



FCTUC FACULDADE DE CIÊNCIAS
E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA MECÂNICA

Desenvolvimento de ferramentas de apoio ao pré-projecto de sistemas de cogeração

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

Autor

Luis Filipe Matos Santos

Orientador

Professor Doutor José Manuel Baranda Ribeiro

Co-orientador

Professor Doutor Ricardo António Lopes Mendes

Júri

Presidente Professor Doutor Pedro Figueiredo Vieira Carvalheira

Vogais Mestre Vitor Alexandre Ribeiro Ferreira

Professor Doutor José Manuel Baranda Ribeiro

Professor Doutor Ricardo António Lopes Mendes

Coimbra, Janeiro, 2012

Agradecimentos

O trabalho que aqui está apresentado só foi possível graças à colaboração e apoio de algumas pessoas, às quais não posso deixar de prestar o meu reconhecimento.

Assim, gostaria de começar por agradecer aos meus orientadores, o professor José Baranda e o professor Ricardo Mendes, por todo o apoio, disponibilidade e simpatia demonstrada ao longo do trabalho desenvolvido.

Gostaria também de agradecer aos amigos, pelo companheirismo e incentivo ao longo de todo o percurso académico.

Por fim, um especial obrigado à família pela oportunidade dada a nível escolar e pelo apoio incondicional nesta e outras etapas da minha vida.

Resumo

Hoje em dia, a cogeração cada vez mais é imposta como uma alternativa às centrais convencionais, sendo os principais motivos para tal ocorrência a sua elevada eficiência energética e a diminuição das emissões de gases de efeito de estufa.

Com a crescente importância da cogeração, um estudo da viabilidade da implementação de um sistema destes é algo que ganha interesse, sendo o objectivo desta tese o desenvolvimento de uma ferramenta que permita estudar a nível técnico e económico, a possibilidade de implementação de um sistema de cogeração adaptado à realidade portuguesa.

Numa primeira fase é feita uma abordagem à legislação portuguesa com o intuito de cumprimento de regras associadas ao licenciamento e remuneração de um sistema de cogeração, sendo posteriormente estudado as várias tecnologias de cogeração e seus dados técnicos.

Posto isto, é estudado os prós e contras de vários simuladores existentes e explicado o algoritmo do *software* desenvolvido. Na parte final da tese é realizada uma comparação do *software* com outros simuladores e uma conclusão acerca das várias características, incluindo vantagens e desvantagens do *software* quando comparado com outros existentes.

Com a leitura da tese facilmente se vai chegar à conclusão, que o *software* desenvolvido abrange uma vasta gama de tecnologias e tipos de combustíveis e é de mais fácil utilização que os outros simuladores.

Palavras-chave: Cogeração, Eficiência energética, Simulador, Estudo da viabilidade.

Abstract

Nowadays, cogeneration is increasingly being imposed as an alternative to conventional power plants and the main reasons for this occurrence is the high energy efficiency and reducing emissions of greenhouse gases.

With the growing importance of cogeneration a study of the implementation feasibility of such system is something that earns interest. The main goal of this thesis is the development of a tool to assess the implementation of a cogeneration system, at a technical and economic level adapted to the Portuguese reality.

In this thesis an approach to the Portuguese legislation is initially made, in order to comply with rules associated with licensing and remuneration of a cogeneration system and subsequently various cogeneration technologies were studied as well their technical data.

That said, a study of the advantages and disadvantages of several existing simulators was performed and the algorithm implemented was explained. In the final part of this thesis a comparison between the developed simulator and other simulators is performed and a conclusion taking into account the various features, including advantages and disadvantages, is presented.

In conclusion, the developed simulator includes a wide range of technologies and fuel types and is simpler to use when compared with the existing simulators.

Keywords Cogeneration, Energy efficiency, Simulator, implementation feasibility.

Índice

Índice de Figuras	v
Índice de Tabelas	vi
Simbologia e Siglas	vii
Simbologia.....	vii
Siglas	ix
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Enquadramento	1
1.2. Motivação	3
1.3. Estrutura da tese.....	3
2. ANÁLISE DA LEGISLAÇÃO	5
2.1. Listagem de toda a legislação recolhida e consultada	5
2.2. Análise detalhada dos documentos mais importantes.....	6
2.2.1. Decreto-lei nº 23/2010.....	6
2.2.2. Portarias 57, 58, 59, 60 de 2002	9
3. ANÁLISE DAS TECNOLOGIAS DE COGERAÇÃO	16
3.1. <i>Prime mover, bottoming e topping cycle</i>	16
3.2. Tecnologias de Cogeração	18
3.2.1. Turbinas a gás.....	18
3.2.2. Turbinas a vapor	20
3.2.3. Motores alternativos	23
3.2.4. Microturbinas	27
3.2.5. Pilhas de combustível.....	29
4. ANÁLISE DE SIMULADORES DE <i>SCREENING</i>	32
4.1. Lista de programas e parâmetros analisados.....	32
4.2. Estudo dos simuladores	33
4.2.1. Simulador do Cogrador.....	33
4.2.2. EasyCogen.....	34
4.2.3. RETScreen.....	36
4.2.4. BHP Screening tool.....	37
5. DESCRIÇÃO DO ALGORITMO DE CÁLCULO	39
5.1. Ideia base	39
5.2. Fases do programa	40
6. COMPARAÇÃO DE PROGRAMAS.....	51
7. CONCLUSÃO.....	53
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	55
ANEXO A - MODULAÇÃO TARIFÁRIA.....	58
ANEXO B - VALORES REFERÊNCIA DE PRODUÇÃO SEPARADA DE ENERGIA	62

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Comparação das eficiências entre cogeração e produção separada de calor e electricidade (fonte: Cogen Portugal, 2009).....	2
Figura 2 - Sistema de cogeração típico de turbinas a gás e motores alternativos com funcionamento em <i>topping cycle</i> (fonte: EPA, 2010a).	17
Figura 3 - Sistema de cogeração típico de turbinas a vapor com funcionamento em <i>bottoming cycle</i> (fonte: EPA, 2010a).	17
Figura 4 - <i>Interface</i> do <i>software</i> Simulador do Cogrador (fonte: Cogen Portugal, 2011).	33
Figura 5 - <i>Interface</i> do <i>software</i> EasyCogen (fonte: Cogenchallenge, 2011)	35
Figura 6 - <i>Interface</i> do <i>software</i> RETScreen (fonte: NRCAN, 2011).....	36
Figura 7 - <i>Interface</i> do <i>software</i> B CHP Screening tool (fonte: ORNL, 2011).....	37
Figura 8 - <i>Interface</i> dos dados de projecto do <i>software</i> SmartCogen.	40
Figura 9 - <i>Interface</i> das necessidades térmicas do <i>software</i> SmartCogen.....	41
Figura 10 - <i>Interface</i> das necessidades de energia eléctrica do <i>software</i> SmartCogen.	43
Figura 11 - <i>Interface</i> da escolha de tecnologia do <i>software</i> SmartCogen.	44
Figura 12 - <i>Interface</i> do cálculo dos proveitos e custos do <i>software</i> SmartCogen.	46
Figura 13 - <i>Interface</i> de dados referentes ao cálculo dos proveitos de venda de energia eléctrica do <i>software</i> SmartCogen.....	48
Figura 14 - <i>Interface</i> dos resultados do <i>software</i> SmartCogen.	49

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Legislação recolhida e analisada.	5
Tabela 2 – Valores de POT_{pc}, r, m descritos nas várias portarias.	12
Tabela 3 - Valores de referência da portaria 57/2002 (fonte: Despacho 19110/2005, DGEG, 2008, DGEG, 2011; Cogen Portugal, 2011).	14
Tabela 4 - Valores de referência das portarias 58, 59 e 60 de 2002 (fonte: Despacho 19111/2005, DGEG, 2008; DGEG, 2011; Cogen Portugal, 2011).	14
Tabela 5 - Tipos de pilhas de combustível e suas características (fonte: CEEETA, 2001).	30
Tabela 6 - Valores de PCI dos vários tipos de combustível (fonte: Despacho nº 17313/2008; Guilherme, A).	42
Tabela 7 - Consumos e Custos da empresa (fonte: Auditoria energética).	51
Tabela 8 - Dados comparativos dos vários programas.	52
Tabela 9 - Horários em média tensão do ciclo semanal normal (fonte: EDP, 2011).	58
Tabela 10 - Horários em média tensão do ciclo semanal opcional (fonte: EDP, 2011).	59
Tabela 11 - Horários em média tensão do ciclo diário transitório (fonte: EDP, 2011).	59
Tabela 12 - Horários em alta tensão do ciclo semanal normal (fonte: EDP, 2011).	60
Tabela 13 - Horários em alta tensão do ciclo semanal opcional (fonte: EDP, 2011).	61
Tabela 14 - Horários em alta tensão do ciclo diário transitório (fonte: EDP, 2011).	61
Tabela 15 - Valores referência de produção separada de calor e electricidade (fonte: Eurlex).	62

SIMBOLOGIA E SIGLAS

Simbologia

PEP	Poupança de energia primária	[%]
$CHPH\eta$	Eficiência térmica de produção em cogeração	[%]
$CHPE\eta$	Eficiência eléctrica de produção em cogeração	[%]
$RefH\eta$	Valor de referência da eficiência para a produção separada de calor	[%]
$RefH\eta$	Valor de referência da eficiência para a produção separada de electricidade	[%]
E_{CHP}	Quantidade de electricidade produzida em cogeração	[kWh]
H_{CHP}	Quantidade de calor produzido em cogeração	[kWh]
C	Rácio electricidade/calor	-
VRD_m	Remuneração aplicável a instalações de cogeração no mês m	[€]
$PF(VRD)_m$	Parcela fixa aplicável a instalações de cogeração no mês m	[€]
$PV(VRD)_m$	Parcela variável aplicável a instalações de cogeração no mês m	[€]
$PA(VRD)_m$	Parcela ambiental aplicável a instalações de cogeração no mês m	[€]
LEV	Perdas nas redes de transporte e distribuição evitadas pela cogeração	-
$PF(U)_{ref}$	Valor de referência associado à mensalidade do custo unitário de investimento em novos meios de produção cuja construção é evitada por uma instalação de cogeração	[kW]
$CPOT_m$	Coefficiente que refere a contribuição da cogeração no mês m , para a garantia de potência proporcionada pela rede	-
$POT_{p,m}$	Potência média disponibilizada à rede nas horas de ponta do mês m	[kW]
IPC_{dez}	Índice de referência do consumidor em Dezembro do ano anterior	-
IPC_{ref}	Índice de referência do consumidor em Dezembro do ano anterior ao do despacho lançado com os valores de referência	-
NRM_m	Relação entre o número de medidas durante o mês m em que a potência disponibilizada à rede do SEP foi inferior a metade da potência $POT_{p,m}$ e o número de medidas de potência, tomadas nas horas de ponta do mês m	-
$EEC_{p,m}$	Energia fornecida à rede do SEP durante as horas de ponta do mês m	[kWh]
$NHM_{p,m}$	Número de horas de ponta do mês m	-

$PVC(VRD)_m$	Parcela variável correspondente a despesas com combustível no mês m	[€]
$PVR(VRD)_m$	Parcela variável correspondente a custos evitados nas redes a montante	[€]
$PVO(VRD)_m$	Parcela variável correspondente a outras despesas	[€]
$PVC(U)_{ref}$	Valor de referência referente aos custos de combustível que seriam necessários e são evitados pela cogeração	[€/kWh]
$IPVC_m$	Indexante do valor de referência $PVC(U)_{ref}$ relativo ao mês m	-
EEC_m	Energia fornecida à rede no mês m	[kWh]
$KMHO$	Coefficiente facultativo que modula o valor de $PVC(VRD)_m$ de acordo com o posto horário	-
ALB_m	Média dos valores referentes aos 2 trimestres anteriores ao mês m do barril de petróleo	[USD/Barril]
ALB_{ref}	Média dos valores referentes aos 2 trimestres anteriores ao ano a que foi publicado $PVC(U)_{ref}$ do barril do petróleo	[USD/Barril]
$TCUSD_m$	Média das taxas de câmbio no mês em €/USD	[€/USD]
$TCUSD_{ref}$	Média das taxas de câmbio em Dezembro do ano anterior ao lançamento do $PVC(U)_{ref}$	[€/USD]
$PVR(U)_{ref}$	Custos de operação e manutenção da rede de transportes evitados pela cogeração	[€/kWh]
$KPVR_m$	Coefficiente que exprime a existência ou não de custos evitados de transporte	-
$EEC_{pc,m}$	Energia fornecida à rede em horas de ponta e cheio no mês m	[kWh]
$PVR(U)$	Custos de constituição e operação da rede a montante do ponto de interligação evitados pela cogeração	[€/kWh]
PGA	Potência garantida à rede	[MW]
$POT_{pc,r,m}$	Potência fornecida durante as horas a cheio e de ponta do mês m para efeitos de cálculo de $PVR(U)$	[kW]
$POT_{pc,m}$	Potência fornecida durante as horas a cheio e de ponta do mês m	[kW]
$PVO(U)_{ref}$	Valor de referência de outros custos evitados pela cogeração	[€/kWh]
$PA(U)_{ref}$	Valor de referência referente à valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido e é evitado pela cogeração	[€/g]
CCR_{ref}	Valor de referência das emissões de dióxido de carbono evitadas	[g/kWh]
CEA	Coefficiente da eficiência ambiental da instalação.	-
TF_a	Tempo de funcionamento anual	[h]
TF_d	Tempo de funcionamento diário	[h]
N_{dias}	Número de dias semanal	-
$N_{semanas}$	Número de semanas anual	-
$Consumo_c$	Consumo anual do tipo combustível	[m ³]; [kg]; [l]
p_c	Preço médio do combustível	[€/m ³]; [€/kg]; [€/l]
C_c	Custo anual do combustível	[€]

p_{ckWh}	Preço médio do combustível	[€/kWh]
PCI	Poder calorífico inferior	[kWh/m ³], [kWh/kg]; [kWh/l]
$Consumo_{ckWh}$	Consumo de combustível anual	[kWh]
Nec_t	Necessidades térmicas	[kWh]
η_{ta}	Rendimento produção térmica alternativa	[%]
Fr_{renov}	Fracção de energia renovável	[m ³]; [kg]
$\%_{renov}$	Percentagem de energia renovável	[%]
p_{elec}	Preço médio de electricidade	[€/kWh]
$Consumo_{elec}$	Consumo eléctrico anual	[kWh]
C_{elec}	Custo eléctrico anual	[€]
P_{term}	Potência térmica	[kW]
P_{elec}	Potência eléctrica	[kW]
$\frac{R_{Pt}}{P_e}$	Relação entre potência térmica e eléctrica	-
Inv_t	Investimento total	[€]
Inv	Investimento	[€/kW]
$C_{tO \& M}$	Custo total de operação e manutenção	[€]
$C_{O \& M}$	Custo de operação e manutenção	[€/kWh]
$Prov_{term}$	Proveitos de produção de energia térmica	[€]
$Prov_{elec}$	Proveitos de consumo de energia eléctrica	[€]
$E_{eleccons}$	Energia eléctrica consumida	[kWh]
$Consumo_{cog}$	Consumo de combustível em cogeração	[kWh]
C_{cog}	Custo do combustível utilizado em cogeração	[€]
C_{tcog}	Custo total de cogeração	[€]
A	Anuidade	[€]
FE	Fornecimento externo	[€]
i	Taxa de empréstimo	[%]
n	Número de anos de empréstimo	[anos]
MB	Margem bruta	[€]
Ba	Balanço	[€]
$Payback$	Tempo necessário para recuperar investimento	[anos]

Siglas

DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia

EDP – Energias de Portugal

FCTUC – Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

EPA – Environmental Protection Agency

CEEETA – Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente

SEP – Serviço Eléctrico Português

ORNL – Oak Ridge National Laboratory

NRCAN – Natural Resources Canada

1. INTRODUÇÃO

1.1. Enquadramento

Hoje em dia, as sociedades modernas estão dependentes em grande escala de energia, sendo a satisfação das necessidades energéticas, em grande parte, feita à custa de energias convencionais.

Esta questão energética tem cada vez mais implicações a nível político e económico e a consciencialização sobre a importância do ambiente e defesa de um uso responsável das reservas fósseis tem levado a várias acções para economizar energia e reduzir o impacto dos sistemas de energia. Em muitos países, a promoção do uso de recursos renováveis é mesmo considerado um dos principais objectivos para reduzir as emissões responsáveis pelo efeito estufa. Um outro objectivo é o desenvolvimento e melhoria do sector produtivo nacional com o intuito de uma melhoria da eficiência energética e diminuição da quantidade de combustíveis importados.

Uma das soluções possíveis para cumprir esses requisitos é a cogeração. Esta é caracterizada por ser um processo em que há produção simultânea de energia térmica e energia eléctrica, destinados a consumo próprio ou de terceiros, a partir de uma fonte de combustível (EPA, 2008).

