBLIOGRAFIA.....	83
	SITES DE INTERNET COM INFORMAÇÃO RELEVANTE .....	86
	ANEXOS .....	87
	PREÇOS DE VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA TENSÃO ESPECIAL .....	87
	PERÍODOS HORÁRIOS .....	88
	SISTEMA DE COGERAÇÃO COM A MICRO-TURBINA TURBEC T100 .....	90

## LISTA DE TABELAS E FIGURAS

### LISTA DE FIGURAS

FIGURA N.º I : EXEMPLO DE UM SISTEMA DE MICRO-GERAÇÃO COM UMA MICRO-TURBINA. ....	16
FIGURA N.º II : ESQUEMA DE UM SISTEMA COM UMA MICRO-TURBINA.....	17
FIGURA N.º III : ESQUEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA COM UMA MICRO-TURBINA. ....	18
FIGURA N.º IV : ESQUEMA DE UMA PILHA DE COMBUSTÍVEL. ....	19
FIGURA N.º V : SISTEMA DE COGERAÇÃO DE 100 kW UTILIZANDO PILHAS DE COMBUSTÍVEL. ....	21
FIGURA N.º VI : ESQUEMA DE UM SISTEMA HÍBRIDO (PILHA DE COMBUSTÍVEL / MICRO-TURBINA)	22
FIGURA N.º VII : VISTA DE UM SISTEMA HÍBRIDO.....	23
FIGURA N.º VIII : ENERGIA DISTRIBUÍDA. ....	25
FIGURA N.º IX : DIAGRAMA DE CARGA PARA DUZENTOS CONSUMIDORES DOMÉSTICOS. ....	52
FIGURA N.º X : GRAU DE CONSUMO MÉDIO DE ENERGIA ELÉCTRICA ACTIVA DURANTE AS VÁRIAS HORAS DO DIA, NA ESTAÇÃO DO INVERNO.....	52
FIGURA N.º XI : GRAU DE CONSUMO MÉDIO DE ENERGIA ELÉCTRICA ACTIVA DURANTE AS VÁRIAS HORAS DO DIA , NA ESTAÇÃO VERÃO. ....	53
FIGURA N.º XII : GRAU DE CONSUMO MÉDIO DE ENERGIA ELÉCTRICA ACTIVA DURANTE AS VÁRIAS HORAS DO DIA, VALOR MÉDIO DIÁRIO DURANTE O ANO. ....	53

## LISTA DE TABELAS

TABELA N.º I : PREÇOS DE GÁS NATURAL PRATICADOS PARA CONSUMIDORES INDUSTRIAIS.....	33
TABELA N.º II : COMPROMISSO ASSUMIDO POR PORTUGAL PARA A VARIAÇÃO MÁXIMA DA EMISSÃO DE GASES QUE PROVOCAM O EFEITO DE ESTUFA ENTRE 1990 E 2010. ....	36
TABELA N.º III : ANÁLISE DA RENDIBILIDADE DE DOIS PROJECTOS COM BASE NA TIR E NO VLA.	44
TABELA N.º IV : VALORES TÍPICOS DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA ACTIVA DURANTE O DIA PARA DUZENTOS CONSUMIDORES DOMÉSTICOS. ....	50
TABELA N.º V : PRESSUPOSTOS DO INVESTIMENTO NA MICRO-GERAÇÃO. ....	61
TABELA N.º VI : VALOR DO CUSTO TOTAL EVITADO E VALOR TOTAL DA ENERGIA ELÉCTRICA ENTREGUE À REDE DE DISTRIBUIÇÃO. ....	63
TABELA N.º VII : VALOR DO CASH FLOW ACTUALIZADO CONSIDERANDO UMA TAXA DE ACTUALIZAÇÃO DE 6% / ANO. ....	65
TABELA N.º VIII : INDICADORES DE RENDIBILIDADE PARA UM INVESTIMENTO COM UMA DURAÇÃO DE DEZ ANOS.....	67
TABELA N.º IX : PRESSUPOSTOS PARA A ANÁLISE DE SENSIBILIDADE .....	68
TABELA N.º X : ANÁLISE DA VARIAÇÃO DA RENDIBILIDADE DO INVESTIMENTO COM A VARIAÇÃO DO INVESTIMENTO INICIAL.....	69
TABELA N.º XI : ANÁLISE DA VARIAÇÃO DA RENDIBILIDADE DO INVESTIMENTO COM A VARIAÇÃO DAS RECEITAS .....	69
TABELA N.º XII : ANÁLISE DA VARIAÇÃO DA RENDIBILIDADE DO INVESTIMENTO COM A VARIAÇÃO DOS CUSTOS .....	70
TABELA N.º XIII : VALORES TÍPICOS DE EMISSÃO DE GASES POR MICRO-TURBINAS.....	71
TABELA N.º XIV : VALORES TÍPICOS DE EMISSÃO DE GASES POR CALDEIRAS DE VAPOR. ....	72
TABELA N.º XV : VALORES TÍPICOS DE EMISSÃO DE GASES EM CENTRAIS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	73

TABELA N.º XVI : BALANÇO DE EMISSÕES DE GASES POLUENTES. ....	74
TABELA N.º XVII : VALORES DE VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA EM BTE A CLIENTES FINAIS.....	87
TABELA N.º XVIII : CICLO SEMANAL DE PERÍODOS HORÁRIOS DE ENTREGA DE ENERGIA ELÉCTRICA A CLIENTES FINAIS. ....	88
TABELA N.º XIX : CICLO DIÁRIO DE PERÍODOS HORÁRIOS DE ENTREGA DE ENERGIA ELÉCTRICA A CLIENTES FINAIS. ....	89

## **PREFÁCIO**

Esta dissertação aborda o tema da micro-geração, procurando determinar quais as condições para o desenvolvimento deste mercado a médio prazo. Tendo em atenção as tecnologias actualmente disponíveis no mercado e o interesse para a política energética do nosso País.

O Protocolo de Kyoto, onde Portugal, à semelhança de outros países se compromete a limitar a emissão de gases responsáveis pelo efeito de estufa, assim como o Decreto Lei 68/2002 que regula o exercício da actividade de produção de energia eléctrica em baixa tensão e todo um conjunto de tecnologias emergentes, poderão criar condições para o aparecimento de um novo segmento de mercado na área da energia. O presente estudo analisa a aplicação desta tecnologia no desenvolvimento de uma nova actividade de negócio onde as transacções de energia são efectuadas em baixa tensão. Começando por fazer uma explanação do conceito de micro-geração, para depois apresentar as tecnologias de micro-geração disponíveis comercialmente e as principais condicionantes para a criação do mercado, dando particular importância à legislação criada recentemente.

É efectuada uma análise técnica e económica das hipóteses de negócio considerando a utilização de uma micro-turbina que está disponível comercialmente. Neste estudo procuram-se hipóteses rendíveis de negócio considerando situações favoráveis para a micro-geração, nomeadamente o aproveitamento da energia térmica produzida e o custo evitado pela produção local de energia eléctrica e térmica.

O trabalho termina com as conclusões relevantes do estudo, referindo também algumas sugestões para uma investigação posterior mais aprofundada, uma vez que a legislação e as tecnologias disponíveis são muito recentes.

## **AGRADECIMENTOS**

Correndo o risco de ser injusto pela omissão, gostaria de expressar o meu agradecimento a algumas pessoas, que de alguma forma, contribuíram para que esta dissertação fosse escrita.

Primeiro aos meus pais por me terem proporcionado tudo o que sou.

Ao meu orientador Professor Doutor Álvaro Martins pelos seus conselhos, estímulos e críticas sempre tão oportunos e valiosos.

À empresa Ecogen pioneira em Portugal no mercado da micro-geração, em particular à Doutora Gabriela Prata Dias, Directora da Ecogen, e ao Eng<sup>o</sup> João Montez, por toda a disponibilidade e apoio na execução deste trabalho.

À minha irmã, Maria João pelo apoio e diversos contributos para o trabalho.

# **1 DESCRIÇÃO DA TECNOLOGIA EXISTENTE**

## **1.1 INTRODUÇÃO**

As actividades económicas requerem energia para os seus processos; as formas de energia mais utilizadas são a térmica e a eléctrica para a força motriz e iluminação.

A energia eléctrica é hoje em dia, produzida essencialmente por uma estrutura de grandes centrais de geração de energia eléctrica que depois é enviada através de linhas de transmissão em alta tensão. A tensão utilizada na transmissão é depois convertida para níveis de tensão mais baixos em subestações e entregue ao consumidor final. Existe um esforço para instalar equipamentos de potências inferiores aos das grandes centrais, de modo a descentralizar na medida do possível a produção de energia eléctrica; no entanto, a interligação à rede de energia nem sempre é possível, as instalações continuam a ser de dimensão relevante e de custos elevados.

Actualmente é possível adquirir equipamentos de cogeração com potências eléctricas entre os 5 e os 150 kW eléctricos, que podem ser interligados à rede local de distribuição de energia eléctrica. Se for viável o investimento nestes equipamentos a estrutura de distribuição de energia eléctrica poderá vir a ser transformada numa rede de geração distribuída onde cada consumidor poderá ser simultaneamente um produtor de energia eléctrica e térmica suficiente para satisfazer as suas necessidades, vendendo o excedente à rede pelo mesmo meio físico que antes utilizava para receber a energia da rede.

## **1.2 A MICRO-GERAÇÃO**

A micro-geração corresponde à geração de energia junto do consumidor final por sistemas de cogeração com potências eléctricas instaladas entre 5 kW e 150 kW em baixa tensão.

A cogeração é entendida como o princípio de fornecimento simultâneo de formas de energia diferentes: a energia térmica e a energia mecânica que é convertida em eléctrica, uma vez que esta forma de energia é bastante flexível do ponto de vista da sua utilização. A cogeração apresenta um rendimento global mais elevado que o resultante de fileiras energéticas separadas, por tirar partido da energia térmica que de outra forma seria dissipada.

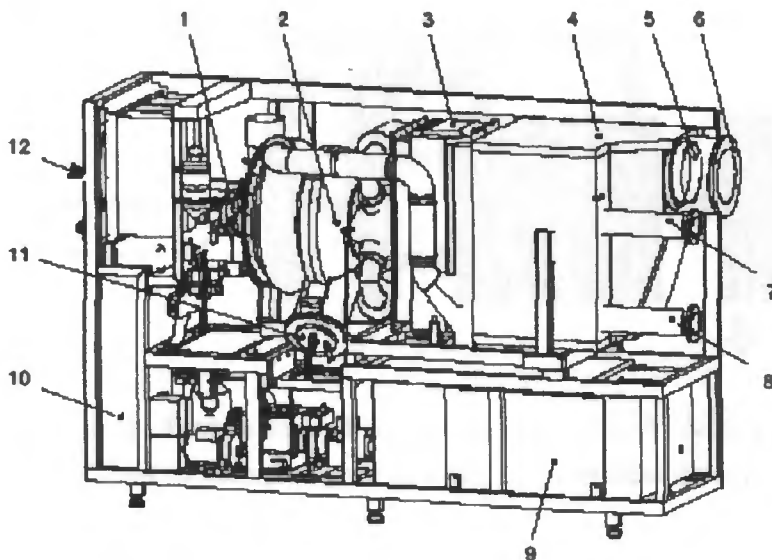
Os equipamentos disponíveis no mercado para a micro-geração são essencialmente de três tipos:

- Micro-turbinas;
- Pilhas de combustível;
- Sistemas híbridos.

### 1.3 AS MICRO-TURBINAS

São unidades que integradas num sistema de micro-geração produzem energia eléctrica e térmica a partir de combustível, normalmente gás natural.

**Figura n.º I : Exemplo de um sistema de micro-geração com uma micro-turbina.**



1- Gerador, 2 - Turbina a gás, 3- Recuperador, 4 - Permutador de calor, 5- Saída de ar da ventilação, 6- Exaustão de gases, 7- Entrada de água, 8- Saída de água quente, 9 - Electrónica de potência, 10- Sistema de controlo, 11- Câmara de combustão, 12- Entrada de ar.

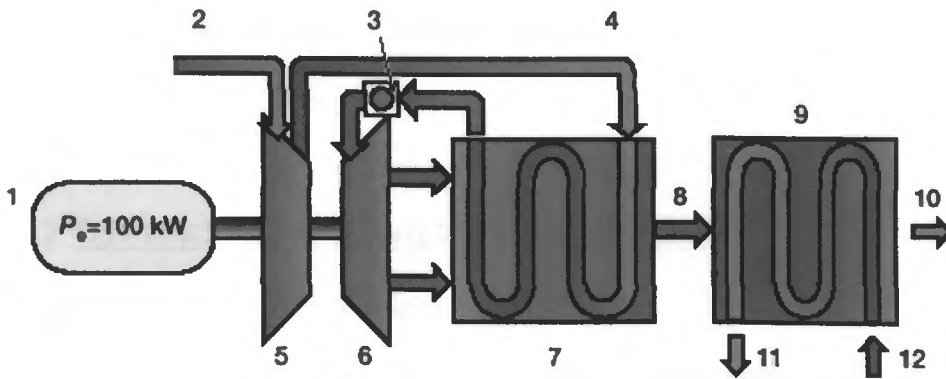
(Fonte [www.turbec.com](http://www.turbec.com), 2002)

#### 1.3.1 O MODO DE OPERAÇÃO DE UMA MICRO-TURBINA

A roda da turbina faz girar um compressor montado no mesmo veio, este fornece o ar necessário para a câmara de combustão onde o combustível é adicionado e onde se dá a combustão. O gás quente expande-se na turbina, levando a que grande parte da energia térmica se converta em mecânica, movendo um gerador de alta velocidade que está montado no mesmo veio da turbina.

A energia térmica que não é convertida em mecânica não é dissipada; é utilizado um recuperador de calor que o recupera e o utiliza para pré-aquecer o ar comprimido antes de entrar na câmara de combustão, assim é necessário menos combustível para atingir a temperatura desejada. Outro permutador de calor depois do recuperador, aquece a água que será utilizada num circuito exterior.

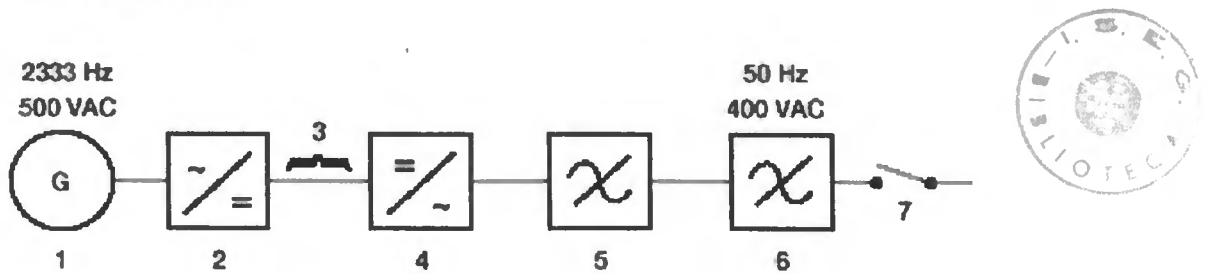
**Figura n.º II : Esquema de um sistema com uma micro-turbina.**



1- Gerador, 2 - Entrada de ar, 3- Câmara de combustão, 4 - Ar para o recuperador, 5- Compressor, 6- Turbina, 7- Recuperador, 8- Gases de saída, 9- Permutador de calor, 10- Saída de gases, 11- Saída de água quente, 12- Entrada de água.