Como grande parte das indústrias necessitam para os seus processos industriais de energia eléctrica e energia térmica, a cogeração surge como uma tecnologia interessante ao garantir economias de energia e competitividade acrescida às empresas.

A energia eléctrica produzida em cogeração pode ser usada no local ou distribuída através da rede de serviços públicos, e o calor pode ser utilizado directamente no processo industrial, bem como recuperado e convertido para utilização em aquecimento de espaços ou água.

A cogeração é caracterizada por uma elevada eficiência de conversão de energia do combustível em energia útil, reduzindo a factura energética e o impacto ambiental. Esta elevada eficiência deve-se ao facto de a cogeração aproveitar a energia térmica que numa central convencional seria libertada para a atmosfera (ORNL, 2008).

A produção combinada permite que o consumo de energia primária seja menor comparativamente com a produção separada de calor e energia eléctrica, podendo essa diferença de eficiência e consumo de energia primária ser vista na figura 1.

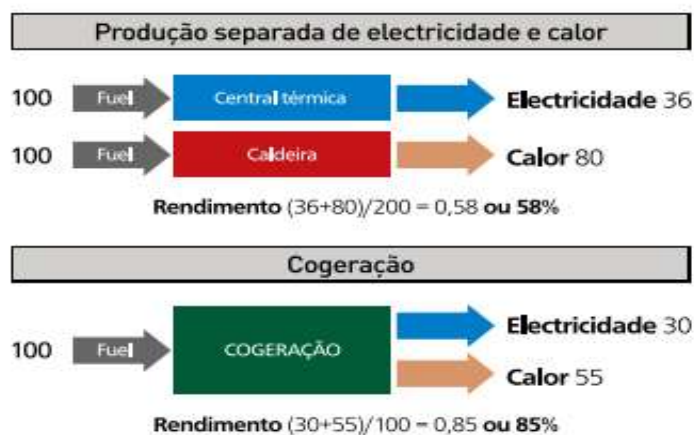


Figura 1 - Comparação das eficiências entre cogeração e produção separada de calor e electricidade (fonte: Cogen Portugal, 2009).

Como se pode ver na figura 1, o rendimento de um sistema de cogeração é bastante superior ao da produção separada de electricidade e calor, sendo necessário na cogeração apenas entre 65 a 70% de energia primária para a mesma produção de energia.

Associada a uma maior eficiência da cogeração e menor consumo de energia primária está a menor emissão de gases de efeito de estufa cumprindo com as metas assumidas pelo protocolo de Kyoto.

A cogeração é ainda responsável pela diminuição das perdas no transporte e distribuição de energia e pelo aumento da fiabilidade no abastecimento eléctrico. A diminuição das perdas deve-se ao facto de as instalações de cogeração se encontrarem perto do local de utilização e o aumento da fiabilidade no abastecimento eléctrico é devido ao facto de que pequenas centrais de cogeração, que se encontrem ligadas à rede, garantem uma operação sem interrupções no caso de falha de abastecimento da rede (Educogen, 2001a).

De acordo com as várias vantagens associadas à cogeração pode-se ver que o desenvolvimento de este tipo de sistema de energia é bastante interessante, devendo o estudo das fases de projecto para a implementação de um sistema de cogeração ser tomado em conta.

O projecto de um sistema de cogeração é dividido em duas fases, uma de *screening* e uma de projecto detalhado.

Na primeira fase são usadas ferramentas de *screening* que são responsáveis por fornecer toda a informação necessária para identificar situações onde a instalação de cogeração seja potencialmente viável. A ferramenta de *screening* deve ser responsável pelo estudo da viabilidade do sistema a nível técnico, económico e de emissões atmosféricas. Depois de se ter decidido ir para a frente com a instalação de cogeração, passa-se então à fase de projecto detalhado onde se entra em conta com dados relacionados com o motor primário, o tamanho e localização da instalação, aplicações do calor, ou até mesmo o tipo de condutas (EPA, 2010b).

1.2. Motivação

A generalização do uso da cogeração como uma das vias para o aumento da eficiência energética na indústria e em grandes edifícios de serviços tem se confrontado com a falta de uma ferramenta de *screening* que permita facilmente identificar as situações onde a sua instalação seja potencialmente viável.

Deste modo, o presente trabalho tem por objectivo colmatar essa falha através do desenvolvimento de uma ferramenta, adequada à realidade e legislação Portuguesa, de fácil utilização e que, de modo fiável, forneça toda a informação necessária para a tomada de decisão relativa à realização (ou não) de um projecto detalhado.

1.3. Estrutura da tese

Para além deste capítulo de introdução onde se encontra descrito o enquadramento teórico e a motivação, a tese está dividida em mais 6 capítulos.

No capítulo 2 é realizada uma pesquisa da legislação portuguesa sobre cogeração relativa ao seu processo de licenciamento e remuneração.

No capítulo 3 é feita uma análise técnica e económica detalhada das várias tecnologias de cogeração, incluindo o estudo das várias vantagens e desvantagens de cada

tecnologia, e características como o tipo de máquina térmica utilizada, a relação entre a potência térmica e eléctrica da instalação, ou o tipo de organização dos sistemas.

No capítulo 4 são analisados os vários programas de *screening* existentes, descrevendo cada um deles detalhadamente.

No capítulo 5 é descrito o algoritmo de cálculo e explicado como este se encontra organizado e desenvolvido.

No capítulo 6 é feito um teste, ou seja apresentação de um exemplo e comparação de resultados com outros sistemas existentes.

Por fim, no capítulo 7 é feita uma conclusão acerca das características do programa desenvolvido.

2. ANÁLISE DA LEGISLAÇÃO

2.1. Listagem de toda a legislação recolhida e consultada

Nesta fase foram consultados vários documentos que estabelecem regras aplicáveis à produção de energia, estando enquadrados nesta tabela não só documentos relativos à produção apenas em cogeração, mas também relativos à produção de electricidade em geral. Os documentos analisados são os que se encontram na tabela 1.

Tabela 1 - Legislação recolhida e analisada.

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

2.2. Análise detalhada dos documentos mais importantes

De todos os documentos analisados que se encontram na tabela 1, os mais importantes são os que se referem em concreto, à legislação aplicável a um sistema de cogeração, nomeadamente os que definem as regras a cumprir para o seu licenciamento e os responsáveis por estabelecer uma fórmula de cálculo para a sua remuneração. Como se pode ver na tabela 1, o primeiro decreto-lei aplicável apenas à cogeração foi o Decreto-Lei nº 186/95, mas no entanto com as crescentes preocupações a nível ambiental e energético, surgiu o Decreto-Lei nº 538/99. Esse decreto, que posteriormente foi revisto e alterado pelo Decreto-Lei nº 313/01 estabelecia as regras aplicáveis à cogeração com o intuito do cumprimento das metas estabelecidas. No entanto, ao longo dos anos o sector energético e eléctrico conheceram novos desafios organizacionais e ambientais e o maior estreitamento da política energética e ambiental, fez com que a cogeração fosse prioritária devido ao seu potencial de poupança primária e consequente redução das emissões de CO₂. Para cumprir esses pressupostos a Directiva nº 2004/8/CE do Parlamento Europeu relativa à promoção de cogeração entra em vigor e a adaptação a essa directiva teve que ser feita. Deste modo, surgiu o Decreto-Lei nº 23/2010, estabelecendo o regime jurídico e remuneratório associado à cogeração e revogando o Decreto-Lei nº 538/99. Apesar de este estabelecer o regime remuneratório, as portarias associadas a este decreto-lei ainda não foram publicadas, sendo as últimas que se encontram em vigor para o cálculo de remuneração as Portarias 57, 58, 59 e 60 de 2002. Os documentos que serão usados no caso de estudo são o Decreto-Lei nº 23/2010 e as portarias de 2002.

2.2.1. Decreto-lei nº 23/2010

Como já referido anteriormente, o Decreto-Lei nº 23/2010 estabelece o regime jurídico e remuneratório de produção em cogeração e o objectivo deste decreto assenta no cumprimento dos pressupostos da Directiva 2004/8/CE que aponta principalmente ao aumento de eficiência energética e poupança de energia primária. Deste modo, o Decreto-Lei nº 23/2010 estabelece que a produção em cogeração classifica-se em cogeração de elevada eficiência ou cogeração eficiente.

A cogeração é considerada de elevada eficiência se a produção em cogeração for realizada em:

- Instalações de cogeração com uma potência eléctrica instalada superior a 25 MW que tenham uma eficiência global superior a 70 % e uma poupança de energia primária relativamente à produção separada de electricidade e calor de pelo menos 10 %;
- Instalações de cogeração com potência eléctrica instalada entre 1 MW e 25 MW e de que resulte uma poupança de energia primária relativamente à produção separada de electricidade e calor de pelo menos 10 %;
- Instalações de cogeração de potência eléctrica inferior a 1MW de que resulte uma poupança de energia primária relativamente à produção separada de electricidade e calor.

Por outro lado, a cogeração é considerada eficiente se a produção em cogeração não enquadrável no número anterior mas em que haja poupança de energia primária.

Segundo este decreto, a poupança de energia primária é calculada de acordo com a expressão 1:

$$PEP = \left[1 - \frac{1}{\frac{CHPH\eta}{RefH\eta} + \frac{CHPE\eta}{RefE\eta}} \right] \times 100 \% \quad (1)$$

Nesta expressão, PEP á a poupança de energia primária; $CHPH\eta$ é a eficiência térmica do processo de produção em cogeração; $CHPE\eta$ é a eficiência eléctrica do processo de produção em cogeração; $RefH\eta$ é o valor referência da eficiência para a produção separada de calor e $RefE\eta$ é o valor referência da eficiência para a produção separada de electricidade.

Outra das partes quantitativas deste decreto refere-se ao cálculo de electricidade produzida em cogeração. Este decreto assume que a electricidade produzida em cogeração será igual à produção de electricidade anual total medida à saída dos geradores se a eficiência anual global for de pelo menos 75%; ou 80% nos casos em que a

tecnologia é uma turbina a gás em ciclo combinado ou uma turbina de condensação de vapor. Caso a eficiência global anual seja inferior aqueles valores, a quantidade de energia eléctrica produzida em cogeração é calculada pela expressão 2:

$$E_{CHP} = H_{CHP} \times C \quad (2)$$

Nesta expressão, E_{CHP} representa a quantidade de electricidade produzida em cogeração em kWh; H_{CHP} representa a quantidade de energia térmica produzida em cogeração em kWh e C o rácio electricidade/calor.

Em relação ao regime remuneratório proposto neste decreto-lei, este assenta em duas modalidades, a geral e a especial. A primeira é acessível a todas as cogerações sem restrições de potência instalada. A remuneração faz-se de acordo com as regras do mercado, podendo no entanto ser pago um prémio de participação de mercado relativo às instalações de capacidade instalada igual ou inferior a 100 MW. A modalidade especial é acessível apenas a cogerações com potência instalada igual ou inferior a 100 MW. Nesta a remuneração da energia térmica é feita de acordo com as regras do mercado enquanto a energia eléctrica é entregue à rede a troco de uma tarifa de referência a ser lançada em portaria. Como as portarias associadas a este decreto ainda não foram lançadas, não se aprofunda mais o sistema remuneratório abrangido por este decreto.

Quanto ao acesso à actividade de produção em cogeração, o Decreto-Lei nº 23/2010 estabelece que o exercício da actividade de produção em cogeração é livre, sem prejuízo da obtenção de licença para a produção em cogeração, e que esta actividade pode ser exercida por pessoas singulares ou colectivas, de direito público ou privado. A atribuição da licença de cogeração depende da existência de condições de ligação à rede adequadas à capacidade de recepção de electricidade, da segurança da rede eléctrica e fiabilidade das instalações e equipamentos, da demonstração da procura economicamente justificável e do cumprimento da regulamentação aplicável no que respeita à ocupação do solo, localização ou protecção do ambiente. O pedido de licença de produção em cogeração deve ser feito electronicamente e deve referir uma identificação completa do requerente, a informação sobre a capacidade de recepção e condições de ligação à rede, o projecto de instalação e as demonstrações do cálculo de poupança de energia primária e fracção renovável e da declaração de impacto ambiental.

2.2.2. Portarias 57, 58, 59, 60 de 2002

Estas portarias de 2002 são as usadas para o cálculo da remuneração associada à venda de energia eléctrica à rede e foram lançadas no âmbito do cumprimento das regras impostas pelos Decretos-Lei nº 538/99 e 313/01. Estas estão divididas em 4 tarifários distintos aplicáveis a toda a energia eléctrica, sendo estes diferenciados pela potência de ligação e tipo de combustível utilizado.

Os quatro tarifários aplicados para o cálculo de remuneração de energia eléctrica à rede distinguem-se com base em:

- A potência de ligação das instalações de cogeração seja superior a 10 MW, e utilize como combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com excepção do fuelóleo;
- A potência de ligação das instalações de cogeração seja inferior ou igual a 10 MW, e utilize como combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com excepção do fuelóleo;
- As instalações de cogeração sejam utilizadoras de energia primária que, em cada ano, seja constituída em mais de 50% por recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, independentemente da potência de ligação;
- As instalações de cogeração utilizem como combustível fuelóleo, independentemente da potência de ligação.

De acordo com a Portaria nº 57/2002 as instalações de cogeração que estejam enquadradas no primeiro regime serão remuneradas de acordo com a expressão 3:

$$VRD_m = PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \quad (3)$$

De acordo com as Portarias nº 58/2002, 59/2002 e 60/2002 as instalações de cogeração que estejam enquadradas nos 3 regimes seguintes serão remuneradas de acordo com a expressão 4:

$$VRD_m = \frac{[PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m]}{(1 - LEV)} \quad (4)$$

Nas fórmulas anteriores VRD_m representa a remuneração aplicável a instalações de cogeração, no mês m ; $PF(VRD)_m$, $PV(VRD)_m$ e $PA(VRD)_m$ representam respectivamente a parcela fixa, variável e ambiental da remuneração aplicável a instalações de cogeração, no mês m e LEV representa as perdas nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela instalação de cogeração. Todas estas parcelas são expressas em euros, com excepção do LEV que é adimensional.

O valor de $PF(VRD)_m$ que está presente na equação 3 e 4 é calculado através da expressão 5, sendo o valor de $POT_{p,m}$ calculado através da expressão 6 e $CPOT_m$ da 7 caso a potência de ligação seja superior a 1 MW. Se esta for inferior, $CPOT_m$ é considerado igual a 1.

$$PF(VRD)_m = \frac{PF(U)_{ref} \times CPOT_m \times POT_{p,m} \times IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (5)$$

$$POT_{p,m} = \frac{EEC_{p,m}}{NHM_{p,m}} \quad (6)$$

$$CPOT_m = \frac{1 - NRM_m}{0,85} \quad (7)$$

Nas expressões 5, 6 e 7, $PF(U)_{ref}$ é fixado por despacho e representa o valor de referência associado à mensalidade do custo unitário de investimento nos novos meios de produção, cuja construção é evitada por uma instalação de cogeração em €/kW; $CPOT_m$ é o coeficiente adimensional que refere a contribuição da instalação de cogeração no mês m , para a garantia de potência proporcionada pela rede; $POT_{p,m}$ é a potência média disponibilizada à rede nas horas de ponta do mês m em kW; IPC_{dez} é o índice de referência do consumidor em Dezembro do ano anterior; IPC_{ref} é o índice de referência do

consumidor em Dezembro do ano anterior ao do despacho lançado com os valores de referência; NRM_m é relação entre o número de medidas durante o mês m em que a potência disponibilizada à rede do SEP foi inferior a metade da potência $POT_{p,m}$ e o número de medidas de potência, tomadas nas horas de ponta do mês m ; $EEC_{p,m}$ é a energia fornecida à rede do SEP durante as horas de ponta do mês m expresso em kWh e $NHM_{p,m}$ é o número de horas de ponta do mês m .

O valor de $PV(VRD)_m$ das equações 3 e 4 é calculado através da expressão 8:

$$PV(VRD)_m = PVC(VRD)_m + PVR(VRD)_m + PVO(VRD)_m \quad (8)$$

Onde:

O valor de $PVC(VRD)_m$ é proveniente da expressão 9, e o $IPVC_m$ da 10. O $KMHO$ toma o valor 1.

$$PVC(VRD)_m = PVC(U)_{ref} \times IPVC_m \times EEC_m \times KMHO \quad (9)$$

$$IPVC_m = \frac{0,55 \times ALB_m \times TCUSD_m}{ALB_{ref} \times TCUSD_{ref}} + 0,45 \times \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (10)$$

O valor de $PVR(VRD)_m$ é calculado através da expressão 11 ou 12 se for referente à Portaria 57 ou 58, 59 e 60 respectivamente.

$$PVR(VRD)_m = PVR(U)_{ref} \times KPVR_m \times EEC_{pc,m} \times \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (11)$$

$$PVR(VRD)_m = PVR(U) \times EE_{pc,m} \times \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (12)$$

Na expressão 11, $KPVR_m$ toma o valor 1 caso a potência garantida à rede seja igual 30MW e o valor 0 se a potência for superior ou igual a 40MW. Caso a potência se situe no intervalo de 30 a 40MW, o valor de $KPVR_m$ é obtido pela expressão 13.

$$KPVR_m = 1 - 0,1 \times (PGA - 30) \quad (13)$$

Na expressão 12, o valor de $PVR(U)$ é calculado a partir da 14 sendo o valor de $POT_{pc,r,m}$ obtido através de $POT_{pc,m}$ que é calculada pela 15.

$$PVR(U) = [13500 - (POT_{pc,r,m} - 1000)] \times \frac{PVR(U)_{ref}}{13500} \quad (14)$$

$$POT_{pc,m} = \frac{EEC_{pc,m}}{NHM_{pc,m}} \times \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (15)$$

Os vários valores que $POT_{pc,r,m}$ pode tomar, encontram-se na tabela 2.

Tabela 2 – Valores de $POT_{pc,r,m}$ descritos nas várias portarias.

Portaria 58	$POT_{pc,r,m} = 1000 \text{ kW se } POT_{pc,m} \leq 1000 \text{ kW}$
	$POT_{pc,r,m} = POT_{pc,m} \text{ se } 1000 \text{ kW} < POT_{pc,m} \leq 10000 \text{ kW}$
Portaria 59	$POT_{pc,r,m} = 1000 \text{ kW se } POT_{pc,m} < 1000 \text{ kW}$
	$POT_{pc,r,m} = POT_{pc,m} \text{ se } 1000 \text{ kW} \leq POT_{pc,m} < 10000 \text{ kW}$
	$POT_{pc,r,m} = 10000 \text{ kW se } 10000 \text{ kW} \leq POT_{pc,m} < 30000 \text{ kW}$
	$POT_{pc,r,m} = 10000 + (POT_{pc,m} - 30000) \times 0,45 \text{ se } 30000 \text{ kW} \leq POT_{pc,m} < 40000 \text{ kW}$
Portaria 60	$POT_{pc,r,m} = 14500 \text{ kW se } POT_{pc,m} \geq 40000 \text{ kW}$
	$POT_{pc,r,m} = POT_{pc,m} \text{ se } POT_{pc,m} > 1000 \text{ kW}$
	$POT_{pc,r,m} = 1000 \text{ kW se } POT_{pc,m} \leq 1000 \text{ kW}$

Já o valor de $PVO(VRD)_m$ da expressão 8 é calculado através da expressão 16:

$$PVO(VRD)_m = PVO(U)_{ref} \times EEC_m \times KMHO \times \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (16)$$

Na expressão 8, $PV(VRD)_m$ representa a parcela variável da remuneração aplicável à cogeração no mês m , $PVC(VRD)_m$, $PVR(VRD)_m$, $PVO(VRD)_m$ representam

respectivamente as parcelas variáveis correspondentes a despesas com combustível, custos evitados nas redes a montante e outras despesas em euros.

Na expressão 9, $PVC(U)_{ref}$ é fixado em despacho e é o valor de referência que corresponde a custos de combustível que seriam necessários e são evitados pela cogeração expresso em €/kWh; $IPVC_m$ é um indexante do valor de referência $PVC(U)_{ref}$ relativo ao mês m ; EEC_m representa a energia fornecida à rede no mês m em kWh e $KMHO$ é um coeficiente facultativo que modula o valor de $PVC(VRD)_m$ de acordo com o posto horário.

Na expressão 10, ALB_m é a média dos valores referentes aos 2 trimestres anteriores ao mês m por barril de petróleo expresso em USD/barril; ALB_{ref} é a média dos valores referentes aos 2 trimestres anteriores ao ano a que foi publicado $PVC(U)_{ref}$ do barril de petróleo em USD/barril; $TCUSD_m$ é a média das taxas de câmbio no mês em €/USD e $TCUSD_{ref}$ é a média das taxas de câmbio em Dezembro do ano anterior ao lançamento do $PVC(U)_{ref}$ em €/USD.

Na expressão 11, $PVR(U)_{ref}$ é fixado por despacho e representa os custos de operação e manutenção da rede de transportes evitados pela cogeração em €/kWh; $KPVR_m$ é um coeficiente adimensional que exprime a existência ou não de custos evitados de transporte e $EEC_{pc,m}$ representa a energia fornecida à rede em horas de ponta e cheio no mês m em kWh.

Nas expressões 12, 13, 14 e 15, $PVR(U)$ corresponde aos custos de constituição e operação da rede a montante do ponto de interligação evitados pela cogeração expresso em €/kWh; PGA é a potência em MW garantida à rede; $POT_{pc,r,m}$ corresponde à potência fornecida durante as horas a cheio e de ponta do mês m para efeitos de cálculo de $PVR(U)$ expresso em kW e $POT_{pc,m}$ corresponde à potência fornecida durante as horas a cheio e de ponta do mês m expresso em kW.

Na expressão 16, $PVO(U)_{ref}$ é fixado por despacho e representa valor de referência de outros custos evitados pela cogeração expresso em €/kWh.

O valor de $PA(VRD)_m$ da expressão 3 e 4 é calculado através da expressão 17:

$$PA(VRD)_m = \frac{PA(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times CEA \times EEC_m \times KMHO \times IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (17)$$

Na expressão anterior referente à parcela ambiental, $PA(U)_{ref}$ é fixado por despacho e representa o valor de referência referente à valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido e é evitado pela cogeração expresso em €/g; CCR_{ref} representa o valor de referência das emissões de dióxido de carbono evitadas em g/kWh e CEA o coeficiente de eficiência ambiental da instalação.

Os vários valores constantes e de referência que serão usados no cálculo da remuneração da venda de energia eléctrica à rede, encontram-se nas tabelas seguintes. Se o cálculo for baseado na Portaria nº 57/2002, os valores de referência são os representados na tabela 3. Caso sejam baseados na Portaria nº 58, 59 ou 60 de 2002 os valores de referência são os representados na tabela 4.

Tabela 3 - Valores de referência da portaria 57/2002 (fonte: Despacho 19110/2005, DGEG, 2008, DGEG, 2011; Cogen Portugal, 2011).

$PF(U)_{ref}$ (€/kW)	5,3013
$PVC(U)_{ref}$ (€/kWh)	0,0427
$PVR(U)_{ref}$ (€/kWh)	0,0057
$PVO(U)_{ref}$ (€/kWh)	0,0015
$PA(U)_{ref}$ (€/g)	0,00009
IPC_{ref}	107
IPC_{dez}	115,4
$KMHO$	1
NRM_m	0
$IPVC_m$	1,761
ALB_m (USD/barril)	111,521
ALB_{ref} (USD/barril)	49,545
$TCUSD_m$ (€/USD)	0,785
$TCUSD_{ref}$ (€/USD)	0,746
CEA	1
CCR_{ref} (g/kWh)	133

Tabela 4 - Valores de referência das portarias 58, 59 e 60 de 2002 (fonte: Despacho 19111/2005, DGEG, 2008; DGEG, 2011; Cogen Portugal, 2011).

$PF(U)_{ref}$ (€/kW)	5,3013
$PVC(U)_{ref}$ (€/kWh)	0,0427
$PVR(U)_{ref}$ (€/kWh)	0,0203
$PVO(U)_{ref}$ (€/kWh)	0,0018
$PA(U)_{ref}$ (€/g)	0,00009
IPC_{ref}	107
IPC_{dez}	115,4
$KMHO$	1
NRM_m	0
$IPVC_m$	1,761
ALB_m (USD/barril)	111,521
ALB_{ref} (USD/barril)	49,545
$TCUSD_m$ (€/USD)	0,785
$TCUSD_{ref}$ (€/USD)	0,746
CEA	1
CCR_{ref} (g/kWh)	133

Os valores de referências das parcelas fixas, variáveis e ambientais são obtidos nos Despachos nº 19110 e 19111 de 2005, lançados no âmbito do cálculo da remuneração de venda de electricidade em centrais de cogeração.

Devido à falta de dados, os valores de IPC_{ref} e IPC_{dez} são retirados do Simulador do Cogrador podendo não estar tão actualizados como o desejado. Os valor de NRM e CEA são arbitrados uma vez que estes dados só podem ser fornecidos pelo cogrador. Quanto ao $IPVC_m$ este é calculado em função dos valores de ALB_m , ALB_{ref} , $TCUSD_m$ e $TCUSD_{ref}$, tendo sido obtidos os valores do barril de petróleo na página informática da Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG). Os valores de CCR_{ref} e $KMHO$ já são fornecidos nas portarias de 2002.

3. ANÁLISE DAS TECNOLOGIAS DE COGERAÇÃO

3.1. *Prime mover, bottoming e topping cycle*

Como se sabe, a cogeração é a produção combinada de energia eléctrica e energia térmica mas, no entanto, as proporções de calor e suas características, e a electricidade necessária variam de situação para situação devendo a escolha da central da cogeração ser feita de acordo com as necessidades térmicas e eléctricas a suprir.

Uma central de cogeração é composta por quatro elementos básicos, uma máquina térmica ou *prime mover*, um gerador eléctrico, um recuperador de calor e um sistema de controlo. Entre estes componentes de um sistema de cogeração, o *prime mover* é o mais importante, sendo este que caracteriza as tecnologias de cogeração.

O *prime mover* é o responsável por accionar o gerador de electricidade e libertar calor que será recuperado num recuperador de calor. Os *prime movers* mais comuns são as turbinas a gás e vapor e os motores alternativos, estando em fase de maturação as pilhas de combustível e microturbinas. A escolha deste pode ser feita de acordo com vários factores, incluindo o tipo de combustível ou capacidade desejada (Educogen, 2001a).

De acordo com as necessidades energéticas principais, os sistemas de cogeração podem ser divididos em dois ciclos, *topping cycle* e *bottoming cycle*. No *topping cycle*, o combustível é usado primeiro para produção de electricidade e o calor rejeitado é depois recuperado para o sistema térmico. No *bottoming cycle*, o combustível é usado primeiro para produção de calor e fins térmicos podendo usar o vapor gerado pelo calor em turbinas e outros dispositivos mecânicos para a geração de electricidade (Cogen Portugal, 2009).

Nas figuras seguintes podem-se ver soluções de cogeração, sendo a figura 2 caracterizada por um *topping cycle* e a figura 3 por um *bottoming cycle*.

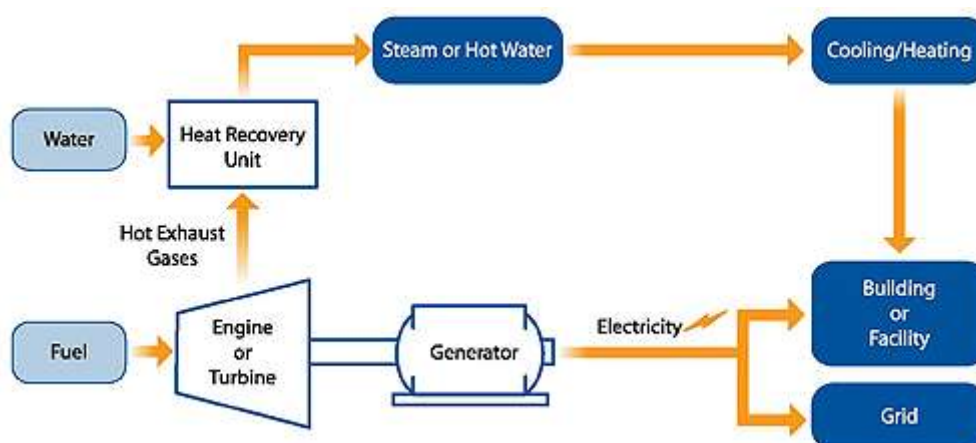


Figura 2 - Sistema de cogeração típico de turbinas a gás e motores alternativos com funcionamento em *topping cycle* (fonte: EPA, 2010a).

Como se pode ver na figura 2, as turbinas a gás e motores alternativos estão adaptados ao *topping cycle* onde o combustível é usado numa turbina para accionar o gerador de electricidade, sendo o calor rejeitado reencaminhado para uma caldeira de recuperação e usado para processos térmicos.

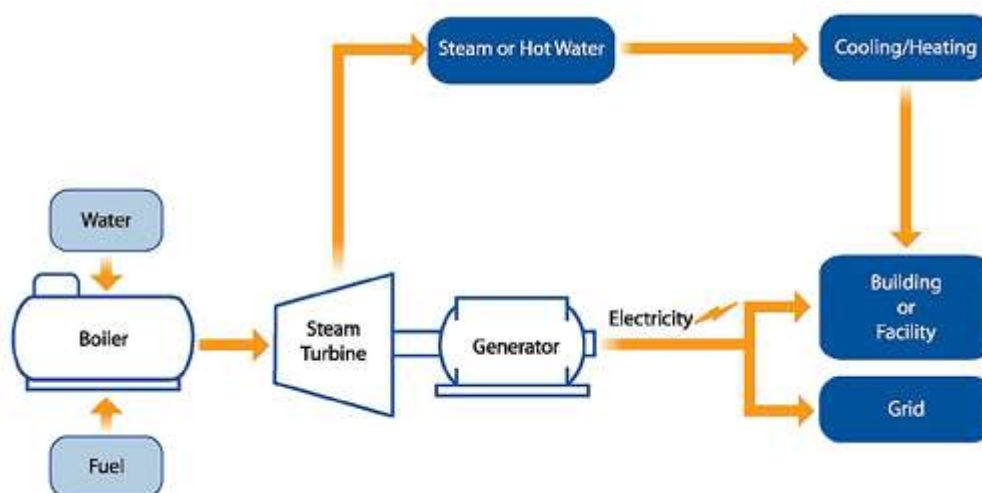


Figura 3 - Sistema de cogeração típico de turbinas a vapor com funcionamento em *bottoming cycle* (fonte: EPA, 2010a).

O sistema de cogeração na figura 3 é típico das turbinas a vapor e neste caso pode se ver que as turbinas a vapor geralmente geram electricidade como subproduto do calor. Estas são tipicamente usadas em unidades industriais onde há a existência de biomassa ou carvão para abastecer a caldeira, sendo este tipo de ciclo menos comum que o *topping cycle*.

3.2. Tecnologias de Cogeração

Neste subcapítulo é feito o estudo das várias tecnologias de cogeração, incluindo as tecnologias emergentes. Para cada tipo de tecnologia será referido as suas características típicas e vantagens e desvantagens. As características serão analisadas individualmente e são provenientes de várias fontes bibliográficas. O catálogo *CHP Technologies* de 2008 proveniente da fonte (EPA, 2008) foi escolhido maioritariamente devido ao facto de ser a fonte mais recente e ser indicada como bibliografia de muitos artigos, incluindo artigos científicos como é o caso do *Combined, heating and power: A review*. No entanto este não inclui grandes dados acerca dos motores de ignição por compressão devido ao facto de estarem a entrar numa fase de desuso devido às suas elevadas emissões de gases de efeito de estufa. Neste caso a fonte escolhida referente às características dos motores de ignição por compressão foi desenvolvida por Rui Castro em 2008.

3.2.1. Turbinas a gás

Turbinas a gás têm uma vasta e longa utilização em aeronáutica sendo recentemente também utilizadas em cogeração devido à sua alta fiabilidade e grande variedade de potência. Estas produzem gases de escape de elevada temperatura podendo gerar vapor de elevada pressão, ou utilizar os gases para aquecimento ou água quente sanitária sendo interessante em instalações com elevada necessidade térmica.

Este tipo de equipamento é caracterizado por uma elevada flexibilidade quanto à utilização de combustíveis podendo usar o gás natural, propano, biogás ou fuelóleo e por um reduzido tempo de paragem e baixo custo de manutenção. Uma das características principais da turbina a gás é a baixa emissão de gases de efeito de estufa, que se deve ao facto de esta queimar combustíveis gasosos que têm baixa emissão de NO_x e CO₂. A turbina a gás também tem desvantagens associadas sendo uma delas relativa às condições do ambiente em que esta opera. O meio ambiente afecta a potência e eficiência desta, sendo estas diminuídas a altas temperaturas. Para além desta, a turbina a gás tem uma eficiência em carga parcial baixa devido à diminuição da temperatura de combustão e as

elevadas temperaturas dos gases de escape levam à necessidade de aquisição de materiais standards de elevado custo (EPA, 2008; Educogen, 2001b; Wang e Wu, 2006).