(Fonte [www.turbec.com](http://www.turbec.com), 2002)

**Figura n.º III : Esquema de geração de energia eléctrica com uma micro-turbina.**



1- Gerador, 2 - Rectificador / Conversor para arranque, 3- Ligação em corrente continua, 4 - Conversor, 5- Filtro, 6- Filtro, 7- Disjuntor principal.

(Fonte [www.turbec.com](http://www.turbec.com), 2002)

### 1.3.2 OS PRINCIPAIS FABRICANTES DE MICRO-TURBINAS

Os principais fabricantes de micro-turbinas são a:

- Turbec AB - Empresa Sueca que foi criada 1998, resultado de uma 'joint venture' entre a Empresa ABB (Asea Brown Boverly) e a Empresa Volvo Aero. Tem actualmente disponível o modelo de micro-turbina T100 com uma potência eléctrica instalada de 100 kW e uma potência térmica de 167 kW podendo atingir um rendimento total de 80% .
- Bowman Power Limited - Empresa com sede no Reino Unido que foi criada em 1994. Tem actualmente dois modelos de micro-turbinas, com um rendimento total de 80%.
- Capstone Turbine Corporation - Empresa com sede nos Estados Unidos, instalou a sua primeira micro-turbina em 1998 e tem actualmente dois modelos de micro-turbinas: uma delas com uma potência eléctrica de 30 kW e outra com uma potência eléctrica de 60 kW.
- Ingersoll-Rand Company - Empresa com sede nos Estados Unidos que começou a aceitar encomendas no final de 2001 para a micro-turbina 'Powerworks'; esta tem uma potência eléctrica instalada de 70 kW.

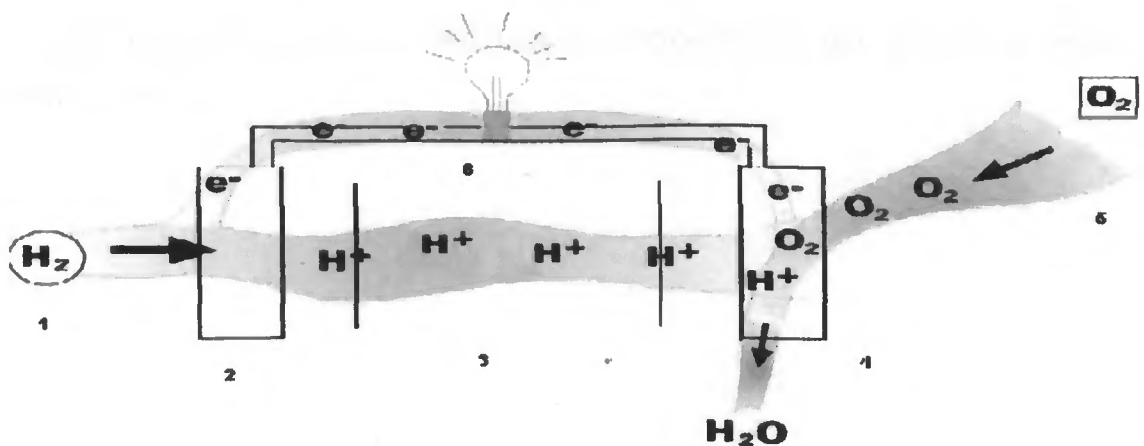
## 1.4 PILHAS DE COMBUSTÍVEL

Apesar de a primeira pilha de combustível foi construída em 1839 por Sir William Grove, o interesse pelas pilhas de combustível como gerador de energia só começou em 1960 quando o programa espacial dos Estados Unidos escolheu as pilhas de combustível como fonte de energia para as naves espaciais Gemini e Apollo.

### 1.4.1 O QUE É UMA PILHA DE COMBUSTÍVEL?

Uma pilha de combustível utiliza o princípio de funcionamento de uma bateria, no entanto não descarrega, produzindo electricidade e calor enquanto lhe for fornecido combustível. Esta consiste em dois eléctrodos envolvendo um electrólito. O oxigénio passa por um eléctrodo e o hidrogénio pelo outro gerando energia, água e calor.

**Figura n.º IV : Esquema de uma pilha de combustível.**



1- Combustível, 2 - Ânodo, 3- Electrólito, 4 - Cátodo, 5- Oxigénio do ar, 6- Circuito Eléctrico.

(Fonte: [www.ballard.com](http://www.ballard.com), 2002)

O combustível alimenta o ânodo da pilha de combustível enquanto o oxigénio ou ar entra para o cátodo. Com um catalisador o átomo de hidrogénio divide-se num protão e num electrão que tomam diferentes caminhos para o cátodo. O protão atravessa o electrólito, enquanto o electrão cria uma corrente separada que pode ser

utilizada antes de chegar ao cátodo; aí os elementos ligam-se com hidrogénio e com o oxigénio formando uma molécula de água.

Um sistema com uma pilha de combustível inclui um reformador de combustível, utilizando hidrogénio de gás natural ou de metano. Uma vez que a pilha de combustível funciona com base numa reacção química e não no princípio da combustão, as emissões poluentes deste sistema são mínimas.

#### 1.4.2 DE ONDE VEM O HIDROGÉNIO

O hidrogénio é produzido a partir de fontes de energia renováveis, abundantes e limpas. Quando este é usado como fonte numa pilha de combustível a única emissão que resulta é água, a única desvantagem é que o custo do hidrogénio é mais elevado que o de outras fontes de energia como o carvão ou o gás natural.

No entanto, qualquer combustível rico em hidrogénio pode servir como fonte de energia, nomeadamente: o metanol, o etanol, o gás natural, o petróleo destilado, o propano e o carvão. O hidrogénio consegue-se a partir destes materiais utilizando um reformador que faz parte dos sistemas de micro-geração que utilizam as pilhas de combustível.

### 1.4.3 SOLUÇÕES TÉCNICAS EXISTENTES NO MERCADO

**Figura n.º V : Sistema de cogeração de 100 kW utilizando pilhas de combustível.**



(Fonte: [www.siemens.com](http://www.siemens.com), 2002)

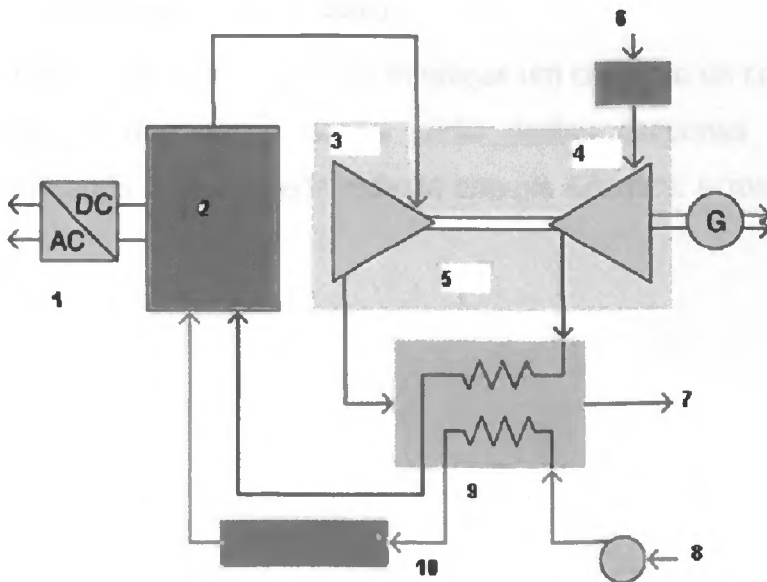
O sistema da figura acima está actualmente em funcionamento na Holanda há cerca de 14 000 horas; fornece uma potência eléctrica de 109 kW para a rede de energia local e 64 kW de energia térmica para o sistema de aquecimento de água local com uma eficiência total de 46%.

A principal dificuldade para a utilização da micro-geração com o recurso a pilhas de combustível é o elevado custo das pilhas de combustível que torna economicamente inviáveis os projectos que utilizam esta tecnologia, pelo que no presente trabalho não são objecto de análise as possíveis aplicações de pilhas de combustível na produção de energia eléctrica e térmica, deixando esse tema em aberto para futuras investigações que poderão ser realizadas por outras pessoas que também tenham interesse por esta área.

## 1.5 SISTEMAS HÍBRIDOS (PILHAS DE COMBUSTÍVEL E MICRO-TURBINAS)

Neste sistema em que a pilha de combustível e a micro-turbina estão integradas no mesmo dispositivo, a pilha de combustível funciona como um sistema de combustão de modo a que os gases quentes de saída sejam utilizados para mover uma turbina e um gerador, conseguindo-se assim construir um ciclo híbrido de elevada eficiência.

**Figura n.º VI : Esquema de um sistema híbrido (pilha de combustível / micro-turbina)**



1- Conversor AC/DC, 2 - Pilha de Combustível, 3- Turbina, 4 - Compressor, 5- Gás quente, 6- Entrada de ar, 7- Saída de gases, 8- Recuperador, 9- Gás Natural, 10- Dessulfurador.

(Fonte: [www.siemens.com](http://www.siemens.com), 2002).

**Figura n.º VII : Vista de um sistema híbrido**



(Fonte: [www.siemens.com](http://www.siemens.com), 2002).

A tecnologia actual permite interligar um conjunto de consumidores e fornecer-lhes a energia que necessitam a partir destas pequenas unidades de micro-geração, formando uma pequena rede de energia eléctrica: a 'micro-rede'.

## **1.6 A MICRO-REDE**

A produção de energia distribuída permite instalar equipamentos para produzir energia mais perto dos consumidores finais, anulando assim as perdas inerentes à transmissão de energia. A interligação de vários consumidores alimentados por uma ou várias instalações de geração local de energia, cria uma pequena rede de energia eléctrica que se designa por 'micro-rede'.

Uma micro-rede típica, tem capacidade para fornecer energia a uma cidade com 5000 a 7000 habitantes utilizando várias combinações de fontes de produção de energia, como sejam cogerações, turbinas eólicas, micro-turbinas, pilhas de combustível e células fotoeléctricas.

As tecnologias descritas estão disponíveis comercialmente e abrem as portas a novas oportunidades de negócio na área do mercado da energia, pelo que no próximo capítulo serão identificadas as várias oportunidades e restrições que podem potenciar ou condicionar o sucesso deste mercado.

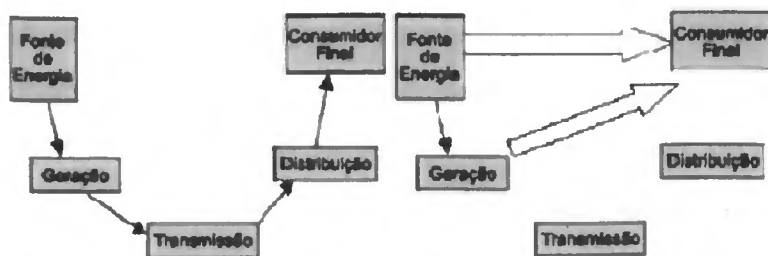
## 2 CONDICIONANTES PARA A CRIAÇÃO DO MERCADO

Energia distribuída é entendida como sendo a produção de energia de forma descentralizada no local de utilização da mesma (ou o mais próximo possível), diminuindo os custos de transmissão e distribuição e proporcionando uma solução energética economicamente otimizada para cada caso.

O fluxo tradicional de produção e entrega de energia eléctrica inclui: a fonte de energia, a geração (por barragens, por exemplo), a transmissão e a distribuição.

Figura n.º VIII : Energia Distribuída.

### Energia Distribuída



(Fonte: [www.gasnet.br](http://www.gasnet.br), 2002)

Até há pouco tempo estava enraizado o conceito de que era necessária a concentração para conseguir uma redução dos custos unitários; no entanto, as novas tecnologias no campo da micro-geração criam oportunidades que poderão possibilitar a criação de um novo segmento de mercado na área da energia.

## **2.1 OPORTUNIDADES**

O Mundo de hoje está mais pequeno, as tecnologias de informação aproximaram as pessoas criando sistemas distribuídos ligados em rede; estas tecnologias condicionarão a existência de um novo mercado de produção distribuída de energia que poderá funcionar de uma forma global, interligado entre si por sistemas de informação. De seguida apresentam-se as condicionantes que poderão justificar a criação desse mercado.

### **2.1.1 A EFICIÊNCIA É MAIS ELEVADA**

Para novas instalações a comparação imediata entre a produção de energia distribuída e centralizada faz-se pela eficiência.

A eficiência energética de uma grande central é de 30% a 38%, dependendo da idade e do tipo de central. O que significa que as centrais convencionais convertem apenas 30% a 38% da energia do combustível em energia eléctrica que depois é transportada através da rede de transporte de energia, estando sujeita a perdas que podem atingir 10% do total da energia a transportar.

A eficiência eléctrica das micro-turbinas é tipicamente de 30%; no entanto, com a cogeração estas instalações podem atingir uma eficiência energética global de 80%, que não será afectada pelo transporte de energia pois a produção de energia é feita junto dos consumidores finais.

### **2.1.2 MENOR TEMPO DE CONSTRUÇÃO.**

Uma importante vantagem da produção de energia eléctrica distribuída é o tempo de construção e entrada em serviço das novas instalações; este tempo de construção é consideravelmente menor que o tempo necessário para a entrada em serviço de uma central termoeléctrica a carvão ou a gás.

As unidades de micro-geração além de muito pequenas, quando comparadas com uma central de produção de energia tradicional, já vêm testadas de fábrica; como tal, podem ser colocadas em funcionamento quase de imediato.

### 2.1.3 OS BAIXOS CUSTOS DA INFRA-ESTRUTURA

A produção de energia eléctrica distribuída não acarreta custos elevados de transporte e distribuição de energia, pois as unidades de produção de energia são instaladas próximo do ponto onde esta vai ser consumida.

### 2.1.4 É FÁCIL AUMENTAR A POTÊNCIA DISPONÍVEL

Um dos factores fundamentais que dominam o projecto e construção das redes de transporte e distribuição é que normalmente custa mais aumentar a potência instalada disponível numa instalação existente do que construir uma nova instalação no mesmo local, o que leva a que as infra-estruturas sejam construídas com uma margem de crescimento elevada.

O elevado custo de aumentar a capacidade da rede cria uma das melhores vantagens competitivas da geração de energia distribuída, pois esta tecnologia permite um aumento gradual da potência instalada distribuída estrategicamente pelos vários pontos da rede.

## **2.2 A ESTRUTURA DO SECTOR ELÉCTRICO PORTUGUÊS**

A estrutura do sector eléctrico é uma condicionante importante para o florescimento do mercado da micro-geração em Portugal, razão pela qual interessa apresentá-la.

Actualmente, o Sistema Eléctrico Nacional (SEN) assenta na coexistência do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e do Sistema Eléctrico Independente (SEI).

Ao SEP compete assegurar em todo o território continental a satisfação das necessidades dos consumidores de energia eléctrica, em regime de serviço público e segundo o princípio da uniformidade tarifária. O SEP encontra-se organizado em torno da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (REN), com a qual se relacionam comercialmente, através de contratos vinculativos, os produtores e os distribuidores vinculados. À REN, a quem foi atribuída uma concessão de serviço público, em regime exclusivo, incumbem múltiplas funções relacionadas não só com o transporte de energia eléctrica mas também com a gestão técnica e comercial do SEN.

O planeamento do sistema electroprodutor do SEP, tendo em conta as directrizes de política energética nacional, é da responsabilidade da Direcção Geral de Energia (DGE) em cooperação com a REN, devendo ser submetido ao parecer da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE) e à aprovação do Ministro da Economia. A DGE é igualmente responsável pela atribuição de licenças de produção e de distribuição de energia eléctrica.

O SEI compreende dois sistemas distintos:

- O Sistema de produção com regime jurídico especial em que os produtores podem vender ao SEP a energia eléctrica produzida nas condições determinadas pela legislação aplicável;
- O Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) em que é livre o exercício das actividades de produção e distribuição de energia, estando sujeito apenas à atribuição de licenças. As relações comerciais entre estes e clientes não

vinculados são estabelecidas livremente pelos interessados, sendo garantido o acesso não discriminado às redes do SEP e às interligações.

A estrutura do SEN, que reflecte uma estratégia de coexistência entre o SEP e o SEI, tem uma estrutura preparada para receber novos elementos que irão actuar no mercado da micro-geração.

Para regular a actuação das estruturas existentes no mercado da micro-geração, foi criada a legislação que regula a actuação no mercado de produção e transacções comerciais de energia eléctrica em baixa tensão.

## **2.3 LEGISLAÇÃO EXISTENTE**

### **2.3.1 DECRETO LEI Nº 68/2002<sup>1</sup>**

Em Portugal foi publicado em 2002 o Decreto Lei n.º 68/2002 que regula o exercício da actividade em baixa tensão (BT), desde que a potência eléctrica a entregar à rede pública não seja superior a 150 kW.

Este Decreto Lei procura adaptar a legislação para o acolhimento de novas soluções técnicas de produção de energia descentralizada; nesta ordem de ideia pode surgir no Sistema Eléctrico Independente (SEI) a figura do produtor - consumidor de energia eléctrica em baixa tensão, sem prejuízo de continuar a manter a ligação à rede pública de distribuição de energia eléctrica.

O artigo n.º 2 do referido Decreto-Lei impõe que pelo menos 50% da energia eléctrica produzida seja destinada a consumo próprio ou de terceiros, sem prejuízo de poder entregar o excedente à rede pública até uma potência máxima de 150 kW.

Desta forma o proprietário da micro-geração pode ceder a terceiros e ao sistema eléctrico público (SEP) parte da energia eléctrica que produz.

### **2.3.2 PORTARIA Nº 764/2002<sup>2</sup>**

Em Julho de 2002 foi publicada a Portaria nº 764/2002 que identifica os valores de remuneração pela venda de excedentes de produção de energia entregue em baixa tensão ao sistema eléctrico público.

Esse valor é calculado através da fórmula seguinte:

$$VRD_m = VRD(BTE)_m + Ct \times EEC_m \times IPC_{dez} / IPC_{ref}$$

---

<sup>1</sup> Decreto Lei n.º 68/2002 de 25 de Março

<sup>2</sup> Portaria n.º 764/2002 de 1 de Julho.

Onde o

- VRDm é a remuneração aplicável a instalações e produção em baixa tensão, no mês m, expressa em euros;
- VRD(BTE)m é o valor da energia eléctrica entregue à rede do SEP, no mês m, pela instalação de produção, calculado com base no tarifário em vigor para a venda a clientes finais em baixa tensão especial (BTE), em ciclo diário ou semanal, sem consideração do termo tarifário fixo nem do termo da potência contratada, expresso em euros;
- Ct é um coeficiente correspondente ao tipo de tecnologia utilizada pela instalação de produção, o qual corresponde ao prémio por kilowatt-hora necessário para viabilizar economicamente a instalação de produção de energia eléctrica, atendendo ao interesse em promover a tecnologia;
- EECm é a energia fornecida à rede do SEP pela instalação de produção, no mês m, expressa em kilowatt--hora;
- IPCdez é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, no mês de Dezembro do ano imediatamente anterior ao do mês m;
- IPCref é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro do ano anterior ao da publicação do despacho que estabeleceu o valor de Ct aplicável.

Para o ano 2002 temos que o IPCdez é igual ao IPCref pois ambos se referem ao índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, do mesmo mês de Dezembro.

O montante de remuneração definido por VRD é aplicável à energia fornecida à rede do SEP, pelas instalações de produção de energia eléctrica, nos primeiros 120 meses, contados a partir da data de início da exploração ou do 15º mês após a DGE ter considerado o respectivo processo de licenciamento completo; após este período é utilizada a mesma fórmula de cálculo mas o valor de Ct é metade do último valor publicado.

Em instalações cuja construção seja iniciada este ano o valor de Ct é o seguinte<sup>3</sup>:

Para micro-turbinas de gás é de 0,015 Euro /kilowatt-hora;

Para pilhas de combustível é de 0,020 Euro /kilowatt-hora.

No caso de utilização de micro-turbinas a fórmula de cálculo do valor de remuneração pela venda de excedentes de produção de energia entregue em baixa tensão ao sistema eléctrico público é:

$$VRD_m = VRD(BTE)_m + 0,015 \times EEC_m$$

Os valores de  $VRD(BTE)_m$  estão definidos em anexo a este trabalho.

Desta forma estão criadas as condições legislativas para a criação do mercado de produção e venda de energia eléctrica quando esta é entregue ao sistema eléctrico público em baixa tensão.

---

<sup>3</sup> Portaria n.º 764/2002 de 1 de Julho, artigo n.º 4.

## 2.4 O PREÇO DO COMBUSTÍVEL

O preço do combustível, nomeadamente o gás natural, é actualmente um dos condicionantes mais importantes para o desenvolvimento do mercado da micro-geração.

Não há um tarifário de gás natural dedicado para os micro-geradores, atendendo a que os consumos anuais de gás natural são baixos relativamente aos consumos de cogerações e centrais de produção de energia eléctrica a partir do gás natural, estas instalações estão sujeitas a tarifas de consumo de gás natural; relativamente elevadas.

**Tabela n.º I : Preços de gás natural praticados para consumidores industriais**

Tipo de consumidor	Consumo anual mínimo [GJ]	Preço [Euros/GJ] (s/IVA)
Tipo I1	418,6	12,74
Tipo I2	4186	8,95
Tipo I3	41860	6,25

Nota: Tipo I1; I2 e I3 são consumidores industriais que diferem nos consumos anuais mínimos de gás natural. (Fonte Direcção Geral de Energia, 2002)

## **2.5 APOIOS GOVERNAMENTAIS PÚBLICOS**

### **2.5.1 PROGRAMA E4**

O Programa E4<sup>4</sup> em sintonia com o estabelecido no POE<sup>5</sup>, define que a política energética nacional visa a consecução de um conjunto de objectivos: segurança do abastecimento em energia, redução da factura externa resultante da importação de produtos energéticos e favorecimento da competitividade do sistema produtivo nacional. Este programa também reconhece a energia como um dos factores de pressão ambiental com maior impacte a nível local, regional e global.

Assim o Estado Português procura facilitar o acesso e o desenvolvimento da produção de electricidade por vias progressivamente mais limpas e renováveis, uma das formas de produção de energia a apoiar é a micro-geração; este programa do Governo poderá dar um importante contributo para a criação do mercado de micro-geração em Portugal.

---

<sup>4</sup> Programa E4, Eficiência Energética e Energias Endógenas, Ministério da Economia, Setembro de 2001

<sup>5</sup> POE - Programa Operacional da Economia.

## **2.6 OPORTUNIDADES PARA A MICRO-GERAÇÃO NO ÂMBITO DO PROTOCOLO DE KYOTO.**

Na cimeira da Terra, no Rio de Janeiro, em 1992, foi assinada a Convenção - Quadro das Nações Unidas sobre 'Alterações Climáticas'; a Convenção não estabelece qualquer vínculo jurídico entre as partes signatárias, constituindo uma declaração de vontade política dos países da ONU para limitarem as emissões poluentes que dão origem a alterações climáticas. A implementação da Convenção tem sido feita através de reuniões plenárias tendo uma delas tido lugar em Kyoto, no Japão, no ano de 1997, onde um conjunto de países estabeleceu o compromisso global de diminuir entre 1990 e o período que decorre entre 2008 e 2012, as emissões de gases que provocam o efeito de estufa<sup>6</sup>, num mínimo de 5 por cento.

Os países da União Europeia comprometeram-se, em Kyoto, a uma redução nas emissões dos gases que provocam o efeito de estufa, de 8% no seu conjunto, independentemente das reduções que se verifiquem em cada País da União.

Mais tarde, Portugal assumiu o compromisso de limitar o aumento da emissão de gases que provocam o efeito de estufa a 27%.

De entre as emissões cobertas pelo Protocolo de Kyoto, as de dióxido de carbono são as predominantes (representam mais de 95% do total).

No caso Português a produção, transformação e utilização de energia é responsável por cerca de 70 a 85% das emissões de dióxido de carbono. Por este motivo é fundamental compreender o papel central da energia no controlo dos gases que provocam o efeito de estufa.

---

<sup>6</sup> Os gases cobertos pelo compromisso são seis: o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), os compostos de hidroflúor (HFCs), o metano (CH<sub>4</sub>), o óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), os compostos perflúor carbonados (PFCs) e o hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>).

**Tabela n.º II : Compromisso assumido por Portugal para a variação máxima da emissão de gases que provocam o efeito de estufa entre 1990 e 2010.**

Gases	1990	2010	Varição
CO2	45971	64359	+ 40,0%
N2O	4340	4526	+4,3%
CH4	16979	16468	-3,0%
Outros	806	1318	+63,5%
Total	68096	86671	+27,3%

(Emissões em kt equivalentes de CO2)

(Fonte : Entidade Reguladora para o Sector Eléctrico, 2001.)

O quadro anterior significa que se assumirmos a produção, transformação e a utilização de energia como a principal fonte de emissões de dióxido de carbono, à energia é pedido que não deixe as suas emissões de dióxido de carbono crescerem, no período, mais do que 40%. Tal situação cria oportunidades para a implementação de sistemas de produção de energia com maior eficiência energética, nomeadamente a micro-geração.

## 2.7 LIMITAÇÕES TÉCNICAS

A forma como a micro-geração pode afectar a gestão a operação das redes de distribuição de energia eléctrica e as medidas a tomar para prevenir quaisquer consequências adversas, podem ser uma importante condicionante à rentabilidade de um investimento na área.

Existem modelos de equipamentos disponíveis no mercado que podem funcionar separados da rede de distribuição de energia eléctrica. Outros, ainda em evolução, apenas funcionam ligados à rede, sendo necessário considerar que uma unidade de micro-geração, quando ligada à rede, tem de ter protecções que em caso de falha de tensão na rede a devem separar da rede de distribuição de energia eléctrica, essencialmente por duas razões:

- Por razões de segurança: quando são efectuadas manutenções não pode existir tensão na rede para segurança das equipas de manutenção;
- Após a tensão da rede ser retirada os micro-geradores ficam fora de sincronismo com a rede de energia eléctrica, caso fossem ligados nestas condições causariam danos na qualidade de serviço da rede de energia eléctrica.

Por outro lado, os componentes que formam a rede de distribuição de energia eléctrica, especialmente os disjuntores<sup>7</sup>, são dimensionados para uma potência de curto-circuito máxima prevista com base nas fontes de energia e no aumento de cargas na rede. A potência de curto-circuito irá aumentar devido à instalação de micro-geradores em paralelo com a rede. Esta situação normalmente não será uma limitação, pois a potência de curto-circuito máxima da rede é, normalmente, muito mais elevada do que a contribuição dos micro-geradores. No entanto, se considerarmos a hipótese de instalar várias centenas ou milhares de unidades de micro-geração numa área geográfica da rede de energia eléctrica, esta pode ter problemas relacionados com o aumento da potência máxima de curto-circuito nessa área.

É possível preparar a rede de energia eléctrica para suportar correntes mais elevadas; no entanto, esse tipo de alterações envolve investimentos avultados que passam pela instalação de novos equipamentos, nomeadamente cabos eléctricos e disjuntores. Assim, os operadores da rede de distribuição de energia eléctrica terão de realizar uma avaliação das possíveis implicações de ligar em paralelo, à rede, um conjunto de micro-geradores distribuídos numa área geográfica, de forma a apurar se a rede tem ou não condições técnicas para receber estas fontes de energia. O aumento de custos, em resultado da possível alteração da rede de distribuição de energia eléctrica, é uma condicionante que irá limitar o desenvolvimento da micro-geração em áreas onde as alterações da rede de energia envolvam investimentos avultados.

---

<sup>7</sup> Disjuntor - equipamento eléctrico que permite interromper o fluxo de corrente eléctrica.

### **3 ENQUADRAMENTO TEÓRICO DA ANÁLISE ECONÓMICA DE INVESTIMENTO**

Este capítulo pretende dar um fundamento teórico a uma análise de viabilidade económica de investimento em soluções de produção de energia utilizando micro-geração com micro-turbinas.

#### **3.1 RAZÕES PARA INVESTIR**

Um investimento pode existir quando se espera rendível, pelo que em primeiro lugar deve-se definir a noção de investimento:

Segundo Carlos BARROS<sup>8</sup> o investimento é a aplicação de fundos escassos que geram rendimentos durante certo tempo para maximizar a riqueza na empresa.

Retenha-se aqui as ideias de fundos ou recursos escassos que são aplicados ou afectos, durante certo tempo para gerar riqueza ou rendimento.

COUVREUR<sup>9</sup> avança com a seguinte definição de investimento: em termos gerais é a afectação de bens à produção a longo prazo de outros bens ou serviços; em termos financeiros representa a troca de uma soma presente contra a esperança de receitas futuras.

Para a decisão da rendibilidade de um investimento são utilizados vários indicadores como ferramenta de apoio na decisão do investimento num novo negócio, pelo que de seguida são apresentados os critérios utilizados neste trabalho.