Características principais:

- **Potência eléctrica:** Os intervalos de potência eléctrica sugeridos podem variar de 0,5 a 250 MW (EPA, 2008), 0,2 – 100MW (Castro, 2008), 0,1 a 100MW (Educogen, 2001b), 3 a 200MW (Baranda, 2010) ou 0,25 a 50MW (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido situa-se entre 0,5 e 250 MW.
- **Rendimento eléctrico:** O rendimento segundo as várias fontes pode variar de 22 a 36% (EPA, 2008), 15 a 35% (Castro, 2008), 25 a 40% (Educogen, 2001b; Baranda, 2010) ou 25 a 42% (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido para o rendimento eléctrico varia de 22 a 36%.
- **Rendimento térmico:** O intervalo usado para o rendimento térmico varia de 40 a 60% (Castro, 2008) e é proveniente da única fonte que refere esta característica. No entanto este pode ser obtido através de uma relação entre o rendimento global e eléctrico, através da sua diferença.
- **Rendimento global:** Segundo as várias fontes consultadas, o rendimento global pode variar de 70 a 75% (EPA, 2008), 60 a 85% (Castro, 2008), 60 a 80% (Educogen, 2001b) ou 65 a 87% (Wang e Wu, 2006). Neste caso a escolha recaiu sobre o intervalo 65 a 87% (Wang e Wu, 2006) uma vez que o assumido pelo catálogo *CHP Technologies* de 2008 parece um pouco baixo e as turbinas a gás podem atingir perto de 90% de rendimento global.
- **Relação Pt/Pe:** Os intervalos sugeridos para esta relação variam entre 0,5 a 2 (EPA, 2008), 1,25 a 2 (Castro, 2008), 1,35 a 2 (Educogen, 2001b) ou 1,25 a 5 (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido para a relação Pt/Pe varia de 0,5 a 2 e é proveniente de (EPA, 2008). É comum que este valor seja superior a 1 uma vez que o rendimento térmico é geralmente superior ao eléctrico.
- **Desempenho em carga parcial:** O desempenho em carga parcial de uma turbina a gás segundo as várias fontes é mau.
- **Custos de investimento:** Os custos de investimento variam entre 750 a 950 €/kW (EPA, 2008), 600 a 800 €/kW (Castro, 2008), 600 a 750€/kW (Baranda, 2010) ou

375 a 800 €/kW (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia de 750 a 950 €/kW.

- **Custos de operação e manutenção:** Os custos de manutenção variam entre 3 a 8 €/MWh (EPA, 2008), 2 a 7 €/MWh (Castro, 2008), 2 a 8 €/MWh (Baranda, 2010) ou 3 a 7 €/MWh (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia de 3 a 8 €/MWh.
- **Disponibilidade:** A disponibilidade de uma tecnologia de turbina a gás varia de 90 a 98% segundo as diversas fontes bibliográficas.
- **Tipo de Combustível:** Os tipos de combustível usados pela turbina a gás são o gás natural, o propano, o biogás e o fuelóleo como indicam as várias fontes bibliográficas.
- **Tempo entre revisões:** O tempo entre revisões varia de acordo com os intervalos 25000 a 50000h (EPA, 2008), ou 30000 a 50000h (Castro, 2008; Baranda, 2010). O escolhido varia de 25000 a 50000h.
- **Tempo de arranque:** O tempo de arranque de uma turbina a gás varia de 10 minutos a 1 hora (EPA, 2008).
- **Pressão de combustível:** O valor de pressão do combustível varia de 7 a 35 bar (EPA, 2008) e é corroborado pelas diferentes fontes.
- **Densidade de potência:** A densidade de potência varia de 20 a 500 kW/m² (EPA, 2008; Castro, 2008).
- **Emissões de NOx:** As emissões de NOx segundo as diversas fontes bibliográficas podem variar entre 0,08 a 0,1 kg/MWh (EPA, 2008); 0,2 a 2 kg/MWh (Castro, 2008), 0,14 a 1,8 kg/MWh (Baranda, 2010) ou 0,3 a 0,5 kg/MWh (Wang, 2006). O intervalo escolhido varia de 0,08 a 0,1 kg/MWh e é um valor bastante plausível devido ao uso de combustíveis limpos.
- **Ruído:** A turbina a gás tem um moderado ruído como indicam as várias fontes bibliográficas.

3.2.2. Turbinas a vapor

As turbinas a vapor são a tecnologia mais comum usada em centrais termoeléctricas sendo usadas também em cogeração. Ao contrário das turbinas a gás e motores alternativos onde o calor é um subproduto da geração de energia eléctrica, neste

caso, estas geram electricidade como um subproduto da geração de calor. A energia produzida numa caldeira é transferida para a turbina através de vapor de alta pressão accionando esta e o gerador de electricidade. Esta separação de funções permite que estas operem com uma grande variedade de combustíveis que vão desde o gás natural, à madeira ou carvão.

Em aplicações de cogeração é extraído vapor a baixa pressão e usado directamente no processo ou aquecimento e água quente.

As turbinas a vapor têm um elevado tempo de vida, conhecendo-se turbinas que estiveram em serviço mais de 50 anos. Estas com a operação e manutenção adequada têm uma elevada fiabilidade, e devido ao seu amplo intervalo de potências é interessante tanto para pequenas aplicações como grandes indústrias. No entanto existem também desvantagens associadas a estas turbinas como é o caso da dificuldade de controlo de emissões de gases de efeito de estufa dos combustíveis queimados na caldeira e uma elevada relação potência térmica e eléctrica. Para além disso, as turbinas a vapor têm um arranque lento, e um elevado custo associado devido à aquisição do equipamento completo. (Wang e Wu, 2006; Educogen, 2001b; EPA, 2008).

Características principais:

- **Potência eléctrica:** Os intervalos de potência eléctrica podem variar de 0,5 a 250 MW (EPA, 2008), 0,5 a 100MW (Castro, 2008), 0,5 a 100MW (Educogen, 2001b), ou 0,05 a 500MW (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido situa-se entre 0,5 e 250 MW.
- **Rendimento eléctrico:** O rendimento eléctrico varia de acordo com os intervalos de 15 a 38% (EPA, 2008), 10 a 40% (Castro, 2008), 14 a 35% (Educogen, 2001b) ou 7 a 20% (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido para o rendimento eléctrico varia de 15 a 38% e é proveniente de (EPA, 2008)
- **Rendimento térmico:** O rendimento térmico varia de 40 a 60% (Castro, 2008) e é proveniente da única fonte que refere esta característica.
- **Rendimento global:** O rendimento global da turbina a vapor pode variar em 80% (EPA, 2008), 60 a 85% (Castro, 2008), 60 a 85% (Educogen, 2001b) ou 60 a 80%

(Wang e Wu, 2006). Neste caso a escolha recaiu sobre o intervalo 60 a 80% (Wang e Wu, 2006) uma vez que o assumido por (EPA, 2008) é considerado fixo.

- **Relação Pt/Pe:** A relação Pt/Pe varia entre 3 a 10 (EPA, 2008) ou 2 a 10 (Castro, 2008; Educogen, 2001b; Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido para a relação Pt/Pe varia de 3 a 10 e é proveniente de (EPA, 2008).
- **Desempenho em carga parcial:** O desempenho em carga parcial pode ser médio (EPA, 2008) ou bom (Castro, 2008). É assumido que o desempenho em carga parcial é médio (EPA, 2008).
- **Custos de investimento:** Estes variam entre 300 a 800 €/kW (EPA, 2008), 700 a 900 €/kW (Castro, 2008) ou 750 a 1500 €/kW (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia de 300 a 800 €/kW.
- **Custos de operação e manutenção:** Os custos de manutenção segundo as várias fontes bibliográficas são os mesmos e aproximam-se de 3 €/MWh (EPA, 2008).
- **Disponibilidade:** A disponibilidade da turbina a vapor varia entre 99% (EPA, 2008; Castro, 2008; Baranda 2010) ou 90 a 95% (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido é de 99%.
- **Tipo de Combustível:** A turbina a vapor usa todos os tipos de combustível.
- **Tempo entre revisões:** O tempo entre revisões é superior a 50000h (EPA, 2008) e é corroborado pelas outras fontes bibliográficas.
- **Tempo de arranque:** O tempo de arranque de uma turbina a vapor varia de 1h a 1 dia (EPA, 2008).
- **Pressão de combustível:** Não existe pressão de combustível na turbina a vapor (EPA, 2008) uma vez que o combustível é utilizado na caldeira.
- **Densidade de potência:** A densidade de potência é superior a 100 kW/m² (EPA, 2008; Castro, 2008).
- **Emissões de NOx:** As emissões de NOx são referidas por combustível por (EPA, 2008) sendo esta a fonte usada. Segundo esta, se o combustível for gás as emissões variam entre 0,2 a 0,4 kg/MWh. Se for madeira ou carvão este variam de 0,41 a 0,64 kg/MWh ou 0,54 a 2,27 kg/MWh respectivamente.
- **Ruído:** A turbina a vapor tem um elevado ruído como indicam as várias fontes bibliográficas.

3.2.3. Motores alternativos

Os motores alternativos mais conhecidos são os motores de ignição por faísca, ou de explosão, e de ignição por compressão. Estes são comumente usados em meios de transporte mas também em sistemas de cogeração nos sectores comerciais ou residenciais. Uma maneira de classificar os motores baseia-se no ciclo de funcionamento usado por estes. O motor de ignição por faísca funciona segundo o ciclo Otto e usa uma mistura de ar e combustível que é comprimida na câmara de combustão, dando-se a ignição por faísca. Por sua vez, o motor de ignição por compressão baseia-se no ciclo Diesel e nestes apenas o ar é comprimido no cilindro sendo o combustível injectado no final do curso de compressão e inflamado espontaneamente devido à alta temperatura de ar comprimido.

Os motores de ignição por faísca utilizam geralmente como combustível o gás natural, mas no entanto, biogás ou propano pode também ser usado. Já o motor de ignição por compressão usa diesel, fuelóleo ou outros produtos petrolíferos.

Os motores alternativos para além de um arranque rápido e boa fiabilidade têm uma alta eficiência em carga parcial permitindo uma grande gama de aplicações.

Apesar de ser uma tecnologia muito madura, estes têm algumas desvantagens associadas como é o caso da alta vibração e ruído, elevados custos de manutenção ou dificuldade de utilização de calor a várias temperaturas, sendo mesmo limitado a cogeração a baixas temperaturas. Nestes, o calor é usado para água quente e vapor de baixa pressão e é proveniente dos gases de escape e sistemas de refrigeração e lubrificação.

Para além disto, os motores alternativos são responsáveis por uma emissão de gases de efeito de estufa relativamente elevada, principalmente proveniente dos motores de ignição por compressão, estando estes a entrar em desuso. (EPA, 2008; Wang e Wu, 2006; Cogen Portugal, 2009; Educogen, 2001b).

3.2.3.1. Motores de ignição por compressão

Características principais:

- **Potência eléctrica:** Os intervalos de potência eléctrica sugeridos podem variar de 0,015 a 30MW (Castro, 2008), 0,05 a 5MW (Baranda, 2010) ou 0,005 a 20MW (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia entre 0,015 e 30MW.
- **Rendimento eléctrico:** O rendimento eléctrico pode variar de 25 a 45% (Castro, 2008), 30 a 50% (Baranda, 2010) ou 35 a 45% (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido para o rendimento eléctrico varia de 22 a 36%.
- **Rendimento térmico:** O intervalo usado para o rendimento térmico varia de 40 a 60% (Castro, 2008).
- **Rendimento global:** Segundo as várias fontes consultadas este pode variar de 70 a 85% (Castro, 2008) ou 65 a 90% (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia de 70 a 85%.
- **Relação Pt/Pe:** Os intervalos sugeridos para esta relação, variam de 0,4 a 1,7 (Castro, 2008), ou 0,4 a 1,25 (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido para a relação Pt/Pe varia de 0,4 a 1,7.
- **Desempenho em carga parcial:** O desempenho em carga parcial de um motor de ignição por compressão segundo as várias fontes é bom.
- **Custos de investimento:** Os custos de investimento variam entre 700 a 1400 €/kW (Castro, 2008), 600 a 1200 €/kW (Baranda, 2010) ou 250 a 800 €/kW (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia de 700 a 1400 €/kW.
- **Custos de operação e manutenção:** Os custos de manutenção variam entre 6 a 12 €/MWh (Castro, 2008), 4 a 8 €/MWh (Baranda, 2010) ou 3 €/MWh (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia de 6 a 12 €/MWh para o custo de manutenção e operação.
- **Disponibilidade:** A disponibilidade pode variar de 92 a 97% (Castro, 2008), 90 a 95% (Baranda, 2010) ou 95% (Wang e Wu, 2006). A escolha recaiu sobre o intervalo de disponibilidade 92 a 97%.
- **Tipo de Combustível:** Os tipos de combustível usados pelos motores de ignição por compressão são o diesel e óleo residual (Castro, 2008; Baranda, 2010) ou gás

natural, propano, biogás e fuelóleo (Wang e Wu, 2006). A escolha feita recai sobre a primeira fonte referida.

- **Tempo entre revisões:** O tempo entre revisões varia de acordo com os intervalos 25000 a 30000h segundo as várias fontes bibliográficas.
- **Tempo de arranque:** O tempo de arranque é de cerca de 10 segundos. (Castro, 2008; Baranda, 2010)
- **Pressão de combustível:** O valor de pressão do combustível é menor que 35 bar segundo (Castro, 2008) e (Baranda, 2010).
- **Densidade de potência:** A densidade de potência varia de 35 a 50 kW/m² segundo (Castro, 2008).
- **Emissões de NOx:** As emissões de NOx segundo as diversas fontes bibliográficas podem variar entre 1 a 14 kg/MWh (Castro, 2008), 1,4 a 16 kg/MWh (Baranda, 2010) ou 10 kg/MWh (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia de 1 a 14 kg/MWh e é proveniente de (Castro, 2008)
- **Ruído:** Os motores de ignição por compressão têm um elevado ruído segundo indicam as várias fontes bibliográficas.

3.2.3.2. Motores de ignição por faísca

Características principais:

- **Potência eléctrica:** Segundo as várias fontes, a potência eléctrica pode variar de 0,05 a 5 MW (EPA, 2008; Castro, 2008; Baranda, 2010) ou 0,003 a 6MW (Wang e Wu, 2006). O intervalo varia de 0,05 a 5MW.
- **Rendimento eléctrico:** O rendimento segundo as várias fontes pode variar de 22 a 40% (EPA, 2008; Castro, 2008), 25 a 45% (Baranda, 2010) ou 25 a 43% (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido para o rendimento eléctrico varia de 22 a 40%.
- **Rendimento térmico:** O intervalo usado para o rendimento térmico varia de 40 a 60% (Castro, 2008).
- **Rendimento global:** Segundo as várias fontes consultadas este pode variar de 70 a 80% (EPA, 2008; Castro, 2008), ou 70 a 92% (Wang e Wu, 2006). Neste caso a escolha recaiu sobre o intervalo 70 a 80%.

- **Relação Pt/Pe:** Os intervalos sugeridos para esta relação, variam de 0,5 a 2 (EPA, 2008), 0,4 a 1,7 (Castro, 2008) ou 1,4 a 2 (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido para a relação Pt/Pe varia de 0,5 a 2 e é proveniente de (EPA, 2008)
- **Desempenho em carga parcial:** O desempenho em carga parcial de um motor de ignição por faísca é médio (EPA, 2008; Castro, 2008) ou bom (Wang e Wu, 2006). Numa questão de coerência e fiabilidade é usado o valor proveniente de (EPA, 2008).
- **Custos de investimento:** Estes variam entre 800 a 1600 €/kW (EPA, 2008), 700 a 1400 €/kW (Castro, 2008), 600 a 1200€/kW (Baranda, 2010) ou 600 a 1200€/kW (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia de 800 a 1600 €/kW.
- **Custos de operação e manutenção:** Os custos de manutenção variam entre 6,5 a 16 €/MWh (EPA, 2008), 7 a 15 €/MWh (Castro, 2008), 5 a 12 €/MWh (Baranda, 2010; Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia de 6,5 a 16 €/MWh.
- **Disponibilidade:** A disponibilidade do motor de ignição por faísca varia de 92 a 97% segundo as diversas fontes bibliográficas.
- **Tipo de Combustível:** Os tipos de combustível usados pelos motores de ignição por faísca são o gás natural, o propano e o biogás como indicam as várias fontes bibliográficas.
- **Tempo entre revisões:** O tempo entre revisões varia de acordo com os intervalos 25000 a 50000h (EPA, 2008), ou 24000 a 60000h (Castro, 2008; Baranda, 2010). O escolhido varia de 25000 a 50000h.
- **Tempo de arranque:** O tempo de arranque do motor de ignição por faísca é de cerca de 10 segundos como confirmam as várias fontes bibliográficas.
- **Pressão de combustível:** O valor de pressão do combustível varia de 0,07 a 3,2 bar (EPA, 2008) e é corroborado pelas diferentes fontes.
- **Densidade de potência:** A densidade de potência varia de 35 a 50 kW/m² (EPA, 2008; Castro, 2008).
- **Emissões de NOx:** As emissões de NOx segundo as diversas fontes bibliográficas podem variar entre 0,03 a 0,36 kg/MWh (EPA, 2008); 0,5 kg/MWh (Castro, 2008), 1 a 13 kg/MWh (Baranda, 2010) ou 0,2 a 1 kg/MWh (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia de 0,03 a 0,36 kg/MWh..