---

8 BARROS, Carlos, Decisões de Investimento e Financiamento de Projectos, 1992, SÍLABO

9 COUVREUR, La Decision d'Investir et la Politique de l'Entreprise, 1978, EME



### 3.2 CRITÉRIO DO VALOR LÍQUIDO ACTUAL (VLA)

O critério do Valor Líquido Actual (VLA) traduz-se no cálculo do somatório dos cash flows anuais actualizados à taxa escolhida, e deduzidos do montante, actualizado à mesma taxa, dos investimentos. O resultado deste procedimento denomina-se Benefício Total Actualizado, ou, na terminologia inglesa, Net Present Value (NPV).

Este critério é particularmente aconselhado em caso de escolha entre vários projectos de níveis de investimento semelhantes, conhecida a taxa de financiamento.

Assim, sendo:

$R_0, R_1, R_2, \dots, R_k$  - as receitas líquidas anuais de exploração do projecto;

$D_0, D_1, D_2, \dots, D_k$  - as despesas anuais de exploração, em que se poderão incluir os impostos directos previstos;

$I_0, I_1, I_2, \dots, I_k$  - os investimentos anuais em capital;

Dado que  $R_k - D_k$  é o cash flow anual de exploração, então o benefício anual líquido de investimento será:

$$B_k = (R_k - D_k) - I_k$$

Sendo  $r$  a taxa de financiamento dos investimentos (o custo dos capitais ou juros que eles vencerão), o Valor Líquido Actual (VLA) é determinado a partir de:

$$VLA = \sum_{k=0}^n \frac{R_k - D_k - I_k}{(1 + r)^k}$$

Se ao fim de  $k$  anos de vida útil do projecto se prevê terem os bens investidos um valor residual  $V_r$ , o valor líquido actual será:

$$VLA = \sum_{k=0}^n \frac{R_k - D_k - I_k}{(1+r)^k} + \frac{V_k}{(1+r)^n}$$

A decisão de investir é favorável se o Valor Líquido Actual for positivo. No caso de alternativa entre vários projectos de investimento, com o mesmo prazo, será de preferir o que tiver maior Valor Líquido Actual.

### **3.3 CRITÉRIO DA TAXA INTERNA DE RENDIBILIDADE (TIR)**

Visa-se com o critério da taxa interna de rendibilidade (TIR) determinar a taxa de juro de actualização que permite igualar o somatório dos cash flows de exploração ao somatório dos investimentos, isto é, determinar o valor "r" que torna o valor líquido actual (VLA) de um projecto nulo.

A TIR pode ser obtida por extrapolação de dois resultados:

$$TIR = [ VLA_1 \times ( i_1 - i_2 ) ] / ( VLA_2 - VLA_1 ) + i_1$$

Para

$$i_2 > i_1$$

$$VLA_1 > VLA_2$$

A taxa de actualização assim determinada poderá ser comparada, por um lado, com a taxa de juro de financiamento do próprio projecto (se for conhecida), de modo a analisar se este é suficientemente rendível para cobrir os capitais (próprios e alheios) envolvidos no projecto e respectivas remunerações e, por outro, com a taxa de juro do mercado financeiro de modo a saber-se se não será preferível em lugar de realizar o investimento aplicar o capital correspondente nesse mercado.

A taxa interna de rendibilidade e o valor líquido actual são critérios complementares. Um projecto terá tanto maior VLA quanto mais baixa for a taxa de juro do capital e será tanto mais justificável quanto maior for a sua taxa interna de rendibilidade. Quanto mais alta for a taxa de juro de financiamento em vigor no mercado, mais reduzida será a faixa dos projectos rendíveis do ponto de vista empresarial, pois o empresário, quando calcula a rendibilidade é imediatamente levado a compará-la com a taxa de juro de mercado para ver se lhe não será preferível uma colocação financeira do seu capital, não só eventualmente mais rendível, mas sobretudo de menor risco.

A TIR revela-se pouco operacional como medida absoluta perante alternativas de projectos, pelo que se usa, na prática, conjugada com o VLA.

### 3.4 SELECCÃO DE PROJECTOS

Apresenta-se de seguida uma proposta de metodologia para a selecção de projectos:

#### 3.4.1 PROJECTOS SOB RESTRIÇÃO FINANCEIRA

$VLA (P_k) > 0$

$\Rightarrow$  O projecto  $P_k$  deverá ser seleccionado desde que:

$P_k \in$  Conjunto  $P = P_1, P_2, P_3, \dots P_n$ .

Sendo

$P_k$  e  $P_{k+1}$  projectos independentes.

Verificada a seguinte condição:

$\text{Max } \Sigma VLA (P_k)$

Sendo assim

$\Sigma I (P_k) \leq F$

e  $F$  o volume de recursos financeiros disponíveis.

#### 3.4.2 PROJECTOS INDEPENDENTES

$VLA (A) > 0$

$VLA (B) > 0$

$VLA (C) < 0$

$\Rightarrow$  Seleccionar os projectos A e B porque têm um VLA positivo.

O projecto C não deve ser seleccionado, pela razão contrária.

### 3.4.3 PROJECTOS MUTUAMENTE EXCLUSIVOS

VLA (A) > VLA (B)                    ⇒    O projecto A deverá ser seleccionado em prejuízo de B dado que o volume de riqueza gerada (face à alternativa de referência) é superior.

**Tabela n.º III : Análise da rendibilidade de dois projectos com base na TIR e no VLA.**

Se $i_1 > TIR (A - B)$	⇒	VLA B > VLA A Seleccionar o projecto de maior TIR.
Se $i_2 < TIR (A - B)$	⇒	VLA B < VLA A Seleccionar o projecto de menor TIR.

### 3.4.4 SIMULAÇÃO DOS INDICADORES DE RENDIBILIDADE

Os critérios de rendibilidade do VLA e da TIR são critérios que por si só não servem para medir o risco das decisões de investimento.

Quando muito, através do valor esperado da rendibilidade ou do valor esperado dos fluxos de receitas e despesas poder-se-á proporcionar um critério de hierarquização de projectos face ao risco, desde que seja possível estabelecer a distribuição de frequências de receitas e despesas.

Os valores do investimento e das receitas e despesas anuais de exploração de um projecto, por serem previsionais e (portanto incertos) devem ser criteriosamente distribuídos para efeitos de estimativa do seu valor esperado, para o que é importante atender a factores como a análise das ocorrências passadas aplicáveis, o comportamento cíclico do mercado e outros aspectos susceptíveis de afectarem os pontos sensíveis de um projecto.

Este método leva à determinação de limites mínimos e máximos da rentabilidade do projecto em função das variações possíveis dos seus pressupostos considerados como pontos sensíveis; os resultados obtidos alimentam uma grelha de sensibilidade àquelas variações.

As análises de sensibilidade permitem uma análise dos indicadores de rentabilidade do projecto - VLA ou TIR, por exemplo - para, normalmente, três hipóteses de comportamento de cada variável crítica (mantendo as restantes fixas), razão pela qual assumem também a designação anglosaxónica de Análise BOP (best, optimistic and pessimistic).

Os pontos sensíveis ou críticos dos projectos de investimento produtivo são normalmente os seguintes: por um lado o preço de venda, a dimensão do mercado (quantidade a vender), o custo das matérias-primas principais, os prazos médios de pagamento e de recebimento, a inflação, e por outro o valor do investimento total e a duração da vida útil do projecto.

Este método permite uma melhor avaliação dos riscos do investimento, analisando a validade das medidas de rentabilidade, ultrapassando mesmo faltas de informação sobre o comportamento possível das variáveis críticas; contudo, considerando variáveis isoladas, ignora possíveis correlações entre as variáveis críticas, afastando-se da realidade empresarial.

## **4 ANÁLISE DE INVESTIMENTOS NUMA MICRO-GERAÇÃO**

No presente capítulo é efectuada a análise de investimento numa micro-geração utilizando um sistema do fabricante 'Turbec'<sup>10</sup>.

É objectivo deste capítulo apresentar a rendibilidade típica esperada de um investimento numa micro-geração e os condicionantes críticos que podem comprometer ou melhorar essa rendibilidade.

Este estudo é indicativo e utiliza dados de consumo de energia eléctrica no Reino Unido que foram obtidos pela 'Electricity Association' do Reino Unido<sup>11</sup> para o ano de 1998.

A informação dos custos associados ao investimento e à exploração do equipamento foram fornecidos pela 'Turbec' e pelo representante da marca em Portugal.

### **4.1 A IMPORTÂNCIA DA FLUTUAÇÃO NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA**

A energia eléctrica tem um valor diferente consoante a época do ano e a hora do dia em que estamos, pelo que uma análise da rendibilidade de um investimento numa micro-geração só pode ser efectuada considerando essa variação de consumo; assim, este capítulo apresenta o padrão de consumos que são considerados para o estudo.

---

<sup>10</sup> Fonte: [www.turbec.com](http://www.turbec.com), 2002.

<sup>11</sup> Fonte: [www.electricity.org.uk](http://www.electricity.org.uk), electricity association, 2002.

## **4.2 O QUE É UM PERFIL DE CARGA?**

Um perfil de carga descreve o padrão de consumo de energia eléctrica para um consumidor, ou grupo de consumidores, num dado período.

No presente trabalho são utilizados os perfis de carga do ano de 1998 recolhidos no Reino Unido pela 'Electricity Association' e são referentes a consumidores domésticos que utilizam uma tarifa de energia activa.

Considera-se a utilização do mesmo perfil de carga médio para duzentos fogos de um condomínio e utilizam-se estes valores para encontrar a energia eléctrica que é consumida durante as horas de ponta, de cheia e de vazio<sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup> As definição de horas de ponta, de cheia e de vazio encontram-se no anexo.

### **4.3 PORQUÊ UTILIZAR OS PERFIS DE CARGA?**

Os consumidores de energia eléctrica pagam um valor correspondente à energia consumida (Euro por Kwh consumido). No entanto, como o valor da energia eléctrica não é sempre o mesmo, pois depende da hora e do dia em que é consumida, então os perfis de carga para grupos de consumidores têm sido usados pela indústria eléctrica durante muitos anos e em muitos países na formulação das tarifas de energia eléctrica.

Apesar destas variações vamos usar um perfil de carga média para determinar o valor que o consumidor paga pela energia eléctrica e o valor que será poupado pela utilização da micro-geração.

#### **4.4 PERFIL DE CARGA TÍPICO DE UM CONDOMÍNIO COM DUZENTAS HABITAÇÕES**

Como um dos factores que influencia a utilização de energia é a estação do ano apresentam-se de seguida os diagramas de carga para o Inverno e para o Verão. Os valores são referentes ao ano de 1998 e foram obtidos através da instalação de contadores de energia eléctrica em vários pontos do Reino Unido, contadores que registaram o valor do consumo de energia eléctrica de meia em meia hora.

Atendendo à limitação de recursos financeiros e tempo para realizar esse levantamento no âmbito deste trabalho optou-se por utilizar os valores apresentados de seguida e que permitem analisar a rentabilidade de um investimento numa micro-geração que servirá um condomínio com duzentas habitações.

Este pressuposto é válido apenas para o estudo em causa; para possíveis investimentos na área será necessário realizar um levantamento detalhado do perfil de carga dos consumidores, tendo em atenção as temperaturas ambiente e a sua influência na variação dos hábitos de consumo.

**Tabela n.º IV : Valores típicos de consumo de energia eléctrica activa durante o dia para duzentos consumidores domésticos.**

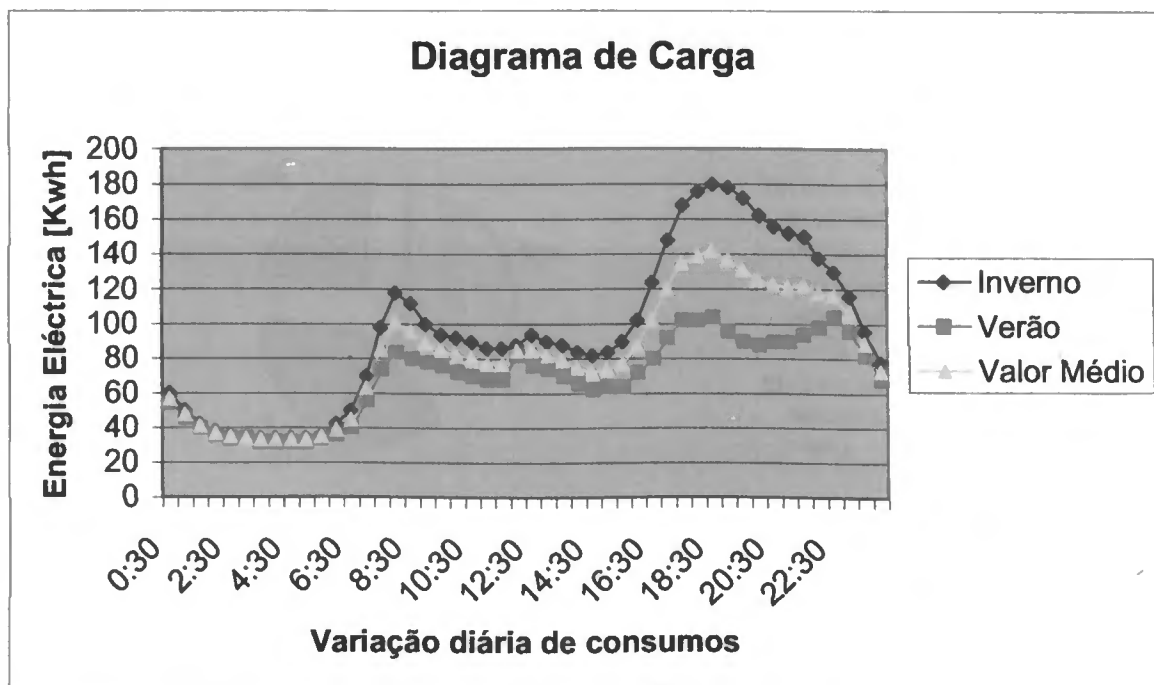
Valores cada meia hora	Valores de consumo de energia eléctrica [kWh]		
	Inverno	Verão	Valor Médio
0:30	60	54	57
1:00	50	46	48
1:30	42	40	41
2:00	38	36	37
2:30	36	34	35
3:00	34	34	34
3:30	34	32	33
4:00	34	32	33
4:30	34	32	33
5:00	34	32	33
5:30	36	34	35
6:00	42	36	39
6:30	50	40	45
7:00	70	56	63
7:30	98	74	86
8:00	118	84	101
8:30	112	80	96
9:00	100	78	89
9:30	94	76	85
10:00	92	72	82
10:30	90	70	80
11:00	86	68	77
11:30	86	68	77
12:00	88	82	85
12:30	94	76	85
13:00	90	74	82
13:30	88	70	79
14:00	84	66	75
14:30	82	62	72
15:00	84	64	74
15:30	90	64	77
16:00	102	72	87

**Tabela n.º IV : Valores típicos de consumo de energia eléctrica activa durante o dia para duzentos consumidores domésticos**

Valores cada meia hora	Valores de consumo de energia eléctrica [kWh]		
	Inverno	Verão	Valor Médio
16:30	124	80	102
17:00	148	92	120
17:30	168	102	135
18:00	176	102	139
18:30	180	104	142
19:00	178	96	137
19:30	172	90	131
20:00	162	88	125
20:30	156	90	123
21:00	152	90	121
21:30	150	94	122
22:00	138	98	118
22:30	130	104	117
23:00	116	96	106
23:30	96	82	89
0:00	78	68	73
Consumos médios de energia eléctrica activa na hora de ponta			
	131,3	83,1	107,2
Consumos médios de energia eléctrica activa na hora de cheia			
	116,0	83,2	99,6
Consumos médios de energia eléctrica activa na hora de vazio			
	61,5	48,7	55,1
Consumo médio de energia eléctrica activa			
	95,8	69,0	82,4

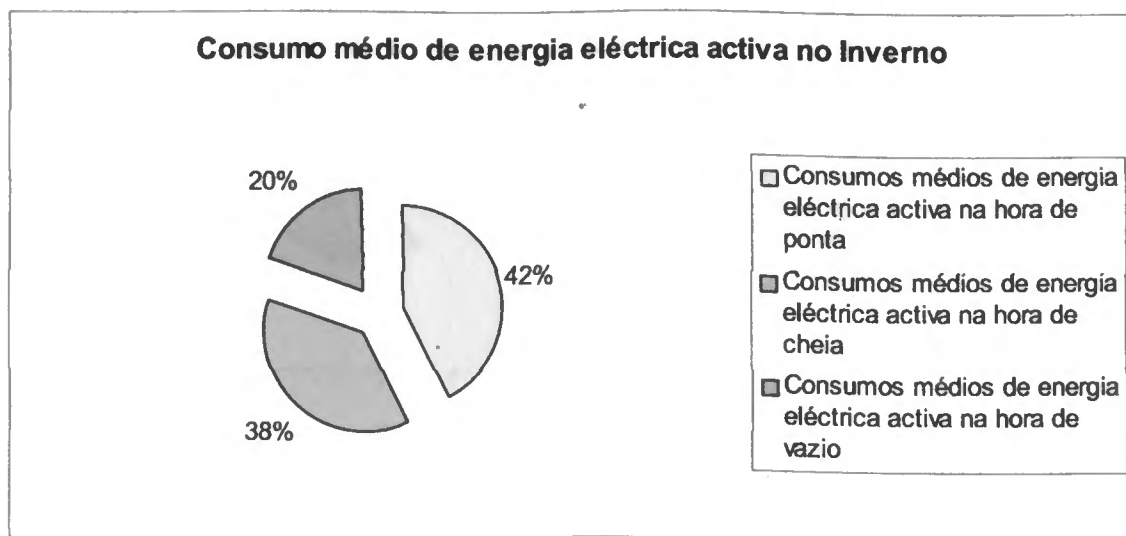
(Fonte: [www.electricity.org.uk](http://www.electricity.org.uk) - 'Electricity Industry' do Reino Unido, em 1998, para consumidores domésticos no Reino Unido que utilizem uma tarifa de utilização de energia eléctrica )

**Figura n.º IX : Diagrama de carga para duzentos consumidores domésticos.**

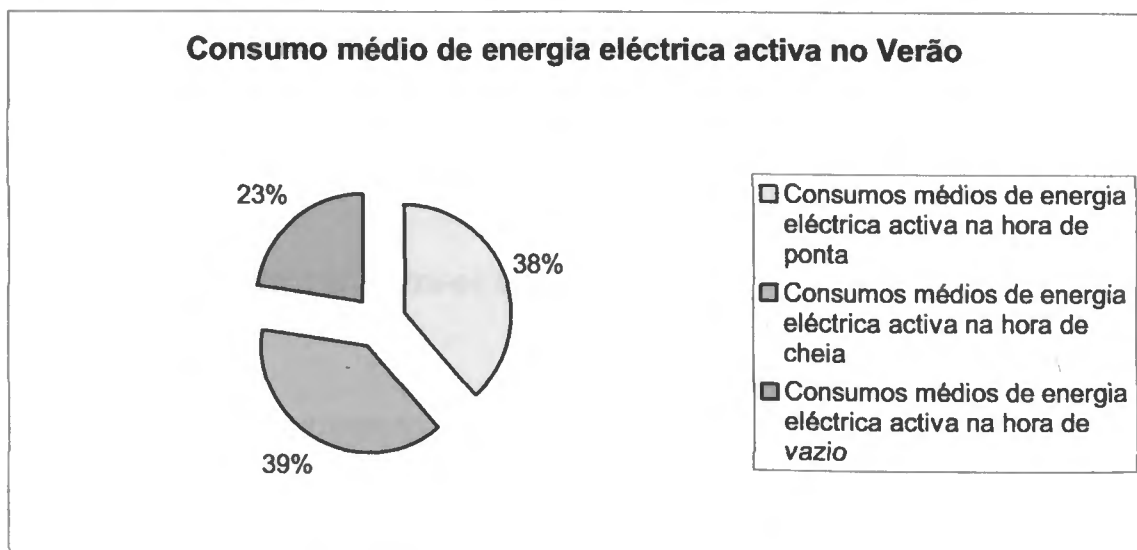


(A figura é construída com os dados da tabela anterior)

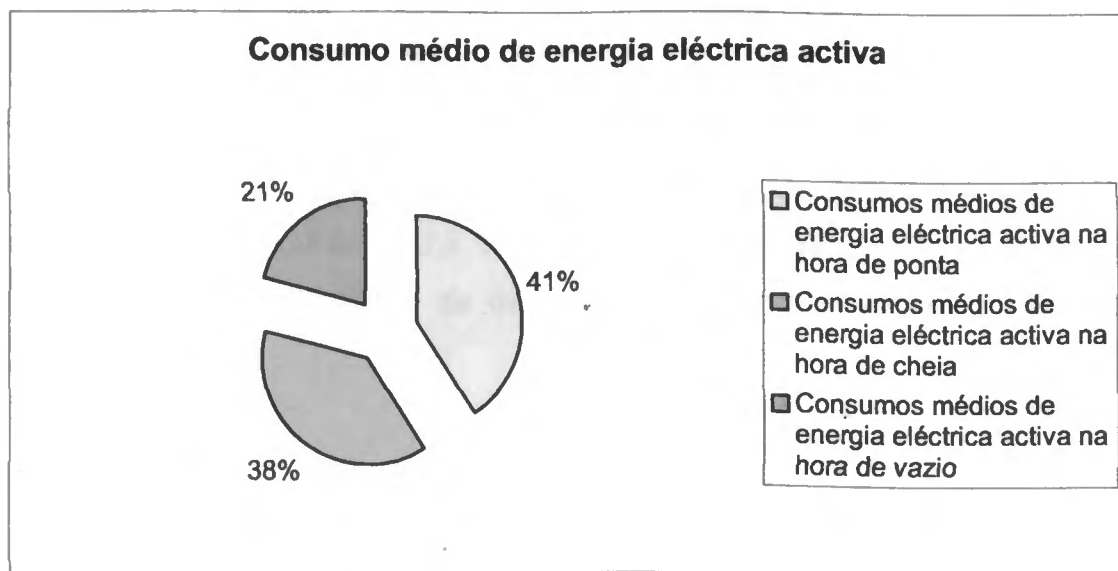
**Figura n.º X : Grau de consumo médio de energia eléctrica activa durante as várias horas do dia, na estação do Inverno.**



**Figura n.º XI : Grau de consumo médio de energia eléctrica activa durante as várias horas do dia , na estação Verão.**



**Figura n.º XII : Grau de consumo médio de energia eléctrica activa durante as várias horas do dia, valor médio diário durante o ano.**



## **4.5 O EQUIPAMENTO A UTILIZAR**

Para efeitos de análise de investimento que é objecto de estudo vamos pressupor a aplicação do sistema de micro-geração da 'Turbec' composto por uma micro-turbina de potência eléctrica de 105 kWh eléctricos e uma potência térmica de 167 kWh térmicos.

O folheto do fabricante encontra-se em anexo.

### **4.5.1 POTÊNCIA E RENDIMENTO**

O equipamento tem uma potência eléctrica de 105 kW eléctricos e térmica de 167 kW térmicos; no entanto, sempre que a pressão do gás natural seja inferior a 5 bar<sup>13</sup> terá de funcionar com um compressor de gás que consome 5 kWh eléctricos.

Como em Portugal e noutros países esta é uma situação comum considera-se que a potência eléctrica líquida é de 100 kWh eléctricos.

O rendimento eléctrico é de 30% para o funcionamento à plena carga e em condições de temperatura ambiente constante; no entanto, este valor terá de ser corrigido considerando a utilização do compressor e o funcionamento em condições de temperatura e carga variáveis. De acordo com o fabricante do equipamento é considerada uma redução de 3,5 % no rendimento eléctrico, pelo que é utilizado o valor de 26,5% de eficiência da micro-turbina no aproveitamento da energia do combustível.

### **4.5.2 COMBUSTÍVEL UTILIZADO**

O combustível utilizado pelo sistema de micro-geração que será considerado nesta análise é o gás natural, sendo o seu consumo dado pela fórmula:

---

<sup>13</sup> 1 bar = 10<sup>5</sup> Pascal (O Pascal é uma unidade de pressão).

Consumo de gás natural [m<sup>3</sup>/hora] = (Potência eléctrica nominal [kW]/Re)/ PCI [kWh/m<sup>3</sup>].

O poder calorífico inferior (PCI) do gás natural em condições normais é de 10,530 Kwh/m<sup>3</sup> = 0,0379 GJ/ m<sup>3</sup>.

Consumo de gás natural [m<sup>3</sup>/h]= (100/0,265)/10,530=35,8 m<sup>3</sup>/h = 1,358 GJ/h.

Considerando o tempo de funcionamento da micro-turbina, esta terá um consumo anual de aproximadamente 8923 GJ, valor que, de acordo com a Tabela n.º I :dos Preços de gás natural praticados para consumidores industriais apresentada no capítulo 2.4, permite considerar o consumidor industrial do tipo I2, estando esse sujeito a uma tarifa de gás natural de 8,95 Euros por GJ consumido.

#### 4.5.3 MANUTENÇÃO DO EQUIPAMENTO E TEMPO DE VIDA ÚTIL

Considera-se que o equipamento tem um tempo de vida útil esperado de 10 anos.

De acordo com o fabricante, os custos de manutenção variam entre 0,005 Euro/kWh eléctrico produzido e 0,015 Euro/kWh eléctrico produzido. Considerando que os custos de manutenção aumentam com a utilização e a idade do equipamento, pressupõe-se que durante os primeiros 6 anos de vida do investimento o custo de manutenção será de 0,005 Euro/kWh eléctrico produzido, no sétimo e oitavo ano será de 0,010 Euro/kWh eléctrico produzido e no nono e décimo ano será de 0,015 Euro/kWh eléctrico produzido.

#### 4.5.4 O CUSTO DO INVESTIMENTO

O valor de um sistema de micro-geração da 'Turbec' é de 80 000 Euro<sup>14</sup>; pressupõe-se que os custos de instalação são de 5000 Euro e os encargos com possíveis estudos e licenças de instalação e exploração são de 2000 Euro.

---

<sup>14</sup> Estes dados foram fornecidos pelo representante em Portugal do equipamento da Turbec.

O equipamento tem uma vida útil de dez anos e o seu valor residual no final deste período é nulo.

#### **4.6 CUSTO EVITADO COM A UTILIZAÇÃO DA ENERGIA TÉRMICA DA MICRO-GERAÇÃO**

Na análise é privilegiado o custo evitado pela utilização da energia térmica da micro-geração em detrimento da utilização de uma caldeira a gás natural.

Para a análise em causa, pressupõe-se que a caldeira tem um rendimento aproximado de 80% da energia do combustível (sendo considerada a situação mais desfavorável).

Não é considerado o custo evitado pela não instalação da caldeira, pois a análise é genérica e considera o mercado potencial que existe, logo considera que as habitações já estão construídas e têm instalados sistemas de fornecimento de energia térmica.

Numa simulação onde seja considerada a instalação da micro-geração em novas habitações, deve ser contabilizado o custo evitado pela não instalação da caldeira de gás natural.

Neste estudo pressupõe-se que a energia térmica produzida pela micro-geração terá um aproveitamento de cerca de 75% do total produzido, considerando assim que 25% da energia térmica não é utilizada pelos consumidores, tendo em conta eventuais períodos em que esta não é necessária.

#### **4.7 O FUNCIONAMENTO DA MICRO-GERAÇÃO**

Os diagramas de carga apresentados são para o ciclo diário durante os dias de semana. Na análise é utilizado o pressuposto que a micro-geração estará em funcionamento apenas durante 75% do ano, compensando eventuais períodos de paragem ao fim de semana e em períodos de vazio.

De acordo com o anexo 'Períodos Horários' cerca de 20% do dia é hora de ponta, 40% é hora de cheia e 40% é hora de vazio.

Para o estudo considera-se que dos 75% do tempo de funcionamento da micro-geração, 35% será na hora de ponta correspondendo ao maior consumo, 50% será na hora de cheia e apenas 15% do tempo funcionará na hora de vazio, pois as necessidades de energia térmica são menores durante este período horário.

## **4.8 PRESSUPOSTOS DO INVESTIMENTO**

O investimento em análise será efectuado pelo condomínio de duzentos lares e ficará instalado na cave do prédio.

A análise é efectuada tendo como pressuposto o custo evitado pela utilização da energia térmica da micro-geração, considerando-se que a micro-geração está interligada com a rede de distribuição de energia eléctrica e que fornece o excedente de energia eléctrica produzida à empresa que explora a rede de distribuição de energia.

O valor de venda da energia eléctrica activa, é calculado com base na fórmula seguinte, já apresentada no capítulo referente à 'Portaria nº 764/2002' que define o valor de comercialização de energia eléctrica em baixa tensão.

$$VRD_m = VRD(BTE)_m + 0,015 \times EEC_m$$

Os valores de  $VRD(BTE)_m$  estão definidos em anexo na Tabela n.º XVII :relativa aos Valores de venda de energia eléctrica em BTE a clientes finais.

O estudo refere-se a três tarifas correspondentes à transacção de energia nas horas de ponta, de cheia e de vazio, de acordo com o definido no anexo 'Períodos Horários'.

#### **4.9 DOCUMENTOS DE AVALIAÇÃO DO INVESTIMENTO**

De seguida apresentam-se os documentos de avaliação do investimento numa micro-geração, obtidos com o apoio do software 'microsoft excel', documentos que permitem concluir sobre a viabilidade do investimento a instalação de micro-geração em causa com um tempo de vida igual a dez anos.