- **Ruído:** O motor de ignição por faísca tem um elevado ruído como indicam as várias fontes bibliográficas.

3.2.4. Microturbinas

As microturbinas podem ser usadas apenas na produção de energia eléctrica ou em cogeração para gamas de baixa potência.

Estas são principalmente alimentadas a gás natural, mas, no entanto, também podem usar gasolina, diesel ou até biogás.

As microturbinas são ideais para aplicações de produção de energia distribuída devido à sua flexibilidade nos métodos de conexão, e capacidade de se juntarem em paralelo para suprir necessidades maiores. Para além disso ainda têm a capacidade de fornecer energia estável e confiável e baixas emissões de gases de efeito de estufa. As suas principais desvantagens são os elevados custos, baixa eficiência eléctrica e sensibilidade a condições ambientais.

As microturbinas podem ser usadas como recurso energético para todo o tipo de instalações e o calor produzido pode ser usado para água quente, aquecimento ou vapor de baixa pressão (Wang e Wu, 2006; EPA, 2008; Educogen, 2001b).

Características principais:

- **Potência eléctrica:** Os intervalos de potência eléctrica sugeridos podem variar de 0,03 a 0,25 MW (EPA, 2008), 0,03 – 0,35MW (Castro, 2008), 0,025 a 25MW (Baranda, 2010) ou 0,015 a 0,3MW (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido situa-se entre 0,03 e 0,25 MW.
- **Rendimento eléctrico:** O rendimento segundo as várias fontes pode variar de 18 a 27% (EPA, 2008; Castro, 2008), 20 a 30% (Baranda, 2010) ou 15 a 30% (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido para o rendimento eléctrico varia de 18 a 27%.
- **Rendimento térmico:** O intervalo usado para o rendimento térmico varia de 40 a 60% (Castro, 2008).
- **Rendimento global:** Segundo as várias fontes consultadas este pode variar de 50 a 70% (EPA, 2008), 55 a 75% (Castro, 2008) ou 60 a 85% (Wang e Wu, 2006).

Neste caso a escolha recaiu sobre o intervalo 50 a 70% (EPA, 2008). Com esta é uma tecnologia emergente o valor de rendimento não deve ser muito elevado.

- **Relação Pt/Pe:** Os intervalos sugeridos para esta relação, variam de 1,4 a 2,5 (EPA, 2008), 1 a 2,5 (Castro, 2008) ou 0,6 a 0,9 (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido para a relação Pt/Pe varia de 1,4 a 2,5. e é proveniente de (EPA, 2008).
- **Desempenho em carga parcial:** O desempenho em carga parcial de uma microturbina segundo as várias fontes é médio.
- **Custos de investimento:** Os custos de investimento variam entre 1750 a 2200 €/kW (EPA, 2008), 1300 a 2500 €/kW (Castro, 2008), 400 a 1000€/kW (Baranda, 2010) ou 700 a 1200 €/kW (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia de 1750 a 2200 €/kW.
- **Custos de operação e manutenção:** Os custos de manutenção variam entre 8 a 18 €/MWh (EPA, 2008), 10 €/MWh (Castro, 2008), 1,5 a 8 €/MWh (Baranda, 2010) ou 7 a 15 €/MWh (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia de 8 a 18 €/MWh.
- **Disponibilidade:** A disponibilidade de uma microturbina varia de 90 a 98% segundo as diversas fontes bibliográficas.
- **Tipo de Combustível:** Os tipos de combustível usados pela microturbina são o gás natural, o propano, o biogás e o fuelóleo como indicam as várias fontes bibliográficas.
- **Tempo entre revisões:** O tempo entre revisões varia de acordo com os intervalos 20000 a 40000h (EPA, 2008), ou 5000 a 40000h (Castro, 2008; Baranda, 2010). O escolhido varia de 20000 a 40000h.
- **Tempo de arranque:** O tempo de arranque de uma microturbina é de cerca de 1 minuto.
- **Pressão de combustível:** O valor de pressão do combustível varia entre 3,45 a 5,5 bar (EPA, 2008), 3 a 7 bar (Castro, 2008) ou 2,8 a 6,9 (Baranda, 2010). O valor escolhido varia de 3,45 a 5,5 bares.
- **Densidade de potência:** A densidade de potência varia de 5 a 70 kW/m² (EPA, 2008; Castro, 2008).
- **Emissões de NOx:** As emissões de NOx segundo as diversas fontes bibliográficas podem variar entre 0,036 a 0,09 kg/MWh (EPA, 2008); 0,07 kg/MWh (Castro,

2008), 0,18 a 1 kg/MWh (Baranda, 2010) ou 0,1 kg/MWh (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia de 0,036 a 0,09 kg/MWh

- **Ruído:** A microturbina tem um moderado ruído como indicam as várias fontes bibliográficas.

3.2.5. Pilhas de combustível

As pilhas de combustível são produtores de energia silenciosos e sem partes móveis que usam hidrogénio e oxigénio para produzir electricidade e calor através de um processo electroquímico. O hidrogénio pode ser obtido a partir de gás natural, propano, metanol ou outros combustíveis de hidrocarbonetos, mas, no entanto, estes requerem processamento.

Em aplicações de cogeração, o calor é geralmente recuperado na forma de água quente ou vapor de alta e baixa pressão.

Geralmente, as pilhas de combustível mostram alta eficiência para todo o tipo de carga e baixas emissões. Como o combustível não é queimado, mas reage electroquimicamente não há praticamente poluição de ar associada.

No entanto as pilhas de combustível têm associadas a si algumas desvantagens relacionadas com os custos elevados, baixa densidade de potência e fiabilidade e durabilidade incerta. Existem vários tipos de pilhas de combustível e a suas características estão na tabela 5 (EPA, 2008; Educogen, 2001b; Wang e Wu, 2006; CEEETA, 2001).

Tabela 5 - Tipos de pilhas de combustível e suas características (fonte: CEEETA, 2001).

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

Características principais:

- **Potência eléctrica:** Esta pode variar de 0,05 a 2 MW (EPA, 2008), 0,01 a 0,25MW (Castro, 2008), 0,04 a 50 (Educogen, 2001b), 0,2 a 2MW (Baranda, 2010) ou 0,005 a 2MW (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido situa-se entre 0,05 e 2 MW.
- **Rendimento eléctrico:** O rendimento eléctrico pode variar de 30 a 63% (EPA, 2008), 35 a 40% (Castro, 2008), 37 a 45% (Educogen, 2001b), 40 a 70% (Baranda, 2010) ou 37 a 60% (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido para o rendimento eléctrico varia de 30 a 63%. Este valor elevado deve-se à não ocorrência de combustão.
- **Rendimento térmico:** O intervalo usado para o rendimento térmico varia de 20 a 50% (Castro, 2008).
- **Rendimento global:** Segundo as várias fontes consultadas, o rendimento global pode variar de 55 a 80% (EPA, 2008), 55 a 90% (Castro, 2008), 85 a 90% (Educogen, 2001b; Wang e Wu, 2006). Neste caso a escolha recaiu sobre o intervalo 55 a 80% (EPA, 2008).
- **Relação Pt/Pe:** Os intervalos sugeridos para esta relação, variam de 0,5 a 1 (EPA, 2008), 1,1 (Castro, 2008), 1 a 1,25 (Educogen, 2001b) ou 0,9 a 1,25 (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia de 0,5 a 1 e é proveniente de (EPA, 2008).
- **Desempenho em carga parcial:** O desempenho em carga parcial de uma pilha segundo as várias fontes é bom (EPA, 2008) ou muito bom (Castro, 2008). A escolha recaiu sobre o primeiro.

- **Custos de investimento:** Os custos de investimento variam entre 3500 a 4800 €/kW (EPA, 2008), superior a 2500 €/kW (Castro, 2008), superior a 2000 €/kW (Baranda, 2010) ou 1800 a 2600 €/KW (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia de 3500 a 4800 €/KW.
- **Custos de operação e manutenção:** Os custos de manutenção variam entre 23 a 28 €/MWh (EPA, 2008), 2 a 12 €/MWh (Castro, 2008; Baranda, 2010) ou 5 a 37 €/MWh (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido varia de 23 a 28 €/MWh.
- **Disponibilidade:** A disponibilidade de uma pilha é superior a 95% segundo as diversas fontes bibliográficas.
- **Tipo de Combustível:** Os tipos de combustível usados pelas pilhas são o gás natural, o propano, o hidrogénio e metanol como as fontes bibliográficas indicam.
- **Tempo entre revisões:** O tempo entre revisões segundo as fontes bibliográficas varia de acordo com os intervalos 32000 a 64000h (EPA, 2008), ou 10000 a 40000h (Castro, 2008; Baranda, 2010). O escolhido varia de 32000 a 64000h.
- **Tempo de arranque:** O tempo de arranque de uma pilha varia de 3h a 2 dias.
- **Pressão de combustível:** O valor de pressão do combustível varia entre 0,03 a 3,2 bar (EPA, 2008) e é corroborado pelas outras fontes.
- **Densidade de potência:** A densidade de potência varia de 5 a 20 kW/m² (EPA, 2008; Castro, 2008).
- **Emissões de NOx:** As emissões de NOx segundo as diversas fontes bibliográficas podem variar entre 0,005 a 0,007 kg/MWh (EPA, 2008); 0,01 kg/MWh (Castro, 2008), inferior a 0,009 kg/MWh (Baranda, 2010) ou 0,005 a 0,01 kg/MWh (Wang e Wu, 2006). O intervalo escolhido é proveniente de (EPA, 2008) e varia de 0,005 a 0,007 kg/MWh.
- **Ruído:** A pilha de combustível tem um moderado ruído como indicam as várias fontes bibliográficas.

4. ANÁLISE DE SIMULADORES DE SCREENING

4.1. Lista de programas e parâmetros analisados

Nesta fase foram analisados vários programas de *screening* e estudadas suas características principais de modo a poder determinar as vantagens e desvantagens de cada tipo de simulador.

Como já referido na introdução os simuladores de *screening* são softwares que servem para ajudar a projectar um sistema de cogeração para diversas instalações. Estes devem ser responsáveis por uma análise económica, técnica e se possível de emissões de gases de efeito de estufa.

Os simuladores devem abranger parâmetros como o tipo de combustível e tecnologias usadas em cogeração, necessidades térmicas e eléctricas, ou custos e disponibilidade dos vários sistemas. A análise económica deverá referir dados como o investimento necessário, margem bruta ou *payback*.

Apesar de existirem vários programas de *screening* disponíveis na *internet* a maior parte desses programas é paga e não tem versões de teste. Assim sendo, neste trabalho foram analisados os seguintes programas, todos eles *freeware*:

- Simulador do Cogrador (disponível em: Cogen Portugal, 2011);
- EasyCogen (disponível em: Cogen Challenge, 2011);
- RETScreen (disponível em: NRCAN, 2011);
- BCHP Screening tool (disponível em: ORNL, 2011).

4.2. Estudo dos simuladores

4.2.1. Simulador do Cogrador

O Simulador do Cogrador (Cogen Portugal, 2011) foi desenvolvido pela Cogen Portugal e tem como principal objectivo estudar a viabilidade económica de um sistema de cogeração. Este *software* permite o estudo da rentabilidade de um sistema de cogeração a partir dos seguintes parâmetros:

- Potência eléctrica e período de funcionamento anual;
- Rendimento eléctrico e global;
- Tipo, custo e poder calorífico do combustível;
- Custos de investimento, fixos e variáveis da central de cogeração.

Através destes dados de entrada obtêm-se com este *software* os seguintes resultados:

- Consumo de combustível;
- Produção de energia térmica da central;
- Custos totais de exploração e proveitos com venda de energia eléctrica e produção de energia térmica;
- REE, Margem bruta de exploração e balanço;
- *Payback* e taxa interna de retorno (TIR).




Figura 4 - Interface do *software* Simulador do Cogrador (fonte: Cogen Portugal, 2011).

Este simulador tem a vantagem de ser o único adaptado à legislação portuguesa, mas, no entanto, o cálculo de remuneração e rendimento eléctrico equivalente faz-se baseado no Decreto-Lei nº 538/99 com as modificações introduzidas pelo Decreto-Lei nº 313/01 e suas Portarias 57, 58, 59 e 60 de 2002.

Com o lançamento do Decreto-Lei nº 23/2010 novas regras aplicáveis à cogeração entraram em vigor e o Decreto-Lei nº 538/99 foi revogado. Segundo o Decreto-Lei nº 23/2010 já não é necessário calcular o rendimento eléctrico equivalente, mas, no entanto, tem que se apresentar um cálculo de poupança de energia primária e fracção de energia renovável.

Como as portarias associadas ao Decreto-Lei nº 23/2010 ainda não foram lançadas, as portarias de 2002 apesar de serem função de decretos que foram revogados, ainda são as que se encontram em vigor.

Este *software* tem ainda a desvantagem de não entrar em conta com dados como as necessidades térmica e eléctrica nem com o tipo de tecnologia de cogeração. É fornecida apenas uma potência eléctrica já assumindo que sabemos a capacidade eléctrica que necessitamos e a tecnologia que a permite colmatar.

Algo que este simulador não refere e que poderia ser interessante incluir é uma análise de emissões de gases de efeito de estufa.

4.2.2. EasyCogen

O simulador EasyCogen (Cogen challenge, 2011) foi desenvolvido no âmbito da campanha Europeia Cogen challenge sobre o desenvolvimento de projectos de cogeração de baixa potência financiada pelo Programa de Energia Inteligente da União Europeia. O EasyCogen é uma ferramenta de *software* simples que faz um cálculo da dimensão e rentabilidade da central de cogeração.

Para o uso desta ferramenta deve-se começar por definir vários parâmetros:

- Localização do projecto;
- Tipo e consumo de combustível anual;
- Necessidades térmicas a colmatar e escolha de perfil térmico;
- Escolha da tecnologia de cogeração.

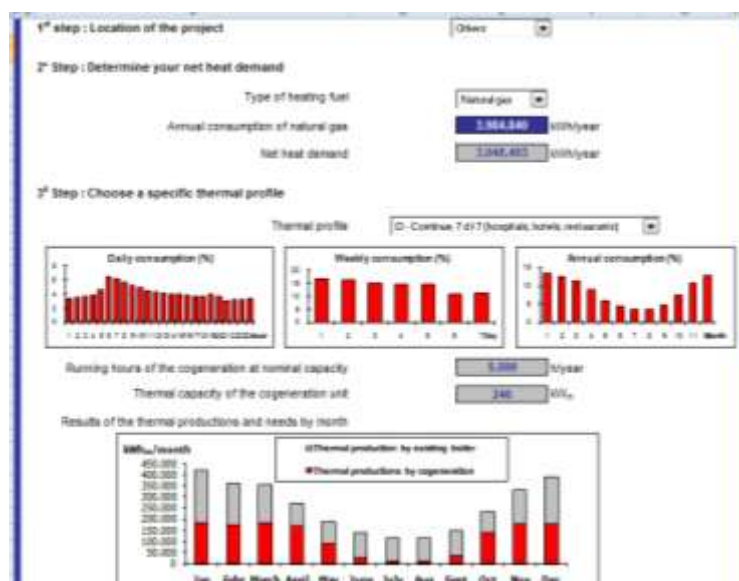


Figura 5 - Interface do software EasyCogen (fonte: Cogenchallenge, 2011)

A partir desses parâmetros, já se pode passar a um estudo de viabilidade do sistema de cogeração que permite obter os seguintes resultados:

- Proveitos com a produção energia eléctrica, a partir de factores como o consumo e produção de energia eléctrica, custo anual de electricidade ou percentagem consumida e vendida à rede;
- Proveitos com a produção de calor, a partir de custos anuais de combustível e a quantidade produzida de energia térmica;
- Custos com a cogeração onde se entra em conta com factores como o consumo e custo de combustível anual da cogeração e despesas com manutenção;
- Balanço final, obtido pela soma dos proveitos e subtracção das despesas e o *payback*.

Este sistema é interessante porque tem pré-definido uma série de perfis de funcionamento e de consumo de energia térmica que permite obter uma potência térmica e as horas de funcionamento anual da instalação mas, no entanto, os dados relativos aos tipos de combustível e tecnologia são mínimos. Como combustíveis apenas são considerados o gás natural e óleo e como tecnologias é apenas considerado os motores alternativos de combustão interna. Para além disso não entra em conta com as emissões atmosféricas nem está enquadrado com a legislação portuguesa.

4.2.3. RETScreen

O RETScreen (NRCAN, 2011) foi desenvolvido pelo Ministério de Recursos Naturais do Canadá e permite uma análise de projectos de energia limpa, englobando projectos de acordo com o tipo de produção desejada (produção de calor, frio e electricidade). Esses projectos podem ser de cogeração, de sistemas fotovoltaicos, hidroeléctricos, energia eólica, de calor a biomassa entre outros.