**Tabela n.º V : Pressupostos do investimento na micro-geração.**

Anos do Investimento	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimento no sistema com Micro-turbina [Euros]	80.000,00										
Instalação do sistema [Euros]	5.000,00										
Estudos/ Licenças [Euros]	2.000,00										
Investimento em Capital Fixo [Euros]	87.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Apoio do Estado ao Investimento [% do Investimento]	0%										
Capacidade nominal instalada [kWh térmico anual]	1.462.920	1.462.920	1.462.920	1.462.920	1.462.920	1.462.920	1.462.920	1.462.920	1.462.920	1.462.920	1.462.920
Capacidade nominal instalada [kWh eléctrico anual] *	876.000	876.000	876.000	876.000	876.000	876.000	876.000	876.000	876.000	876.000	876.000
Grau exploração da micro-geração [% da capacidade nominal]	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%
Produção de energia térmica anual [kWh térmico]	0	1.097.190	1.097.190	1.097.190	1.097.190	1.097.190	1.097.190	1.097.190	1.097.190	1.097.190	1.097.190
Produção de energia eléctrica activa anual [kWh eléctrico]	0	657.000	657.000	657.000	657.000	657.000	657.000	657.000	657.000	657.000	657.000
Grau de aproveitamento da produção de energia térmica produzida	0	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%
Produção de energia térmica aproveitada [kWh térmico]		822.893	822.893	822.893	822.893	822.893	822.893	822.893	822.893	822.893	822.893
Rendimento da caldeira a evitar pela utilização da micro-geração		80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Quantidade de gás natural que não é consumido pela caldeira [GJ]		3.703	3.703	3.703	3.703	3.703	3.703	3.703	3.703	3.703	3.703
Valor de Compra do gás natural [Euro/GJ]		8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95
Custo evitado pela utilização da energia térmica da micro-geração [Euros]		33.142	33.142	33.142	33.142	33.142	33.142	33.142	33.142	33.142	33.142

**Tabela n.º V : Pressupostos do investimento na micro-geração.**

Anos do Investimento	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Grau de produção de energia eléctrica activa na hora de ponta [%]		35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%
Produção de energia eléctrica activa na hora de ponta [kWh eléctrico]		229.950	229.950	229.950	229.950	229.950	229.950	229.950	229.950	229.950	229.950
Grau de produção de energia eléctrica activa na hora de cheia [%]		50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Produção de energia eléctrica activa na hora de cheia [kWh eléctrico]		328.500	328.500	328.500	328.500	328.500	328.500	328.500	328.500	328.500	328.500
Grau de produção de energia eléctrica activa na hora de vazio [%]		15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
Produção de energia eléctrica activa na hora de vazio [kWh eléctrico]		98.550	98.550	98.550	98.550	98.550	98.550	98.550	98.550	98.550	98.550
Evolução dos preços em BTE relativamente ao ano anterior [%]		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tarifa média de utilização de energia eléctrica activa em BTE na hora de ponta [Euros]		0,1647	0,1647	0,1647	0,1647	0,1647	0,1647	0,1647	0,1647	0,1647	0,1647
Tarifa média de utilização de energia eléctrica activa em BTE na hora de cheia [Euros]		0,0704	0,0704	0,0704	0,0704	0,0704	0,0704	0,0704	0,0704	0,0704	0,0704
Tarifa média de utilização de energia eléctrica activa em BTE na hora de vazio [Euros]		0,0458	0,0458	0,0458	0,0458	0,0458	0,0458	0,0458	0,0458	0,0458	0,0458

**Tabela n.º VI : Valor do custo total evitado e valor total da energia eléctrica entregue à rede de distribuição.**

Anos do Investimento	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Grau de energia activa vendida à rede na hora de ponta [%]	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Grau de energia activa vendida à rede na hora de chela [%]	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Grau de energia activa vendida à rede na hora de vazio [%]	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%
Custo evitado pela utilização de energia activa da micro-geração na hora de ponta [Euros]	37.873	37.873	37.873	37.873	37.873	37.873	37.873	37.873	37.873	37.873	37.873
Custo evitado pela utilização de energia activa da micro-geração na hora de chela [Euros]	23.126	23.126	23.126	23.126	23.126	23.126	23.126	23.126	23.126	23.126	23.126
Custo evitado pela utilização de energia activa da micro-geração na hora de vazio [Euros]	2.482	2.482	2.482	2.482	2.482	2.482	2.482	2.482	2.482	2.482	2.482
Custo total evitado pela utilização de energia activa da micro-geração [Euros]	63.482	63.482	63.482	63.482	63.482	63.482	63.482	63.482	63.482	63.482	63.482
Valor da venda da energia eléctrica na hora de ponta [Euros]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor da venda da energia eléctrica na hora de chela [Euros]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor da venda da energia eléctrica na hora de vazio [Euros]	2.696	2.696	2.696	2.696	2.696	2.696	2.696	2.696	2.696	2.696	2.696
Valor total de venda da energia eléctrica à rede [Euros]	2.696	2.696	2.696	2.696	2.696	2.696	2.696	2.696	2.696	2.696	2.696

**Tabela n.º VI : Valor do custo total evitado e valor total da energia eléctrica entregue à rede de distribuição.**

Anos do Investimento	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Custo total evitado pela utilização da micro-geração e vendas totais [Euros]</b>	0	99.320	99.320	99.320	99.320	99.320	99.320	99.320	99.320	99.320	99.320
<b>Custos de manutenção da micro-geração [Euros/kWh eléctrico]</b>		0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,010	0,010	0,015	0,015
<b>Custos totais em manutenção</b>		3.285	3.285	3.285	3.285	3.285	3.285	6.570	6.570	9.855	9.855
<b>Consumo de gás natural [GJ] (considerando o PCI GN= 0,0379 [GJ/m<sup>3</sup>]) [GJ]</b>		8.923	8.923	8.923	8.923	8.923	8.923	8.923	8.923	8.923	8.923
<b>Custo total do gás natural [Euros]</b>		79.864	79.864	79.864	79.864	79.864	79.864	79.864	79.864	79.864	79.864
<b>Custo total de exploração da micro-geração [Euros]</b>	0	83.149	83.149	83.149	83.149	83.149	83.149	86.434	86.434	89.719	89.719
<b>RAJIAR [Euros]</b>	0	16.171	16.171	16.171	16.171	16.171	16.171	12.886	12.886	9.601	9.601
<b>Amortizações [Euros]</b>	0	8.700	8.700	8.700	8.700	8.700	8.700	8.700	8.700	8.700	8.700
<b>RAJI [Euros]</b>	0	7.471	7.471	7.471	7.471	7.471	7.471	4.186	4.186	901	901
<b>Taxa de IRC aplicável [%]</b>		36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%
<b>IRC [Euros]</b>	0	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	1.507	1.507	324	324
<b>Cash Flow' de exploração [Euros]</b>	0	13.481	13.481	13.481	13.481	13.481	13.481	11.379	11.379	9.276	9.276

(RAJIAR - resultados antes de juros impostos e amortizações; RAJI - resultados antes de juros e impostos)

**Tabela n.º VII : Valor do cash flow actualizado considerando uma taxa de actualização de 6% / ano.**

FUNDO DE MANEIO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Anos do Investimento</b>											
<b>Crédito a Clientes</b>											
Crédito a Clientes (meses)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Crédito a Clientes (t-1) [Euros]	0	0	225	225	225	225	225	225	225	225	225
Crédito a Clientes(t) [Euros]	0	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
<b>Variação Crédito a Clientes [Euros]</b>	0	225	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Custo evitado em energia activa e GN</b>											
Custo evitado em energia e GN (meses)	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Custo evitado em energia activa e GN (t-1) [Euros]	0	0	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052
Custo evitado em energia activa e GN (t) [Euros]	0	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052
<b>Variação do custo evitado em Energia e GN [Euros]</b>	0	8.052	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Custo evitado de energia eléctrica activa e gás natural [Euros]</b>	0	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052	8.052
<b>Débito a fornecedores</b>											
Crédito de fornecedores (meses)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Débito a fornecedores (t-1) [Euros]	0	0	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655
Débito a fornecedores (t) [Euros]	0	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655
<b>Variação do 'Cash flow' [Euros]</b>	0	6.655	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Compras [Euros]</b>	0	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655
<b>Caixa [Euros]</b>	0	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162
<b>Investimento em fundo de manelo [Euros]</b>	0	-14.321	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Tabela n.º VII : Valor do cash flow actualizado considerando uma taxa de actualização de 6% / ano.**

Anos do Investimento	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimento em capital fixo [Euros]	87.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento em fundo de maneo [Euros]	0	-14.321	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento total [Euros]	87.000	-14.321	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash flow' de Investimento [Euros]	87.000	-14.321	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash de exploração' [Euros]	0	13.481	13.481	13.481	13.481	13.481	13.481	11.379	11.379	9.276	9.276
Cash Flow' do projecto [Euros]	-87.000	27.802	13.481	13.481	13.481	13.481	13.481	11.379	11.379	9.276	9.276
Taxa de actualização do investimento [%]	6%										
Cash flow' actualizado [Euros]	-87.000	26.228	11.998	11.319	10.678	10.074	9.504	7.568	7.139	5.491	5.180
Cash flow' actualizado acumulado [Euros]	-87.000	-60.772	-48.774	-37.455	-26.776	-16.703	-7.199	369	7.508	12.998	18.178



**Tabela n.º VIII : Indicadores de rentabilidade para um investimento com uma duração de dez anos.**

<b>Indicadores de rentabilidade do investimento</b>			
<b>Valor Líquido Actualizado (</b>	<b>6,00%</b>	<b>) =</b>	<b>18.178</b>
<b>Taxa interna de rentabilidade =</b>			<b>11,1%</b>

Para os pressupostos considerados conclui-se que o investimento é rentável, pois o Valor Líquido Actualizado (VLA) para o momento ano zero apresenta um valor positivo de 18178 Euros a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) apresenta um valor de 11,1% que poderemos considerar atractivo quando comparado com a rentabilidade dos títulos do tesouro que normalmente não é superior a 3,5%.

Nesta análise, tendo em conta a dimensão do investimento, considera-se que este é realizado na totalidade com a utilização de capitais próprios.

Desta forma, conduziu-se que o investimento tem vantagens e mostra que existem, actualmente, condições para investir na micro-geração recorrendo à utilização de micro-turbinas; no entanto, é importante considerar quais os factores que mais influenciam a rentabilidade do investimento, pelo que é apresentada de seguida uma análise de sensibilidade do investimento numa micro-geração.

#### **4.10 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO INVESTIMENTO NUMA MICRO-GERAÇÃO**

O método utilizado consiste em fixar as variáveis críticas para a rentabilidade do investimento fazendo variar uma de cada vez.

**Tabela n.º IX : Pressupostos para a análise de sensibilidade**

<b>Ano</b>	<b>Investimento (I)</b>	<b>Receita (R)</b>	<b>Despesa (D)</b>	<b>R-D-I</b>
0	73.490			-73490
1		99320	85839	13481
2		99320	85839	13481
3		99320	85839	13481
4		99320	85839	13481
5		99320	85839	13481
6		99320	85839	13481
7		99320	87941	11379
8		99320	87941	11379
9		99320	90044	9276
10		99320	90044	9276

Nota: Para o investimento é considerado o valor actualizado à taxa de 6%, tendo em consideração que no ano 1 o investimento anual em cash flow foi negativo.

Para cada uma das variáveis em estudo (investimento, receitas e custos) foi estimada uma variação de: - 12,5%; - 10%; - 7,5%; - 5%; - 2,5%; 0%; + 2,5%; + 5%; +10%; + 12,5%.

Desta forma determinam-se quais as variáveis que condicionam esta oportunidade de negócio.

**Tabela n.º X : Análise da variação da rentabilidade do investimento com a variação do investimento inicial**

INVESTIMENTO											
Varição	-12,50%	-10,00%	-7,50%	-5,00%	-2,50%	0,00%	2,50%	5,00%	7,50%	10,00%	12,50%
Investimento	-64304	-66141	-67978	-69816	-71653	-73490	-75327	-77165	-79002	-80839	-82676
Ano 1	13090	13168	13246	13325	13403	13481	13559	13638	13716	13794	13873
Ano 2	13090	13168	13246	13325	13403	13481	13559	13638	13716	13794	13873
Ano 3	13090	13168	13246	13325	13403	13481	13559	13638	13716	13794	13873
Ano 4	13090	13168	13246	13325	13403	13481	13559	13638	13716	13794	13873
Ano 5	13090	13168	13246	13325	13403	13481	13559	13638	13716	13794	13873
Ano 6	13090	13168	13246	13325	13403	13481	13559	13638	13716	13794	13873
Ano 7	10987	11066	11144	11222	11300	11379	11457	11535	11614	11692	11770
Ano 8	10987	11066	11144	11222	11300	11379	11457	11535	11614	11692	11770
Ano 9	8885	8963	9041	9120	9198	9276	9355	9433	9511	9590	9601
Ano 10	8885	8963	9041	9120	9198	9276	9355	9433	9511	9590	9601
TIR	14%	13%	13%	12%	12%	11%	11%	10%	10%	10%	9%
VLA	24485	23223	21960	20703	19439	18178	16915	15657	14395	13133	11798
IRP	33%	32%	30%	28%	26%	25%	23%	21%	20%	18%	16%

(Considera-se que as restantes condições se mantêm constantes e apenas varia o valor do investimento inicial).

**Tabela n.º XI : Análise da variação da rentabilidade do investimento com a variação das receitas**

RECEITAS											
Varição	-12,50%	-10,00%	-7,50%	-5,00%	-2,50%	0,00%	2,50%	5,00%	7,50%	10,00%	12,50%
Investimento	-73490	-73490	-73490	-73490	-73490	-73490	-73490	-73490	-73490	-73490	-73490
Ano 1	1066	3549	6032	8515	10998	13481	15964	18447	20930	23413	25896
Ano 2	1066	3549	6032	8515	10998	13481	15964	18447	20930	23413	25896
Ano 3	1066	3549	6032	8515	10998	13481	15964	18447	20930	23413	25896
Ano 4	1066	3549	6032	8515	10998	13481	15964	18447	20930	23413	25896
Ano 5	1066	3549	6032	8515	10998	13481	15964	18447	20930	23413	25896
Ano 6	1066	3549	6032	8515	10998	13481	15964	18447	20930	23413	25896
Ano 7	-1036	1447	3930	6413	8896	11379	13862	16345	18828	21311	23794
Ano 8	-1036	1447	3930	6413	8896	11379	13862	16345	18828	21311	23794
Ano 9	-3139	-656	1827	4310	6793	9276	11759	14242	16725	19208	21691
Ano 10	-3139	-656	1827	4310	6793	9276	11759	14242	16725	19208	21691
TIR			-8%	0%	6%	11%	16%	21%	25%	29%	33%
VLA	-73197	-54922	-36647	-18372	-97	18178	36453	54728	73004	91279	109554
IRP	-100%	-75%	-50%	-25%	0%	25%	50%	74%	99%	124%	149%

(Considera-se que as restantes condições se mantêm constantes e apenas varia o valor das receitas, custo evitado e a venda de energia eléctrica à rede de distribuição de energia).