O objectivo deste *software* é fazer uma análise técnica e financeira e ainda uma análise das emissões dos gases de efeito de estufa.

O RETScreen calcula as curvas de necessidades energéticas e seus consumos e ainda a energia fornecida e consumida para várias combinações de calor, refrigeração e/ou electricidade, utilizando dados mínimos de entrada.

Alguns desses dados são:

- Tipo e localização do projecto com dados climáticos referentes a esse local;
- Carga térmica e eléctrica mensal;
- Tipo e preço de combustível;
- Tipo de tecnologia de cogeração;
- Características principais dos equipamentos.

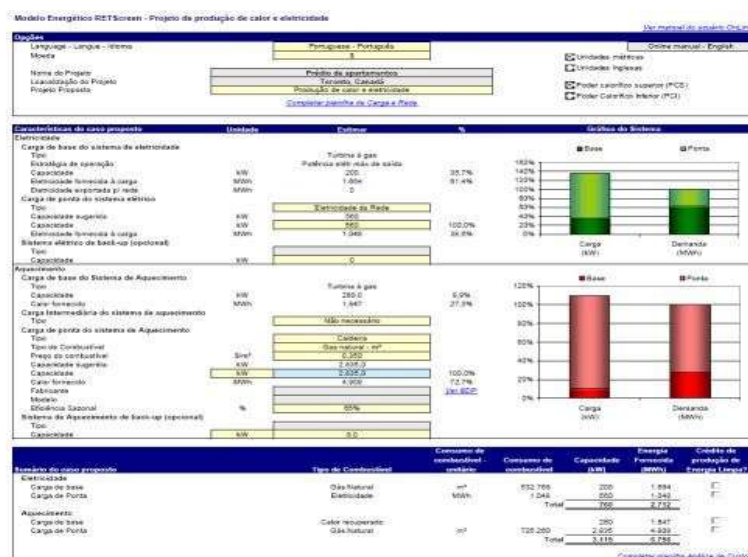


Figura 6 - Interface do software RETScreen (fonte: NRCAN, 2011).

Na análise financeira deste software obtêm – se dados como o TIR, *payback* e receita anual, enquanto que na análise de emissões obtém-se a redução anual líquida de emissões de GEE e a receita obtida com essa redução.

Este simulador é o mais aprofundado sendo o grande número de combustíveis e tecnologias que este refere, e o cálculo das necessidades térmicas e eléctricas muito interessantes. No entanto, este não fornece indicações sobre que escolhas tomar e não está enquadrado com a legislação portuguesa que é o nosso objectivo. Para além disto, este não é de grande simplicidade sendo difícil de usar por qualquer utilizador.

4.2.4. BCHP Screening tool

O BCHP Screening tool (ORNL, 2011) foi desenvolvido pelo OAK RIDGE National Laboratory (ORNL) e é responsável pela avaliação de sistemas de cogeração em edifícios comerciais. Como base de dados este *software* entra em conta com:

- Descrição de tipo de edifícios comerciais;
- Tipo de equipamentos de climatização;
- Dados sobre geradores eléctricos;
- Taxas referentes à utilização de electricidade e gás.

Parameters	Units	A	B
INPUT			
1. Scenario Description			
a. Descriptive Summary		Baseline hospital with utility power	Peak shaving CHP backing thermal loads
2. Building Description			
a. Building Type		Hospital	Hospital
b. Location		Brwn Chicago 41 80 BT 9	Brwn Chicago 41 80 BT 9
c. Length of Building	feet	208	208
d. Width of Building	feet	248	248
e. Number of Floors		6	6
f. Restaurant Present		No	No
g. Store Height	feet	12	12
h. Building Rotation	degrees	0	0
i. Peak Date Shift		Annual Peak Cooling Day	Annual Peak Cooling Day
3. Utility Selection			
a. Gas System Allocation	MUSDA	--	--
b. Gas Allocation	MUSDA	--	--
c. Engine-Driven Chiller	MUSDA	--	--
d. Cooling Tower	MUSDA	--	--
e. Demand	NO	--	--
f. Boiler	NO	--	--
g. Load Elec Chiller	NO	--	--
h. Load Elec Chiller	NO	--	--
i. Load Steam Allocation	NO	--	--
j. Gas System Allocation	NO	--	--
k. Gas Allocation	NO	--	--
l. Engine-Driven Chiller	NO	--	--
m. Cooling Tower	NO	--	--
n. Generator	NO	--	--
RESULT			
2. Annual Hours			
a. Cooling Hours	Hours	--	--
b. Heating Hours	Hours	--	--

Figura 7 - Interface do software BCHP Screening tool (fonte: ORNL, 2011)

Como resultados de cálculo neste *software* temos:

- Consumo combustível e electricidade anual;
- Perfis de uso e de necessidade de electricidade e combustível mensal;
- Diagramas de cargas de energia (aquecimento, arrefecimento e electricidade);
- Análise financeira e de emissões de GEE.

Tal como o RETScreen, a análise realizada é muito interessante, no entanto, este apenas aborda edifícios comerciais que não é o nosso interesse principal uma vez que o estudo feito enquadra também processos industriais. Para além disto, este não fornece informações sobre que escolhas tomar e não é caracterizado pela simplicidade, sendo difícil de usar por qualquer utilizador.

5. DESCRIÇÃO DO ALGORITMO DE CÁLCULO

5.1. Ideia base

A ideia principal na base do desenvolvimento do simulador foi a de produzir uma ferramenta de apoio ao pré-projecto de sistemas de cogeração, e adaptação à realidade portuguesa, que permitisse realizar uma análise técnica e económica dos sistemas de cogeração, cumprindo com objectivos de uma simplicidade e facilidade de utilização.

Esta simplicidade passa pelo fornecimento de informação acerca de que passos seguir ao longo do projecto e que escolhas fazer nomeadamente, em relação ao tipo de tecnologias e aos seus dados característicos, incluindo a relação entre a potência térmica e eléctrica, rendimentos ou custos de investimento e manutenção.

De modo a facilitar o seu uso, este programa está organizado numa sequência lógica, onde se começa por referir dados relacionados com a empresa, especialmente o tempo de funcionamento anual, passando-se depois a um cálculo de necessidades térmicas e eléctricas a partir de dados que facilmente se podem obter, a partir das facturas de energia mensais.

Com o cálculo das necessidades realizado, prossegue-se a análise com a escolha da tecnologia de cogeração para colmatar essas necessidades sendo que essa selecção beneficia de um conjunto de informação com as características principais de cada tipo de *prime mover* fornecido pelo programa que, em função da tecnologia seleccionada, pré-preenche uma série de dados necessários à prossecução da análise.

A partir destes, este *software* calcula automaticamente os proveitos e custos associados à produção de energia térmica e eléctrica em cogeração.

Por fim, é então estudada a rentabilidade do sistema, onde, a partir do investimento, proveitos e custos da cogeração, é feito um balanço e obtido um *payback*.

As várias fases do simulador serão descritas aprofundadamente e todos os cálculos serão explicitados no subcapítulo seguinte. Nesta fase será adoptada uma simbologia própria, com excepção dos símbolos já provenientes do capítulo 2.

5.2. Fases do programa

1ª fase – Dados de projecto



The screenshot shows a window titled 'SMARTCOGEN' with a sub-header 'Dados do Projecto'. The interface contains several input fields and dropdown menus arranged in two columns. The left column includes: 'Nome da Empresa' (text input), 'Localização da Empresa' (text input), 'Tipo de Empresa' (text input), 'Tipo de Projecto' (dropdown menu with 'Cogeração' selected), and 'Número de análises' (dropdown menu with '11' selected). The right column includes: 'Início de horário laboral (h)' (dropdown menu with '7' selected), 'Fim de horário laboral (h)' (dropdown menu with '14' selected), 'Tempo de funcionamento diário (h)' (text input with '7'), 'Número de dias semanais' (dropdown menu with '2' selected), 'Número de semanas anuais' (dropdown menu with '18' selected), and 'Tempo de funcionamento anual (h)' (text input with '225'). A button labeled 'Avançar' is located at the bottom right of the form.

Figura 8 - Interface dos dados de projecto do software SmartCogen.

A primeira fase do programa consiste no preenchimento de dados do projecto, sendo nesta fase referenciados dados da empresa, como o nome, localização ou tempo de funcionamento anual. O tempo de funcionamento é obtido através da selecção do horário diário, número de dias de trabalho semanal e número de semanas de trabalho por ano, através da expressão 18.

$$TF_a = TF_d \times N_{dias} \times N_{semanas} \quad (18)$$

Na expressão 18, TF_a é o tempo de funcionamento anual em horas; TF_d é o tempo de funcionamento diário em horas e N_{dias} e $N_{semanas}$ são o número de dias de trabalho por semana e o número de semanas de trabalho por ano respectivamente. O tempo de funcionamento anual será responsável pela distribuição da modulação tarifária que será apresentada mais à frente neste subcapítulo.

2ª fase – Cálculo das necessidades térmicas



Figura 9 - Interface das necessidades térmicas do software SmartCogen.

O cálculo das necessidades térmicas é feito a partir de dados associados ao combustível que uma determinada instalação pode usar. Nesta fase deve-se começar por escolher o tipo de combustível, sendo os vários combustíveis que o programa inclui representados na tabela 6. Para o cálculo das necessidades térmicas e preços associados basta preencher os dados referentes ao consumo e custo mensal do combustível e o rendimento de produção térmica alternativa, sendo todos os outros dados preenchidos automaticamente. A partir dos dados relativos ao consumo e custo de combustível usados na instalação a nível mensal, este *software* obtém um consumo e custo anual do combustível utilizado, sendo através da relação expressa pela equação 19 que se obtém o preço médio do combustível.

$$p_c = \frac{C_c}{Consumo_c} \tag{19}$$

Na expressão 19, p_c é o preço médio de combustível expresso em €/m³, €/kg ou €/l de acordo com o tipo de combustível; $Consumo_c$ é o consumo de combustível anual expresso em m³, kg ou l e C_c é o custo anual do combustível em euros.

Usando os valores de PCI da tabela 6 correspondente a cada tipo de combustível, um consumo e preço médio anual em kWh é obtido a partir das expressões 20 e 21 respectivamente.

$$p_{ckWh} = \frac{p_c}{PCI} \quad (20)$$

$$Consumo_{ckWh} = Consumo_c \times PCI \quad (21)$$

Nas expressões 20 e 21, p_{ckWh} é o preço médio do combustível em €/kWh; PCI é o poder calorífico inferior e é expresso de acordo com as unidades da tabela 6 e $Consumo_{ckWh}$ é o consumo de combustível anual expresso em kWh.

Com o consumo anual e o rendimento de produção térmica alternativa, o cálculo das necessidades térmicas é finalmente feito através da expressão 22.

$$H_{CHP} = Consumo_{ckWh} \times \eta_{ta} \quad (22)$$

Na expressão 22, H_{CHP} representa as necessidades térmicas ou quantidade de energia térmica produzida em kWh e η_{ta} o rendimento de produção térmica alternativa.

Tabela 6 - Valores de PCI dos vários tipos de combustível (fonte: Despacho nº 17313/2008; Guilherme, A).

Combustível	Biogás	Biomassa	Gás natural	Gasóleo	Metanol	Óleo	Propano
PCI	6,4	4	10,5	13,9	5,85	11,1	12,86
Unidade	kWh/m ³	kWh/kg	kWh/m ³	kWh/l	kWh/kg	kWh/kg	kWh/kg

3ª fase – Cálculo das necessidades eléctricas



Figura 10 - Interface das necessidades de energia eléctrica do software SmartCogen.

Como se pode ver na figura 10, a partir de dados mínimos de entrada de custos e consumos de energia eléctrica mensal pode-se obter as necessidades e preços de electricidade. O cálculo de necessidades eléctricas é feito a partir da soma dos consumos mensais de energia eléctrica e obtido automaticamente pelo software. Este consumo anual de electricidade representa as necessidades de energia eléctrica da instalação no ano expresso em kWh. O preço médio de electricidade é obtido pela relação entre o consumo e custo anual de electricidade de acordo com a expressão 23.

$$p_{elec} = \frac{C_{elec}}{Consumo_{elec}} \tag{23}$$

Na expressão 23, p_{elec} representa o preço médio de electricidade em €/kWh; $Consumo_{elec}$ representa o consumo eléctrico anual em kWh e C_{elec} o custo de electricidade anual expresso em euros.

A modulação tarifária presente nesta fase é função do tempo de funcionamento anual e varia de acordo com o tipo de ciclo e tarifa. Os dados para a obtenção desta modulação são provenientes da página da Web Energias de Portugal (EDP) e estão no

anexo A. Esta será usada para o cálculo dos proveitos de energia eléctrica, separando horas de vazio, super vazio, ponta e a cheio.

4ª fase – Escolha de tecnologia e dados típicos



Figura 11 - Interface da escolha de tecnologia do software SmartCogen.

Nesta fase, é feita a escolha da tecnologia tendo em conta os seus dados típicos, a partir de uma potência que permita colmatar as necessidades térmicas. A escolha recai sobre a parte térmica, uma vez que normalmente as necessidades térmicas são superiores às eléctricas e os sistemas de cogeração devem ser dimensionados para suprir essas necessidades primeiramente. A potência térmica é calculada de acordo com a expressão 24 onde P_{term} é a potência térmica expressa em kW.

$$P_{term} = \frac{H_{CHP}}{TF_a} \quad (24)$$

Como se pode ver na figura 11, uma das vantagens deste software é a existência de informação sobre os intervalos de variação dos valores dos parâmetros

característicos de cada tecnologia de *prime mover*. Apoiado por esta informação é pedido ao utilizador que no passo seguinte escolha a relação entre a potência térmica e eléctrica.

A partir da potência térmica e sabendo a relação entre as potências, a potência eléctrica é obtida, através da expressão 25:

$$P_{elec} = \frac{P_{term}}{\frac{R_{Pt}}{P_e}} \quad (25)$$

Na expressão 25, P_{elec} representa a potência eléctrica em kW e $\frac{R_{Pt}}{P_e}$ a razão entre a potência térmica e eléctrica.

Depois de obtidas as potências passa-se então à escolha de um rendimento eléctrico de acordo com o sugerido. A partir deste, é calculado automaticamente o rendimento térmico, global e a poupança de energia primária. As expressões em que se baseia o *software* para os diversos cálculos são as expressões 1, 26 e 27. Na expressão 26 está representada a expressão de cálculo do rendimento térmico, e na 27 o rendimento global. A poupança de energia primária é calculada pela expressão 1 que se encontra no capítulo 2 associada ao decreto-lei 23/2010.

$$CHPH\eta = CHPE\eta \times \frac{R_{Pt}}{P_e} \quad (26)$$

$$CHPG\eta = CHPE\eta + CHPH\eta \quad (27)$$

Na expressão 27, $CHPG\eta$ é o rendimento global expresso em percentagem.

A apresentação do cálculo da poupança de energia primária é obrigatória no projecto de cogeração e juntamente com o cálculo da fracção de energia renovável são duas das obrigações impostas pelo Decreto-Lei nº 23/2010.

Os valores de eficiência térmica e eléctrica de cogeração utilizados na expressão 1 são os obtidos anteriormente, enquanto que os valores de referência de produção separada de calor e electricidade se encontram no anexo B.

A parte final desta fase passa pelo cálculo do investimento e custos de operação e manutenção associadas à tecnologia utilizada, a partir das expressões 28 e 29, respectivamente.

$$Inv_t = Inv \times P_{elec} \quad (28)$$

$$Ct_{O\&M} = C_{O\&M} \times P_{elec} \times TF_a \quad (29)$$

Nas expressões 28 e 29, Inv_t é o investimento total expresso em euros; Inv é o investimento em €/kW eléctrico da tecnologia escolhida; $Ct_{O\&M}$ o custo total de operação e manutenção em euros e $C_{O\&M}$ o custo de operação e manutenção em €/kWh.

Com os dados obtidos nesta interface, os dados necessários para o cálculo dos proveitos e custos da cogeração estão disponíveis. Todos estes dados são de extrema importância uma vez que vão permitir classificar a tecnologia de cogeração escolhida a nível técnico e financeiro.

5ª fase – Cálculo de proveitos e custos de cogeração

Cálculo dos proveitos da produção de energia térmica		Cálculo dos proveitos da produção de energia eléctrica	
Produção de energia térmica (KW):	775026,4	Consumo de energia eléctrica anual (KW):	127323
Preço de combustível (€/KW):	0,002	Preço de electricidade (€/KW):	0,110
R. produção térmica alternativa (%):	100	Produção de electricidade (KW):	93800
Proveito de energia térmica (€):	1551,70	Energia fornecida à rede (KW):	28287
		Energia consumida (KW):	127323
		Proveito com venda de energia eléctrica (€):	10318,2
		Proveito com produção de energia eléctrica (€):	7507,87
		Proveito com venda de toda a energia eléctrica produzida(€):	7507,87
Custos associados à cogeração			
Consumo anual na cogeração de combustível (KW):	188803,06		
Preço do Combustível (€/KW):	0,002		
Despesas com consumo na cogeração(€):	377,61		
Despesas com operação e manutenção na cogeração(€):	4136,54		
Custo total associado à cogeração(€):	4514,15		

Figura 12 - Interface do cálculo dos proveitos e custos do software SmartCogen.