**Tabela n.º XII : Análise da variação da rendibilidade do investimento com a variação dos custos**

Variação	CUSTOS											
	-12,50%	-10,00%	-7,50%	-5,00%	-2,50%	0,00%	2,50%	5,00%	7,50%	10,00%	12,50%	
Investimento	-73490	-73490	-73490	-73490	-73490	-73490	-73490	-73490	-73490	-73490	-73490	-73490
Ano 1	24211	22065	19919	17773	15627	13481	11335	9189	7043	4897	2751	2751
Ano 2	24211	22065	19919	17773	15627	13481	11335	9189	7043	4897	2751	2751
Ano 3	24211	22065	19919	17773	15627	13481	11335	9189	7043	4897	2751	2751
Ano 4	24211	22065	19919	17773	15627	13481	11335	9189	7043	4897	2751	2751
Ano 5	24211	22065	19919	17773	15627	13481	11335	9189	7043	4897	2751	2751
Ano 6	24211	22065	19919	17773	15627	13481	11335	9189	7043	4897	2751	2751
Ano 7	22371	20173	17974	15776	13577	11379	9180	6982	4783	2585	386	386
Ano 8	22371	20173	17974	15776	13577	11379	9180	6982	4783	2585	386	386
Ano 9	20532	18281	16030	13779	11527	9276	7025	4774	2523	272	-1979	-1979
Ano 10	20532	18281	16030	13779	11527	9276	7025	4774	2523	272	-1979	-1979
TIR	30%	27%	23%	19%	15%	11%	7%	1%	-5%	-15%		
VLA	98095	82112	66128	50145	34162	18178	2195	-13788	-29772	-45755	-61739	-61739
IRP	133%	112%	90%	68%	46%	25%	3%	-19%	-41%	-62%	-84%	-84%

(Considera-se que as restantes condições se mantêm constantes e apenas varia o valor dos custos, valor do gás natural e da manutenção do equipamento).

Da análise das tabelas anteriores é fácil concluir que as variáveis críticas são as receitas (valor de venda da energia eléctrica) e os custos (valor de compra do gás natural), pois uma pequena variação destas variáveis tem repercussões notórias nos indicadores de viabilidade do investimento, designadamente no Valor Líquido Actualizado (VLA) e Taxa Interna de Rendibilidade (TIR).

Assim podemos concluir que qualquer incentivo ao investimento no negócio da micro-geração deve passar necessariamente pelo apoio na venda de energia eléctrica ou na compra de gás natural.

## 5 ANÁLISE DE IMPACTO AMBIENTAL DE UMA MICRO-GERAÇÃO.

Neste capítulo é efectuada uma análise de impacto ambiental para determinar se a micro-geração melhora ou degrada a qualidade do ar. Este ponto é especialmente crítico nas áreas urbanas, onde a qualidade do ar pode ser mais baixa que a média nacional e a tolerância para emissões adicionais pode ser pequena.

A avaliação dos efeitos da micro-geração na qualidade do ar é complicada. Por exemplo, o efeito pode ser positivo (emissões diminuídas) na vizinhança da central de produção de energia que alimenta uma região, mas pode ser negativo (emissões aumentadas) no local onde o sistema de micro-geração é instalado.

A eficiência global do sistema de micro-geração é superior ao da solução que utiliza a produção de energia eléctrica por uma grande central alimentada com combustíveis fósseis, o rendimento de uma micro-geração pode atingir cerca de 80%, enquanto uma central termoeléctrica não vai além dos 30% a 38% e só por isso a emissão de gases poluentes já é mais baixa.

Por outro lado as centrais produtoras de energia eléctrica a partir de combustíveis fósseis são em geral instalações já com alguns anos de funcionamento, o que leva a uma diminuição do rendimento das mesmas quando comparadas com novas instalações de micro-geração.

**Tabela n.º XIII : Valores típicos de emissão de gases por micro-turbinas.**

Sistema	Combustível	Eficiência (%)	Emissões Específicas (gr/kWh eléctrico)				
			CO <sub>2</sub>	CO	NO <sub>x</sub>	HC	SO <sub>x</sub>
Micro-turbina	Gás natural		593	0,227	0,404	0	0

(Fonte: [www.turbec.com](http://www.turbec.com), 2002).

## **5.1 ANÁLISE DAS EMISSÕES DE GASES QUE PROVOCAM O EFEITO DE ESTUFA<sup>15</sup>**

De seguida apresenta-se duas tabelas com os valores típicos das emissões de gases que provocam o efeito de estufa quando as energias eléctrica e térmica são geradas de uma forma convencional, utilizando centrais de produção de energia ou recorrendo a caldeiras para a produção de energia térmica.

**Tabela n.º XIV : Valores típicos de emissão de gases por caldeiras de vapor.**

Sistema	Combustível	Emissões Específicas (gr/kWh térmico)				
		CO <sub>2</sub>	CO	NO <sub>x</sub>	HC	SO <sub>x</sub>
Caldeira de água quente	Gás natural	252,2	0,03	0,19	0,02	0
	Diesel 0.2% S	322,94	0,06	0,25	0,02	0,37
Caldeira a vapor	Carvão	439,5	0,08	1,36	0,02	2,32
	Fuel óleo	343,73	0,06	0,57	0,02	1,55
	Gás natural	252,55	0,03	0,39	0	0

(\*) Foi considerada uma eficiência de 80% na conversão em energia térmica

<sup>15</sup> Fonte: The European Educational Tool on Cogeneration, segunda edição (2001), Programa Edocogen ao abrigo do Programa SAVE financiado pela Comissão Europeia, páginas 76 a 83

**Tabela n.º XV : Valores típicos de emissão de gases em centrais de produção de energia eléctrica.**

Sistema	Combustível	Eficiência (%)	Emissões Específicas (gr/kWh eléctrico)				
			CO <sub>2</sub>	CO	NO <sub>x</sub>	HC	SO <sub>x</sub>
Turbina a Vapor	Carvão 3% S	34	1034,12	0,18	3,13	0,05	19,87
	Fuel óleo 1% S	31	888,06	0,18	3,18	0,05	4,76
	Gás natural	31	651,74	0,09	3,04	0,18	0
Turbina a gás	Gás natural	38	531,68	0,3	0,5	0	0

**5.2 BALANÇO DAS EMISSÕES DE GASES QUE PROVOCAM O EFEITO DE ESTUFA ENTRE UMA SOLUÇÃO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA CENTRALIZADA E UMA MICRO-GERAÇÃO.**

**Tabela n.º XVI : Balanço de emissões de gases poluentes.**

Poluente	Sistemas em comparação			
	M-S1		M-S2	
	gr	%	gr	%
CO2	-360,44	-37,8%	-980,43	-62,3%
CO	-0,12	-35,2%	-0,05	-19,0%
NOx	-0,75	-64,9%	-3,14	-88,6%
HC	0,00		-0,08	-100,0%
SOx	0,00		-20,49	-100,0%

Nota:

M : Sistema utilizando uma micro-turbina alimentada com gás natural em que o rendimento eléctrico é 28.5 % e o térmico é 78%

S1: Turbina a gás natural e caldeira a gás natural

S2: Turbina a carvão e caldeira a diesel

Comparação entre um sistema que utiliza micro-geração com uma micro-turbina e a produção separada de energia eléctrica e térmica

(valores para 1 kWh eléctrico e 1,67 kWh térmicos, correspondente à relação de produção de energia do sistema da Turbec).

Da análise efectuada conclui-se que embora a localização em espaços urbanos de unidades micro-geradoras possa aumentar a poluição local, no contexto global do País as emissões de gases que provocam o efeito de estufa são claramente reduzidas.

Desta forma a micro-geração pode contribuir para que Portugal atinja as metas que se comprometeu em Kyoto e para melhorar a qualidade do ar.

## **6 HIPÓTESES DE NEGÓCIO**

Neste capítulo faz-se referência a um conjunto de potencialidades que as novas tecnologias de micro-geração têm, enquanto hipóteses de negócio, para empresas que procuram investir na área da energia.

### **6.1 EMPRESAS DE SERVIÇO DE ENERGIA.**

As micro-redes permitem a criação de empresas de serviço de energia; estas empresas poderão gerir várias unidades de produção de energia distribuídas por diversos locais e vender energia para uma micro-rede.

Coloque-se o exemplo hipotético da empresa: 'Energia Serviços S.A.' que gere 500 unidades de produção de energia distribuídas por uma área geográfica, cada uma com uma capacidade de 100 kW. Considera-se que estes 500 geradores estão ligados a um sistema central de comando e controlo através de ligações baseadas numa plataforma de 'Internet'.

A 'Energia Serviços S.A.' poderá variar a energia injectada na rede de zero até 50 MW<sup>16</sup> (em função dos consumos e dos valores de mercado da energia), o que implica gerir o funcionamento de várias combinações dos geradores a partir de um centro de controlo como se de uma única central com uma potência instalada de 50 MVA<sup>17</sup> se tratasse.

---

<sup>16</sup> 1 MW é equivalente a 1000 kW.

<sup>17</sup> 1 MVA é equivalente a 1000 kVA.

## **6.2 MODELOS DE NEGÓCIO**

Uma empresa de serviços de energia poderá optar por vários modelos de remuneração do serviço prestado oferecendo uma solução adequada a cada tipo de cliente.

Apresentam-se as seguintes hipóteses de actuação

- 'Netmetering' (contadores de energia eléctrica reversíveis);
- Sistema tipo TV cabo;
- Serviço de energia completo.

### **6.2.1 'NETMETERING' (CONTADORES DE ENERGIA ELÉCTRICA REVERSÍVEIS)**

Os contadores de energia eléctrica que temos instalados nas nossas casas apenas registam a energia eléctrica que consumimos; no entanto, uma forma de a empresa de serviços de energia ser remunerada pelo seu serviço será instalar nos seus clientes contadores de energia eléctrica reversíveis (que contam a energia eléctrica entregue ao consumidor e a recebida pela rede de distribuição de energia). Estes contadores são de tecnologia simples e o seu custo, embora um pouco mais elevado que o dos contadores convencionais, certamente diminuirá se passarem a ser utilizados em maior número. Uma vez integrados num sistema de tele-contagem da empresa de serviços de energia será fácil contabilizar o valor que o micro-gerador terá de pagar ou receber pela energia eléctrica recebida ou fornecida à rede.

Neste modelo de negócio é o cliente que é o proprietário e responsável pelo funcionamento da unidade de micro-geração, decidindo consoante as suas necessidades de energia térmica, de energia eléctrica e o preço que paga pelo gás natural se terá a micro-geração em funcionamento ou parada.

### 6.2.2 SISTEMA TIPO TV CABO.

Uma solução para o relacionamento entre a empresa de serviços de energia e os seus clientes será optar por um sistema de remuneração dos seus serviços semelhante ao utilizado pelas empresas de TV via cabo.

A empresa de serviços de energia instala uma micro-geração no cliente, este irá pagar uma taxa correspondente aos custos de instalação do equipamento, ficando depois a pagar uma taxa fixa mensal que lhe dará direito a consumir a energia térmica que necessita; a energia eléctrica será taxada a partir dos consumos registados num contador previamente instalado na saída que alimenta o cliente.

Será a empresa de serviço de energia que irá pagar os custos de exploração e manutenção inerentes ao funcionamento de micro-geração, e será também esta empresa que, através de um sistema de comando e controlo central, irá gerir a marcha da micro-geração com base em vantagens técnicas e económicas.

### 6.2.3 SERVIÇO DE ENERGIA COMPLETO.

Neste modelo a empresa de serviço de energia instala e gere uma micro-geração no seu cliente e esta unidade é propriedade da empresa de serviço de energia.

A empresa de serviço de energia oferece ao seu cliente o fornecimento de energia eléctrica e térmica a um valor que será vantajoso para o cliente, quando comparado com a situação de compra apenas de energia eléctrica que será convertida em térmica.

Neste modelo de negócio o cliente não terá quaisquer custos relativos ao equipamento, o seu único compromisso será o de compra da energia eléctrica e térmica que consumir à empresa de serviço de energia, de acordo com os preços acordados entre ambos.

A empresa de serviços de energia terá algumas vantagens com este modelo de negócio:

- O equipamento é propriedade sua, pelo que se terminar o contrato com o cliente poderá transferir o equipamento para outro cliente suportando apenas os custos dessa transferência (que são relativamente baixos) ;
- Poderá gerir o funcionamento da micro-geração de acordo com as suas necessidades e preços de mercado da energia eléctrica (tendo sempre em linha de conta as necessidades de energia do cliente).

Por outro lado este negócio também será vantajoso para o cliente pois consegue energia a um preço mais baixo e não terá quaisquer encargos com a instalação ou manutenção do equipamento instalado.

## 7 CONCLUSÕES

Um novo mercado de produção e distribuição de energia está a emergir, em contraste com as grandes centrais que produzem centenas de milhares de megawatts-hora para as redes de transporte de energia, assistimos assim ao aparecimento de um novo sistema de produção a que chamamos produção descentralizada.

A produção descentralizada emergiu por diversas razões, a mais importante das quais é a desregulamentação e privatização do sector eléctrico nos países desenvolvidos, abrindo novas oportunidades de negócio; à medida que a competição entre empresas aumenta em mercados desregulados e que se assiste a melhorias tecnológicas relevantes as pequenas gerações tornam-se economicamente mais atractivas.

Esta nova realidade modificará de forma significativa o modo como os sistemas de produção e distribuição de energia serão planeados e concebidos no futuro. Este novo conceito corresponde a desenvolver a par com as soluções centralizadas, outras soluções, baseadas no deslocamento da geração de energia para perto do consumo, fazendo-o com maior eficiência e minimizando o impacto ambiental.

Com o apoio das tecnologias de informação e sistemas informáticos de monitorização e controlo, estes sistemas dispersos podem ser geridos como se de uma única grande central de produção de energia se tratasse oferecendo várias vantagens tanto para o cliente como para o gestor da rede de energia eléctrica.

Esta nova realidade de produção distribuída de energia inclui novos equipamentos para a micro-geração, nomeadamente: micro-turbinas e células de combustível, que, embora sendo originalmente desenvolvidos para a defesa e aplicações não poluentes, é o mercado da energia que parece ser o mais importante destino comercial em larga escala destes aparelhos.

A geração de energia a partir de nossas casas onde ficará instalada uma micro-turbina ou célula de combustível que produzirá energia eléctrica e térmica, esta última utilizada nas nossas casas e a primeira que será gerida por empresas que

oferecem um serviço de energia e com as quais os seus clientes estabelecem contratos de compra e venda de energia, será brevemente uma realidade.

São estes os novos desafios que se colocam às empresas de produção e distribuição de energia e demais entidades que operam no sector, de forma a organizarem-se para estarem aptos a ter um papel relevante neste novo mercado da micro-geração de energia.

Existem hoje condições para o desenvolvimento do mercado de micro-geração em Portugal, podendo este ser catalisado pelo Estado Português com uma actuação ao nível da tarifa de gás natural e do preço de energia eléctrica paga aos micro-geradores.

## **SUGESTÕES PARA INVESTIGAÇÃO POSTERIOR**

No trabalho apresentado verifica-se o surgir de um novo mercado que floresce agora na área da energia; este trabalho consegue mostrar que perante determinadas condições o investimento numa micro-geração é viável.

No entanto, muito há que deve ser aprofundado pelo que fica um conjunto de sugestões para uma investigação posterior por colegas que também tenham interesse na área;

1. Realizar a análise de viabilidade de investimento numa micro-geração que utilize pilhas de combustível, e determinar quais as variáveis críticas para a viabilidade do investimento;
2. Analisar o investimento numa micro-rede localizada numa área geográfica e explorada por uma empresa privada proprietária de várias micro-gerações, considerando que essa micro-rede será interligada com a rede de distribuição de energia eléctrica e tendo em conta as transacções com esta;
3. Considerar as hipóteses de negócio apresentados no capítulo '6.2 modelos de negócio' do ponto de vista de rendibilidade, com o objectivo de determinar qual o modelo mais apropriado para o negócio da micro-geração em Portugal;
4. Considerar a hipótese de utilizar o gás de aterro como fonte de energia para uma micro-geração de energia eléctrica e térmica.

## BIBLIOGRAFIA



- ASHRAE (1992), ASHRAE Handbook, HVAC systems and Equipment, Chapter 7: Cogeneration systems," American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Atlanta, GA, USA.
- Barros, Carlos (1992), Decisões de Investimento e Financiamento de Projectos, Edições Sílabo.
- Beghi (1982), Thermal Energy Storage, Lectures of a Course Held at the Joint Research Centre, Ispra, Italy, June 1-5, 1981, Kluwer Academic Publishers Group.
- Blomen L. J. M. J., and Mugerva M. N. (1993), "Fuel Cell Systems," Plenum Press, New York.
- Brealey Richard A.(1992), Myers Stewart C., Princípios de Finanças Empresariais, McGraw-Hill.
- Burns P, Weyman-Jones T. (1996), The Performances of the Electricity Markets: developments within deregulated system. International Workshop: Deregulation of Electric Utilities, École des Hautes Études Commerciales, Montreal.
- Cabral L (1994), Economia Industrial, MacGraw-Hill.
- CADDET (1993), CADDET Analysis Series No. 9, Learning from Experiences with Gas-Turbine-Based CHP in Industry, Centre for the Analysis and Dissemination of Demonstrated Energy Technologies, Sittard, Netherlands.
- COUVREUR (1978), La Decision d'Investir et la Politique de l'Entreprise, EME.
- Drenckhan W., Lezuo A., and Reiter K. (1990), Technical and Economic Aspects of Using Fuel Cells in Combined Heat and Power (CHP) Cogeneration Plants, Siemens Power Generation, VGB Conference, Essen, 20 September.

Edwardes-Evans H., Plaskett L. & Bogle S. (1998), *Electricity in Europe - Into the single market*, Vol. 1, financial Times Energy, London.

EEO (1992), *Remote Monitoring of Second Generation Small-Scale CHP Units*, Best Practice Programme, New-Practice-Report, Energy Efficiency Office, Department of Energy, London, February.

Energia Portugal 2001 (2002), Ministério da Economia.

ERA A. (1998), *Guide to Cogeneration/CHP and On-Site Generation*, issue 2, Report prepared by C. L. Escombe, G. C. Smith and F. M. Escombe, ERA Technology Ltd., Leatherhead, Surrey, UK, January.

Everett R., and Andrews D. C. (1986), *An Introduction to Domestic Micro-C.H.P.*, Open University, Milton Keynes, England, September.

Frangopoulos C. A. (1993), *Cogeneration of Heat and Power – The Way Forward*, Proceedings of a European Conference, Athens, 3-5 November, Greek Productivity Centre.

Goran Strbac, Jenkins N. (1998), *Calculation of Cost and Benefits to the Distribution Network of Embedded Generation.*, Colloquium: Economics of Embedded Generation.

Howard K. (1997), *The European Regulatory Calendar Notes, Gas & Electricity*, London: Arthur Andersson.

Huncher L. (1994), *European Energy Law, Changing Concepts and Pervasive Principles*, in: David S Mac Dougall & Thomas W Walde (ed.), *European Community Energy Law*, London: Graham & Trotman / Martinus Nijhoff.

Hunt S. Shuttleworth G. (1996), *Competition and Choice in Electricity*, John Wiley & Sons.

IME (1986), Technical and Economic Impact of Cogeneration, Institution of Mechanical Engineers, London.

Jonhson D. & MacCann K. (1998), EU Energy Policy - An evolving agenda, Fiancial Times Energy, London.

Kordesch K. (1996), "Fuel Cells and Their Applications," VCH, Weinheim.

Lane N. W., and Beale W. T. (1996), Stirling Engines for Gas fired Micro-Cogen and Cooling,. in Strategic Gas Forum, Detroit.

Neves, João Carvalho (1997), Análise Financeira - métodos e técnicas, Texto Editora.

PROSMACO, interim report (2000), Promotion of Small Scale Cogeneration in rural areas.

Sirchis J. (1990), Combined Production of Heat and Power (Cogeneration), Commission of the European Communities, Elsevier Science Publishers.

Small-scale cogeneration in non residential buildings (1992), Comissão das Comunidades Europeias, Dg XVII, Programa Thermie

The European Educational Tool on Cogeneration, segunda edição (2001), Programa Edocogen ao abrigo do Programa SAVE financiado pela Comissão Europeia, páginas 76 a 83.

Weyman-Jones T. (1998), Recent Developments in Electricity Regulation in England & Wales, Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Setembro 1998.

## **SITES DE INTERNET COM INFORMAÇÃO RELEVANTE**

<http://www.abb.com/> (2002), site de Internet da Empresa ABB, Asea Brown Bovery, S.A.

<http://www.ballard.com/> (2002), site de Internet da Empresa Ballard Power Systems.

<http://www.bowmanpower.com/> (2002), site de Internet da Empresa Bowman.

<http://www.capstoneturbine.com/> (2002), site de Internet da Empresa Capstone.

<http://www.dge.pt> (2002), site de Internet da Direcção Geral de Energia.

<http://www.ecogen-sa.com/> (2002), site de Internet da Empresa Ecogen SA.

<http://www.electricity.org.uk/> (2002), site de Internet da 'Electricity association' no Reino Unido.

<http://www.erse.pt/> (2002), site de Internet da Entidade Reguladora para o Sector Eléctrico.

<http://www.ge.com/> (2002), site de Internet da Empresa General Electric.

<http://www.plugpower.com/> (2002), site de Internet da Empresa Plug Power Fuel Cell Systems.

<http://www.primen.com/> (2002), site de Internet da Empresa de informação Primen.

<http://www.siemens.com/> (2002), site de Internet da Empresa Siemens.

<http://www.turbec.com/> (2002), site de Internet da Empresa Turbec.

## ANEXOS

### PREÇOS DE VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Tabela n.º XVII : Valores de venda de energia eléctrica em BTE a clientes finais.

VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		17,72
Potência (EUR/kW.mês)		
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	6,297
	Contratada	0,270
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	11,508
	Contratada	1,172
Energia activa (EUR/kWh)		
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,1647
	Horas cheias	0,0704
	Horas de vazio	0,0458
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,0941
	Horas cheias	0,0548
	Horas de vazio	0,0357
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0140
	Recebida	0,0107

(Fonte: Direcção Geral de Energia, 2002)

## PERÍODOS HORÁRIOS

Os períodos horários de entrega de energia eléctrica a clientes finais previstos no artigo 24.º do Regulamento Tarifário, são diferenciados de acordo com os ciclos semanal e diário da seguinte forma:

**Tabela n.º XVIII : Ciclo semanal de períodos horários de entrega de energia eléctrica a clientes finais.**

Período de hora legal de Inverno	Período de hora legal de Verão
De segunda-feira a sexta-feira	De segunda-feira a sexta-feira
Ponta: 09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta: 09.15/12.15 h
Cheias: 07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias: 07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Super vazio: 02.00/06.00 h Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Super vazio: 02.00/06.00 h Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Sábado	Sábado
Cheias: 09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias: 09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Super vazio: 02.00/06.00 h Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Super vazio: 02.00/06.00 h Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Domingo	Domingo
Super vazio: 02.00/06.00 h Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Super vazio: 02.00/06.00 h Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/24.00 h

(Fonte: Entidade Reguladora para o Sector Eléctrico, 2002).

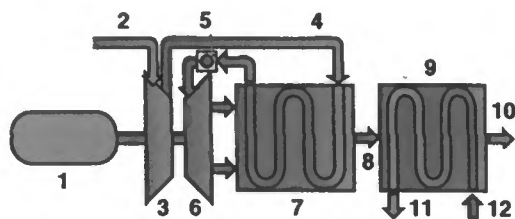
**Tabela n.º XIX : Ciclo diário de períodos horários de entrega de energia eléctrica a clientes finais.**

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.30/11.30 h 19.00/21.00 h	Ponta:	10.30/12.30 h 20.00/22.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.30/19.00 h 21.00/22.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 12.30/20.00 h 22.00/23.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Vazio normal:	22.00/02.00 h 06.00/08.00 h	Vazio normal:	23.00/02.00 h 06.00/09.00 h

(Fonte: Entidade Reguladora para o Sector Eléctrico, 2002).

No trabalho apresentado considera-se que a hora de super vazio e de vazio normal estão sujeitas à mesma tarifa.

## **SISTEMA DE COGERAÇÃO COM A MICRO-TURBINA TURBEC T100**



- |                        |                           |
|------------------------|---------------------------|
| 1. Gerador             | 7. Recuperador            |
| 2. Entrada de ar       | 8. Gás de exaustão        |
| 3. Compressor          | 9. Trocador de calor      |
| 4. Ar para recuperador | 10. Saída Gás de exaustão |
| 5. Câmara de combustão | 11. Saída Água Quente     |
| 6. Turbina             | 12. Entrada de Água       |



- |   |                           |
|---|---------------------------|
| 1. Gerador                              | 4. Conversor              |
| 2. Retificador/<br>Conversor de partida | 5. Filtro de linha        |
| 3. Bus de C.c.                          | 6. Filtro eletromagnético |
|   | 7. Disjuntor principal    |

A Micro turbina Turbec T100 é uma unidade de cogeração alimentada a gás natural para produção de calor e eletricidade. Projetada para instalação coberta e utilizando ar exterior a unidade de cogeração é constituída das seguintes partes:

- Turbina a gás e recuperador
- Gerador Elétrico
- Sistema elétrico
- Trocador de calor
- Sistema de supervisão e controle

A T100 é uma turbina de alta velocidade e eixo único sob o qual é montado o magneto permanente de quatro pólos, o compressor e a turbina.

#### Gerador Elétrico

O rotor é apoiado por dois rolamentos, um em cada lado do magneto permanente. A eletricidade é produzida em corrente alternada de alta frequência.

#### Recuperador

O ar de combustão é pré-aquecido no recuperador através da extração de calor dos gases de exaustão, aumentando assim a eficiência da micro turbina.

#### Sistema Elétrico

O gerador de alta velocidade produz eletricidade de alta frequência que é em seguida convertida para frequência e voltagem da rede através do conversor de potência.

O sistema elétrico é controlado e operado automaticamente pelo PMC (Power Module Control = módulo de controle de potência). Este sistema é utilizado em modo reverso para a partida elétrica da micro turbina.

#### Trocador de Calor

O trocador de calor é do tipo ar-água de contra-corrente. A energia térmica dos gases de exaustão é transferida para o circuito de água quente através do trocador de calor. Os gases de exaustão saem do trocador de calor através do duto de exaustão seguindo até a chaminé.

#### Sistema de Supervisão e Controle

A micro turbina Turbec T100 é controlada e supervisionada por um sistema automático de controle. A unidade não requer supervisão assistida durante o seu funcionamento. Em caso de condição crítica o sistema automaticamente pára a turbina e armazena o código da parada no PMC. O sistema de PMC é utilizado na partida, parada e supervisão da unidade. A unidade T100 pode ser acessada e operada remotamente.

# Sistema de Cogeração com a micro turbina Turbec T100

## Identificação Geral

Instalação	Coberta
Dimensões	Largura 870 mm
	Altura 1900 mm
	Comprimento 2920 mm
Peso	2000 kg

## Turbina a Gás

Tipo de compressor	Centrifugo
Tipo de turbina	Radial
Tipo de combustor	Pré-mistura, baixa emissão
Número de combustores	1
Pressão no combustor	4,5 bar(a)
Número de eixos	1
Velocidade Nominal	70 000 rpm
Consumo de óleo	< 9 litros / 6000 horas

## Dados Elétricos

Voltagem	400 VAC alt. 480 VAC, trifásico
Frequência	50 Hz (60 Hz opcional)

## Requisitos para Combustíveis

Pressão min./máx.*	6/8.5 bar(g)
Temperatura min./máx.*	0 / 60 °C
Podor Calorífico Inferior*	38-50 kJ/kg

\* (Sem o compressor de gás)

## Compressor de Gás

Pressão de sucção de gás	0.02 -1.0 bar(g)
Tipo de Compressor :	Compressor scroll
Voltagem	345 - 525 VAC, (50/60 Hz)
Nível de Ruído	75 dBA à um metro
Dimensões	Largura 610 mm
	Altura 1070 mm
	Comprimento 1370 mm

## Dados de Performance

Potência Elétrica Líquida*	105 kW (± 3)
Eficiência Elétrica Líquida*	30% (± 1)
Eficiência Total Líquida*	78% (± 1)
Consumo de Combustível	350 kW
Capacidade Térmica Líquida	
(água quente)	167 kW (± 5)
Fluxo de gás de exaustão	0.80 kg/s
Temperatura de gás de exaustão	85 °C
Temperatura de entrada da água	50 °C
Temperatura de saída da água	70 °C
Nível de Ruído	70 dBA à um metro
Emissões de gases de exaustão	
(volumétrica a 15% de O <sub>2</sub> )	100% de carga
Nox	< 15 ppmv
CO	< 15 ppmv

Todos os dados de performance válidos para as condições ISO.  
\*Compressor de gás excluído

## Manutenção

O design simples e robusto do módulo de potência da micro turbina T100 permite uma estável operação por muitos anos.

A expectativa de vida útil dos principais componentes é listada abaixo:

Turbina a gás	> 60 000 horas
Recuperador	> 60 000 horas
Combustor	> 30 000 horas
	(algumas partes < 30 000 horas)

A manutenção preventiva (programada) é dividida em duas diferentes categorias:

	Intervalo(h)	Parada (h)
Inspeção	6000	24
Revisão	30 000	48

# Turbec

Head office: Box 21512, SE-200 21 Malmö, Sweden  
Phone: +46-40 680 00 00 Fax: +46-40 680 00 01  
E-mail: info@turbec.com Site: www.turbec.com

Turbec Americas Inc: 215 Celebration Place, Suite 500  
Celebration, FL 34747, USA  
Phone: +01-321 559 1005 Fax: +01-321 559 1006