Os proveitos e custos de cogeração são calculados automaticamente, sendo todas as fórmulas em que o software se baseia para esse cálculo referidas individualmente.

Os proveitos de produção de energia térmica são função da produção de energia térmica, preço do combustível e rendimento de produção térmica alternativa, sendo a quantidade energia térmica produzida função da potência térmica da tecnologia e seu tempo de funcionamento anual.

Estes proveitos são calculados porque os custos com energia térmica em produção separada de calor deixam de existir na presença de uma instalação de cogeração, sendo esses custos considerados proveitos da cogeração. Para o cálculo da produção térmica e proveitos de energia térmica são usadas as expressões 30 e 31 respectivamente.

$$H_{CHP} = P_{term} \times TF_a \quad (30)$$

$$Prov_{term} = \frac{H_{CHP} \times p_{ckWh}}{\eta_{ta}} \quad (31)$$

Na expressão 31, $Prov_{term}$ representa os proveitos de produção de energia térmica expresso em euros.

Por sua vez, os proveitos de produção de energia eléctrica são calculados em função dos proveitos com o consumo e venda de electricidade. Uma vez que ao produzir electricidade em cogeração se evita a compra de energia eléctrica à rede, o consumo desta também se considera proveito.

A fórmula para o cálculo dos proveitos associados ao consumo electricidade é função da quantidade de electricidade consumida e do preço de electricidade que existia antes do sistema de cogeração.

Para se calcular a energia eléctrica consumida começa-se por calcular a quantidade de electricidade produzida anualmente através da expressão 32.

$$E_{CHP} = P_{elec} \times TF_a \quad (32)$$

Caso esta seja inferior às necessidades eléctricas calculadas anteriormente, a energia eléctrica consumida é igual à produzida. Se a quantidade de energia produzida for suficiente para colmatar as necessidades eléctricas, a energia consumida toma o valor que permite suprir essas necessidades e o excesso é vendido à rede. A expressão necessária para o cálculo dos proveitos com o consumo de electricidade é a 33.

$$Prov_{elec} = E_{eleccons} \times p_{elec} \quad (33)$$

Na expressão 33, $Prov_{elec}$ representa os proveitos de consumo de energia eléctrica expresso em euros e $E_{elec_{cons}}$ representa a energia eléctrica consumida em kWh.

Já o cálculo dos proveitos associados à venda de energia eléctrica é feito de acordo com as Portarias nº 57, 58, 59 e 60 de 2002, sendo as suas fórmulas de cálculo as que se encontram no capítulo 2. O cálculo dos proveitos de venda de toda a electricidade produzida também é apresentado nesta fase, mas não entra em conta nos resultados, uma vez que a ideia do algoritmo é que uma parte da energia eléctrica produzida seja para colmatar as necessidades eléctricas, sendo apenas o excedente vendido à rede. Todos os dados que entram em conta no cálculo dos proveitos com a venda de energia eléctrica podem ser vistos caso seja seleccionado o botão “?”, sendo a janela que aparece a que se encontra representada na figura 13. Os dados que se encontram representados nesta figura, alteram-se de acordo com a potência de ligação e tipo de combustível.

CÁLCULO DO PROVEITO COM VENDA DE ENERGIA DE ELÉCTRICA		
Parcela fixa de remuneração	Parcela variável de remuneração	Parcela ambiental de remuneração
FFVRDm (€): 455404.46	PVVRDm (€): 4808	PAGRDm (€): 106.55
FFUvel (€/kWh): 5.3013	PVGRDm (€): 4740.54	PAGvel (€/g): 95.05
CPOTm: 1.1612	PVGUvel (€/kWh): 0.0427	CCRef (g/kWh): 133
POTpm (kW): 77544.32	KfMO: 1	CEAm: 1
PCdes/PCvel: 1.0166	EECh (kWh): 64637.25	LEV: 0.02
EECpm (kWh): 18301.18	IFUCm: 1.7174	VRDm (€): 481227.04
	PuVRDm (€): 0	
	PVUvel (€/kWh): 0.0203	
	KPVm:	
	EECpm (kWh): 9095.58	
	POTpm (kW): 77544	
	POTpm (kW): 14506	
	PVUJ (€/kWh): 0	
	PVGRDm (€): 118.28	
	PVGUvel (€/kWh): 0.0018	

Figura 13 - Interface de dados referentes ao cálculo dos proveitos de venda de energia eléctrica do software SmartCogen.

Em relação aos custos associados à cogeração, estes são obtidos através de uma relação entre o consumo e custo do combustível utilizado em cogeração e os custos de operação e manutenção. Para se obter esses dados recorre-se às expressões 34, 35 e 36.

$$Consumo_{cog} = \frac{E_{CHP}}{CHPE_{\eta}} \quad (34)$$

$$C_{cog} = Consumo_{cog} \times p_{ckWh} \quad (35)$$

$$C_{tcog} = C_{cog} + C_{tO\&M} \quad (36)$$

Nas expressões 34, 35 e 36, $Consumo_{cog}$ representa o consumo de combustível em cogeração expresso em kWh; C_{cog} o custo do combustível utilizado na cogeração em euros e C_{tcog} o custo total da cogeração em euros. Caso o combustível seja renovável, nesta fase, o cálculo de fracção renovável do combustível utilizado em cogeração também é feito, sendo este um dos dados chave a referir no desenvolvimento de um projecto de um sistema de cogeração. Esta é calculada pela expressão 37.

$$Fr_{renov} = Consumo_{cog} \times \%_{renov} \quad (37)$$

Nesta expressão, Fr_{renov} é a fracção de energia renovável em kWh e $\%_{renov}$ é a percentagem de energia renovável.

Com os proveitos e custos da cogeração calculados pode-se passar então à última fase do programa, onde será estudado a viabilidade do sistema.

6ª fase – Resultados

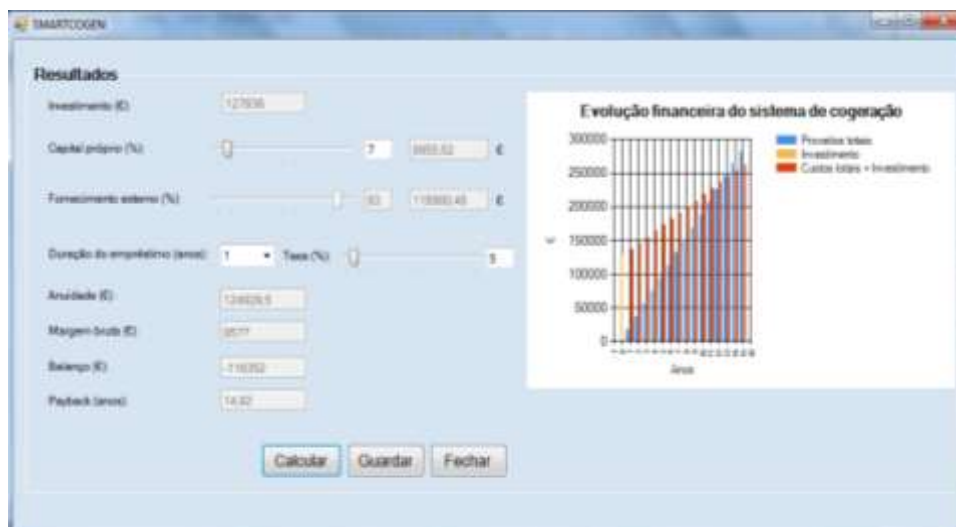


Figura 14 - Interface dos resultados do software SmartCogen.

Nesta fase, é estudado finalmente a viabilidade do sistema de cogeração, sendo os principais dados a obter a margem bruta, o balanço e o *payback*. Todos estes dados são calculados automaticamente bastando para isso um número mínimo de dados de entrada. Nesta fase apenas se tem que preencher a percentagem de capital próprio, a duração de empréstimo e a taxa. A partir do valor do investimento feito na instalação de cogeração é calculado o valor do capital próprio e financiamento externo, bastando para isso definir a percentagem de capital próprio. Sabendo o financiamento externo e definindo o número de anos do empréstimo e a taxa a que se encontra submetido, o cálculo da anuidade é feito através da expressão 38 (Raimundo, 2011).

$$A = FE \times \frac{i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (38)$$

Na expressão 38, A é a anuidade em euros, FE o financiamento externo em euros; i a taxa de empréstimo e n o número de anos do empréstimo.

Com estes dados, o software calcula então a margem bruta anual, o balanço e o *payback* a partir das expressões 39, 40 e 41 respectivamente.

$$MB = Prov_{elec} + Prov_{term} - C_{t_{cog}} \quad (39)$$

$$Ba = MB - A \quad (40)$$

$$Payback = \frac{Inv_t}{MB} \quad (41)$$

Nas expressões 39, 40 e 41, MB representa a margem bruta expressa em euros; Ba o balanço em euros e *Payback* representa o tempo necessário para recuperar o investimento feito expresso em anos. Se a margem bruta for negativa, a instalação de um sistema de cogeração nunca compensará. Caso esta seja positiva, o *payback* deve ser estudado de modo a ver se o número de anos que são necessários para compensar o investimento vale o desenvolvimento da instalação. A evolução financeira da instalação ao longo do *payback* é representada a nível gráfico neste *software*.

6. COMPARAÇÃO DE PROGRAMAS

A partir de dados obtidos numa auditoria energética referente aos consumos e custos de gás natural e electricidade anual, feita a uma empresa do sector Agro-Industrial foi estudada a flexibilidade e fiabilidade do programa através da comparação com os resultados produzidos por outros *softwares*. Os dados dos consumos e custos encontram-se na tabela 7.

Tabela 7 - Consumos e Custos da empresa (fonte: Auditoria energética).

Meses	Energia eléctrica		Gás Natural	
	kWh	€	m ³	€
Janeiro	211218	13463,5	31630	12635,8
Fevereiro	202047	13003,3	28150	11447,3
Março	180904	11519	32980	13450,1
Abril	204997	13195,6	24940	10090,3
Maió	209096	13615,7	29130	11632,2
Junho	222675	14307,4	27060	10801
Julho	228551	18035,9	24870	10049,9
Agosto	242216	19663	26550	10882,2
Setembro	238165	19436,6	28350	11570
Outubro	225175	17607,8	29550	12287,9
Novembro	225799	17460,3	30850	13042,6
Dezembro	196450	15326,6	28510	12078,7

Os *softwares* usados como comparação foram o Simulador do Cogrador e o EasyCogen. Inserindo os mesmos dados técnicos no Simulador de Cogrador para o tempo de funcionamento anual de 7560 h, comparou-se os resultados, sendo todos estes muito semelhantes; havendo apenas uma diferença mínima devida a arredondamentos nos dados técnicos. A nível financeiro essa diferença é maior, devido ao Simulador de Cogrador calcular os proveitos da venda de energia eléctrica de toda a electricidade produzida, sendo responsável pela diferença no *payback* e margem bruta.

No entanto, se for considerado no nosso SmartCogen a parcela que refere o proveito da venda de toda a energia produzida na instalação, este já não difere.

Fazendo uma comparação com os resultados do EasyCogen, com excepção do *payback* estes não diferem. Esta diferença deve-se ao facto de o simulador EasyCogen apenas considerar para cálculo do *payback* o investimento fornecido por uma fonte externa e não o total. No entanto se considerarmos o investimento total, ou seja considerando neste caso que não existe capital próprio, o *payback* obtido aproxima-se do resultado esperado quando comparado com o *software* desenvolvido. O EasyCogen tem a vantagem de já entrar em conta com os proveitos de consumo e venda de energia eléctrica, tal como o *software* desenvolvido, sendo então de esperar que os resultados coincidam uma vez que não há venda de energia eléctrica para este caso de estudo. Devido a esta coincidência de resultados, pode se considerar que o *software* desenvolvido está dentro das normas desejadas podendo ser uma ferramenta usada no futuro. Os vários dados comparados encontram-se na tabela 8.

Tabela 8 - Dados comparativos dos vários programas.

Simuladores	SmartCogen	Simulador de Cogrador	EasyCogen
Potência eléctrica (kWe)	269,6	270	269,6
Potência térmica (kWt)	404,4	-----	404,4
Rendimento eléctrico (%)	34	34	34
Rendimento térmico (%)	51	51	-----
Rendimento global (%)	85	-----	85
Rendimento produção térmica alternativa (%)	85	85	85
Poupança de energia primária (%)	18	-----	-----
REE (%)	-----	75	-----
Custos de operação e manutenção (€)	12229,51	12247	12229,3
Investimento (€)	215688	216800	215688
Produção de energia eléctrica (kWh)	2033640	2041200	2038176
Produção de energia térmica (kWh)	3057415,2	3073140	3054240
Consumo de combustível (kWh)	5981294,12	565062,15 m ³	5994635
Consumo de electricidade (kWh)	2587293	-----	2587293
Custos de combustível (€)	233270,47	235005	233791
Custos de electricidade (€)	186629	-----	186629
Proveitos de produção de energia térmica (€)	140281,4	141003	139817
Proveitos de produção de energia eléctrica (€)	146422,08	206445	147020
Custos totais de cogeração (€)	245499	247252	246021
Margem bruta (€)	41204	100196	40816
Balanço (€)	18858	78804	-----
Anuidade (€)	22346,08	21392	-----
Payback (anos)	5,23	2,16	4,2

7. CONCLUSÃO

O objectivo principal desta tese foi o desenvolvimento de um *software* que permita estudar a viabilidade de um sistema de cogeração. Como tal, foi desenvolvido um programa que permite fazer uma análise técnica e económica destes sistemas, de forma simples e caracterizado por uma utilização mínima de dados de entrada.

O programa desenvolvido tem o nome de SmartCogen e a partir de dados de consumos energéticos mensais, calcula automaticamente as necessidades gerais de energia apresentando os vários consumos a nível gráfico.

A partir das necessidades e da potência associada permite seleccionar as características técnicas do *prime mover* fornecendo informação sobre a variação típica dos valores dessas características de modo a facilitar a utilização do *software* e aproximar os resultados de algo realista.

Na análise financeira, o SmartCogen é caracterizado por calcular automaticamente os proveitos e custos da cogeração diferenciando a energia em consumida e fornecida à rede, calcular a margem bruta de exploração e ainda o *payback*.

Quando comparado com outros simuladores de cogeração este tem a vantagem de ser mais flexível e de fácil utilização e ainda de proporcionar uma vasta gama de escolha de combustíveis ou tecnologias de cogeração.

Para além disso, o SmartCogen é caracterizado por ser o único *software* que se enquadra na legislação portuguesa que se encontra em vigor na actualidade representando já a poupança de energia primária e a fracção de energia renovável do combustível que são obrigatórias no licenciamento de um projecto de cogeração. A modulação tarifária que existe neste *software* também é interessante, uma vez que apesar de esta existir noutros simuladores, a presente neste programa permite escolher o tipo de ciclo e de tarifa.

Como melhorias deste *software*, pode-se ter em conta a implementação no sistema de uma análise de emissões de gases de efeito de estufa ou a possibilidade de deixar em aberto ao utilizador, a escolha de alguns dados como a modulação tarifária ou as

parcelas que entram em conta no cálculo dos proveitos de venda de energia eléctrica à rede.

Algo que se poderia inserir também no *software* é relacionado com o definir em que dia da semana começa e termina o horário de trabalho e ainda o número de dias de trabalho em horário de Verão ou Inverno. Esta característica é importante, uma vez que a modulação tarifária difere se os dias de trabalho forem à semana ou fim-de-semana e de Inverno ou Verão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Auditoria energética a empresa do sector Agro-Industrial, 2007.
- Baranda, J.M.R, 2010. “Gestão de Energia”, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra.
- Castro, Rui M. G, 2008. “Energias Renováveis e Produção Descentralizada – Introdução à Cogeração”, Edição 1.2, Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa.
- CEEETA, 2001. “Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos”, Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente. Acedido a 21 de Janeiro de 2001 em <http://www.ceeeta.pt>.
- Cogen challenge, 2011. “EasyCogen”, The European information campaign on small-scale cogeneration. Acedido a 21 de Janeiro de 2012 em <http://www.cogen-challenge.org/>.
- Cogen Portugal, 2009. “Manual de apoio ao Cogrador”. Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração, Acedido a 21 de Janeiro em <http://www.cogenportugal.com/>.
- Cogen Portugal, 2011. “Simulador do Cogrador” Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração,”. Acedido a 21 de Janeiro em <http://www.cogenportugal.com/>.
- Decreto-Lei nº 23/2010 de 25 de Março. “Diário da República nº 59/2010 - I Série”. Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento.
- Despacho nº 19110/2005 de 2 de Setembro. “Diário da República nº 169/05 - II Série”. Ministério da Economia e da Inovação.
- Despacho nº 19111/2005 de 2 de Setembro. “Diário da República nº 169/05 - II Série”. Ministério da Economia e da Inovação.
- Despacho nº 17313/2008 de Junho. “Diário da República nº 122/08 - II Série”. Ministério da Economia e da Inovação.
- DGEG, 2008. “Petróleo, gás natural e carvão – estatísticas rápidas – Dezembro de 2008”. Acedido a 21 de Janeiro de 2012 em <http://www.dgge.pt/> .
- DGEG, 2011. “Petróleo, gás natural e carvão – estatísticas rápidas – Outubro de 2011”, Direcção geral de Energia e Geologia. Acedido a 21 de Janeiro de 2012 em <http://www.dgge.pt/> .
- EDP, 2011. “Tarifas e Horários”, Energias de Portugal. Acedido a 21 de Janeiro de 2012 em <http://www.edpsu.pt/pt/particulares/tarifasehorarios/Pages/tarifasHorarios.aspx>.

- Educogen, 2001a. “A guide to cogeneration”. Acedido a 21 de Janeiro de 2012 em http://www.energymanagertraining.com/CHPMaterial/12-V/EDUCOGEN_Cogen_Guide.pdf.
- Educogen, 2001b. “The European Educational tool on Cogeneration”, Second Edition. Acedido a 21 de Janeiro de 2012 em http://www.bepita.net/materiels/cogeneration/EDUCOGEN_Tool.pdf.
- EPA, 2008. “Catalogue of CHP Technologies”, prepared by Energy Nexus Group, Environmental Protection Agency, U.S. Combined Heat and Power Partnership. Acedido a 21 de Janeiro de 2012 em: <http://www.epa.gov/chp/basic/catalog.html>.
- EPA, 2010a. “Basic Information”. U.S. Environmental Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership “Acedido a 21 de Janeiro de 2012 em <http://www.epa.gov/chp/basic/index.html>
- EPA, 2010b. “Streamlining Project Development”. U.S. Environmental Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership “Acedido a 21 de Janeiro de 2012 em <http://www.epa.gov/chp/project-development/index.html>.
- Eur-lex, “Decisão da Comissão, de 21 de Dezembro de 2006, que estabelece valores de referência harmonizados em matéria de eficiência para a produção separada de electricidade e de calor em conformidade com a Directiva 2004/8/CE do Parlamento Europeu e do Conselho”. Disponível a 21 de Janeiro em <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32007D0074:PT:HTML>.
- Guilherme, A. “Poder calorífico de Substâncias puras”. Acedido a 21 de Janeiro de 2012 em <http://antonioquilherme.web.br.com/Arquivos/podercalorifico.php>.
- Hudson, R. Oak Ridge National Laboratory, 2003. “Survey of DER/CHP Software”. Acedido a 21 de Janeiro de 2012 em http://www.ornl.gov/sci/femp/pdfs/0302-chp_software_survey.pdf.
- Lincar, D., Duic, N., Bogdan, Z., 2009. “An analysis of the legal and market framework for the cogeneration”, Department of Energy, Power engineering and Environment, Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture, University of Zagreb, Croatia. Acedido a 21 de Janeiro de 2012 em <http://www.sciencedirect.com/>.
- NCEAC, 2011. “Project Start-Up”, U.S. Department of Energy, Northeast Clean Energy Application Center, Promoting CHP, District Energy, and Waste Heat Recovery, 2012. Acedido a 21 de Janeiro em <http://www.northeastcleanenergy.org/projectstartup/overview.php>.
- NRCAN, 2011. “RETSscreen 4”, Natural Resource Canada. Acedido a 21 de Janeiro de 2012 em <http://www.retscreen.net/ang/home.php>.
- ORNL, 2008. “Combined Heat and Power, Effective Energy Solutions for a Sustainable Future”, Oak Ridge National Laboratory. Acedido a 21 de Janeiro em http://www1.eere.energy.gov/industry/distributedenergy/pdfs/chp_report_12_08.pdf.

-
- ORNL, 2011. “BCHP Screening tool”, Oak Ridge National Laboratory. Acedido a 21 de Janeiro em http://www1.eere.energy.gov/industry/distributedenergy/pdfs/chp_report_1208.pdf.
- Portaria nº 57/02 de 15 de Janeiro. “Diário da República nº 12/02 - I Série - B”. Ministério da Economia.
- Portaria nº 58/02 de 15 de Janeiro. “Diário da República nº 12/02 - I Série - B”. Ministério da Economia.
- Portaria nº 59/02 de 15 de Janeiro. “Diário da República nº 12/02 - I Série - B”. Ministério da Economia.
- Portaria nº 60/02 de 15 de Janeiro. “Diário da República nº 12/02 - I Série - B”. Ministério da Economia.
- Raimundo A. M. M., 2011 “Economia e Gestão Industrial – Matemática financeira”.
- Wang R.Z.; Wu D.W, 2006. “Combined cooling, heating and power: A review” Institute of Refrigeration and Cryogenics, Shanghai Jiao Tong University. Acedido a 21 de Janeiro de 2012 em <http://www.sciencedirect.com/>.
- .

ANEXO A - MODULAÇÃO TARIFÁRIA

Tabela 9 - Horários em média tensão do ciclo semanal normal (fonte: EDP, 2011).

Horários Média Tensão

ciclo semanal normal

	horário de Inverno	horário de Verão
segunda a sexta		
ponta	das 09:30 às 12:00 das 18:30 às 21:00	das 09:15 às 12:15
cheias	das 07:00 às 09:30 das 12:00 às 18:30 das 21:00 às 24:00	das 07:00 às 09:15 das 12:15 às 24:00
vazio	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 07:00	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 07:00
supervazio	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00
sábados		
cheias	das 09:30 às 13:00 das 18:30 às 22:00	das 09:00 às 14:00 das 20:00 às 22:00
vazio	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 09:30 das 13:00 às 18:30 das 22:00 às 24:00	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 09:00 das 14:00 às 20:00 das 22:00 às 24:00
supervazio	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00
domingos		
vazio	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 24:00	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 24:00
supervazio	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00

Tabela 10 - Horários em média tensão do ciclo semanal opcional (fonte: EDP, 2011).

Horários Média Tensão

ciclo semanal opcional

	horário de Inverno	horário de Verão
segunda a sexta		
ponta	das 17:00 às 22:00	das 14:00 às 17:00
cheias	das 00:00 às 00:30	das 00:00 às 00:30
	das 07:30 às 17:00	das 07:30 às 14:00
	das 22:00 às 24:00	das 17:00 às 24:00
vazio	das 00:30 às 02:00	das 00:30 às 02:00
	das 06:00 às 07:30	das 06:00 às 07:30
supervazio	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00
sábados		
cheias	das 10:30 às 12:30	das 10:00 às 13:30
	das 17:30 às 22:30	das 19:30 às 23:00
vazio	das 00:00 às 03:00	das 00:00 às 03:30
	das 07:00 às 10:30	das 07:30 às 10:00
	das 12:30 às 17:30	das 13:30 às 19:30
	das 22:30 às 24:00	das 23:00 às 24:00
supervazio	das 03:00 às 07:00	das 03:30 às 07:30
domingos		
vazio	das 00:00 às 04:00	das 00:00 às 04:00
	das 08:00 às 24:00	das 08:00 às 24:00
supervazio	das 04:00 às 08:00	das 04:00 às 08:00

Tabela 11 - Horários em média tensão do ciclo diário transitório (fonte: EDP, 2011).

Horários Média Tensão

ciclo diário transitório

	horário de Inverno	horário de Verão
ponta	das 09:30 às 11:30	das 10:30 às 12:30
	das 19:00 às 21:00	das 20:00 às 22:00
cheias	das 08:00 às 09:30	das 09:00 às 10:30
	das 11:30 às 19:00	das 12:30 às 20:00
	das 21:00 às 22:00	das 22:00 às 23:00
vazio normal	das 22:00 às 02:00	das 23:00 às 02:00
	das 06:00 às 08:00	das 06:00 às 09:00
supervazio	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00

Tabela 12 - Horários em alta tensão do ciclo semanal normal (fonte: EDP, 2011).

Horários de Alta Tensão

ciclo semanal normal		
	horário de inverno	horário de verão
segunda a sexta		
ponta	das 09:30 às 12:00 das 18:30 às 21:00	das 09:15 às 12:15
cheias	das 07:00 às 09:30 das 12:00 às 18:30 das 21:00 às 24:00	das 07:00 às 09:15 das 12:15 às 24:00
vazio	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 07:00	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 07:00
supervazio	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00
sábados		
cheias	das 09:30 às 13:00 das 18:30 às 22:00	das 09:00 às 14:00 das 20:00 às 22:00
vazio	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 09:30 das 13:00 às 18:30 das 22:00 às 24:00	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 09:00 das 14:00 às 20:00 das 22:00 às 24:00
supervazio	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00
domingos		
vazio	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 24:00	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 24:00
supervazio	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00

Tabela 13 - Horários em alta tensão do ciclo semanal opcional (fonte: EDP, 2011).

Horários de Alta Tensão

ciclo semanal opcional		
	horário de Inverno	horário de Verão
segunda a sexta		
ponta	das 17:00 às 22:00	das 14:00 às 17:00
cheias	das 00:00 às 00:30	das 00:00 às 00:30
	das 07:30 às 17:00	das 07:30 às 14:00
	das 22:00 às 24:00	das 17:00 às 24:00
vazio	das 00:30 às 02:00	das 00:30 às 02:00
	das 06:00 às 07:30	das 06:00 às 07:30
supervazio	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00
sábados		
cheias	das 10:30 às 12:30	das 10:00 às 13:30
	das 17:30 às 22:00	das 19:30 às 23:00
vazio	das 00:00 às 03:00	das 00:00 às 03:30
	das 07:00 às 10:30	das 07:30 às 10:00
	das 12:30 às 17:30	das 13:30 às 19:30
	das 22:30 às 24:00	das 23:00 às 24:00
supervazio	das 03:00 às 07:00	das 03:30 às 07:30
domingos		
vazio	das 00:00 às 04:00	das 00:00 às 04:00
	das 08:00 às 24:00	das 08:00 às 24:00
supervazio	das 04:00 às 08:00	das 04:00 às 08:00

Tabela 14 - Horários em alta tensão do ciclo diário transitório (fonte: EDP, 2011).

Horários de Alta Tensão

ciclo diário transitório		
	horário de Inverno	horário de Verão
ponta	das 09:30 às 11:30	das 10:30 às 12:30
	das 19:00 às 21:00	das 20:00 às 22:00
cheias	das 08:00 às 09:30	das 09:00 às 10:30
	das 11:30 às 19:00	das 12:30 às 20:00
	das 21:00 às 22:00	das 22:00 às 23:00
vazio normal	das 22:00 às 02:00	das 23:00 às 02:00
	das 06:00 às 08:00	das 06:00 às 09:00
supervazio	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00

ANEXO B - VALORES REFERÊNCIA DE PRODUÇÃO SEPARADA DE ENERGIA

Tabela 15 - Valores referência de produção separada de calor e electricidade (fonte: Eur-lex)

Valores de referência harmonizados em matéria de eficiência para a produção separada de electricidade (mencionados no artigo 1o)

No quadro abaixo, os valores de referência harmonizados para a produção separada de electricidade assentam no poder calorífico inferior e nas condições normalizadas ISO (temperatura ambiente de 15o C, pressão de 1,013 bar, humidade relativa de 60 %).

| Ano de construção: Tipo de combustível: | 1996 e anteriores | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006-2011 |

Sólidos | Carvão de pedra/coque | 39,7 % | 40,5 % | 41,2 % | 41,8 % | 42,3 % | 42,7 % | 43,1 % | 43,5 % | 43,8 % | 44,0 % | 44,2 % |

Lignite/briquetes de lignite | 37,3 % | 38,1 % | 38,8 % | 39,4 % | 39,9 % | 40,3 % | 40,7 % | 41,1 % | 41,4 % | 41,6 % | 41,8 % |

Turfa/briquetes de turfa | 36,5 % | 36,9 % | 37,2 % | 37,5 % | 37,8 % | 38,1 % | 38,4 % | 38,6 % | 38,8 % | 38,9 % | 39,0 % |

Lenha | 25,0 % | 26,3 % | 27,5 % | 28,5 % | 29,6 % | 30,4 % | 31,1 % | 31,7 % | 32,2 % | 32,6 % | 33,0 % |

Biomassa agrícola | 20,0 % | 21,0 % | 21,6 % | 22,1 % | 22,6 % | 23,1 % | 23,5 % | 24,0 % | 24,4 % | 24,7 % | 25,0 % |

Resíduos biodegradáveis (municipais) | 20,0 % | 21,0 % | 21,6 % | 22,1 % | 22,6 % | 23,1 % | 23,5 % | 24,0 % | 24,4 % | 24,7 % | 25,0 % |

Resíduos não renováveis (municipais e industriais) | 20,0 % | 21,0 % | 21,6 % | 22,1 % | 22,6 % | 23,1 % | 23,5 % | 24,0 % | 24,4 % | 24,7 % | 25,0 % |

Xisto betuminoso | 38,9 % | 38,9 % | 38,9 % | 38,9 % | 38,9 % | 38,9 % | 38,9 % | 38,9 % | 38,9 % | 38,9 % | 39,0 % |

Líquidos | Petróleo (gasóleo + fuelóleo residual), GPL | 39,7 % | 40,5 % | 41,2 % | 41,8 % | 42,3 % | 42,7 % | 43,1 % | 43,5 % | 43,8 % | 44,0 % | 44,2 % |

Biocombustíveis | 39,7 % | 40,5 % | 41,2 % | 41,8 % | 42,3 % | 42,7 % | 43,1 % | 43,5 % | 43,8 % | 44,0 % | 44,2 % |

Resíduos biodegradáveis | 20,0 % | 21,0 % | 21,6 % | 22,1 % | 22,6 % | 23,1 % | 23,5 % | 24,0 % | 24,4 % | 24,7 % | 25,0 % |

Resíduos não renováveis | 20,0 % | 21,0 % | 21,6 % | 22,1 % | 22,6 % | 23,1 % | 23,5 % | 24,0 % | 24,4 % | 24,7 % | 25,0 % |

Gases | Gás natural | 50,0 % | 50,4 % | 50,8 % | 51,1 % | 51,4 % | 51,7 % | 51,9 % | 52,1 % | 52,3 % | 52,4 % | 52,5 % |

Gás de refinaria/hidrogénio | 39,7 % | 40,5 % | 41,2 % | 41,8 % | 42,3 % | 42,7 % | 43,1 % | 43,5 % | 43,8 % | 44,0 % | 44,2 % |

Biogás | 36,7 % | 37,5 % | 38,3 % | 39,0 % | 39,6 % | 40,1 % | 40,6 % | 41,0 % | 41,4 % | 41,7 % | 42,0 % |

Gases de fomas de coque, gases de altos fornos, outros gases residuais, calor residual recuperado | 35 % | 35 % | 35 % | 35 % | 35 % | 35 % | 35 % | 35 % | 35 % | 35 % | 35 % |

Valores de referência harmonizados em matéria de eficiência para a produção separada de calor (mencionados no artigo 1o)

No quadro abaixo, os valores de referência harmonizados para a produção separada de calor assentam no poder calorífico inferior e nas condições normalizadas ISO (temperatura ambiente de 15o C, pressão de 1,013 bar, humidade relativa de 60 %).

| Tipo de combustível | Vapor [**] /água quente | Utilização directa de gases de escape [***] |

Sólidos | Carvão de pedra/coque | 88 % | 80 % |

Lignite/briquetes de lignite | 86 % | 78 % |

Turfa/briquetes de turfa | 86 % | 78 % |

Lenha | 86 % | 78 % |

Biomassa agrícola | 80 % | 72 % |

Resíduos biodegradáveis (municipais) | 80 % | 72 % |

Resíduos não renováveis (municipais e industriais) | 80 % | 72 % |

Xisto betuminoso | 86 % | 78 % |

Líquidos | Petróleo (gasóleo + fuelóleo residual), GPL | 89 % | 81 % |

Biocombustíveis | 89 % | 81 % |

Resíduos biodegradáveis | 80 % | 72 % |

Resíduos não renováveis | 80 % | 72 % |

Gases | Gás natural | 90 % | 82 % |

Gás de refinaria/hidrogénio | 89 % | 81 % |

Biogás | 70 % | 62 % |

Gases de fomas de coque, gases de altos fornos + outros gases residuais | 80 % | 72 % |

[**] No caso dos Estados-Membros que aplicam o g.o 2 do artigo 12o da Directiva 2004/87CE, caso seja incluído o retorno de condensados nos cálculos de uma unidade de cogeração, subtrair 5 pontos percentuais absolutos à eficiência do vapor.

[***] Se a temperatura for igual ou superior a 250oC, devem ser utilizados os valores relativos ao calor directo.