

Desenvolvimento de um Programa para Análise Termo-Económica de Sistemas de Cogeração

João Diogo Gomes de Castro Dantas da Gama

Dissertação do MIEM

Orientador na FEUP: Carlos Manuel Coutinho Tavares de Pinho



Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica

Março de 2012

Ao meu pai

Resumo

As vantagens da utilização da cogeração são amplamente reconhecidas e não restam dúvidas quanto ao seu potencial no projeto do desenvolvimento sustentável. A urgência na redução da emissão de gases de efeito de estufa e a diversificação energética, obriga a uma utilização responsável dos recursos do nosso planeta. No paradigma atual a cogeração mostra-se como uma solução disponível, sendo mais eficiente e promovendo o menor consumo de energia primária, comparativamente com os sistemas de produção energética separada.

Apesar da cogeração ser uma solução mais interessante em termos de desempenho termodinâmico, deve ser sempre analisada na perspetiva do retorno económico. Da necessidade de estudar a viabilidade económica de um projeto de cogeração, surgem as aplicações informáticas capazes de simular o comportamento dos sistemas, tendo em conta as necessidades energéticas e muitas outras características. Existem vários programas para diferentes tipos de unidade e configurações, que permitem o cálculo de vários indicadores de desempenho termodinâmico e económico. São ferramentas avançadas, e por isso, obrigam à introdução de uma grande quantidade de dados. Porém, numa primeira avaliação, o objetivo é somente o estudo prévio da viabilidade de investimento. O investidor deverá ter acesso a um conjunto de informações, que lhe permitam decidir se pretende ou não avançar com um estudo mais detalhado. No entanto é necessário ter em conta a legislação vigente e, por exemplo, as devidas condições de venda de eletricidade à rede, isto porque, existem regras e limites que deverão ser cumpridos.

No presente trabalho desenvolveu-se uma ferramenta, que pretende dar resposta a estes requisitos, em que há necessidade de um estudo simples de um projeto de cogeração, concentrando-se essencialmente em três áreas: requisitos legais, análise termodinâmica e análise económica. Foi feito um levantamento da legislação nacional no que toca a cogeração, incluindo a recente transposição da Diretiva 2004/08/CE, e foram definidos processos de cálculo para os vários indicadores termodinâmicos e económicos. A principal função do programa é a possibilidade de avaliação de diferentes condições de operação, sendo que, pelo que se sabe, existem poucas ferramentas com estas características. Foi também desenvolvida uma área específica para análise do retorno económico para vários cenários, combinando vários preços de venda de energia.

Abstract

The advantages of cogeneration are widely recognized and there is no doubt about its potential in the design of a sustainable development. The urgency of reducing greenhouse gases emissions and increasing the energy diversification requires a responsible use of resources of the planet. In the current paradigm, CHP shows up as an available solution, promoting more efficient and lower consumption of primary energy compared with production in separate systems of energy conversion.

Despite cogeneration being a more interesting solution in terms of thermodynamic performance, it should always be analyzed from the perspective of an adequate economic return. To answer the necessity of studying the economic feasibility of a cogeneration project, there are computer applications able to simulate the behavior of systems, taking into account the energy needs and many other features. There are several programs for different types and layout configurations, allowing the calculation of several indicators of thermodynamic and economic performance. They are powerful tools, and therefore, require the introduction of a large amount of data. But at first glance, the goal is only a preliminary study of feasibility of investment. The investor must have the access to a wide range of information, enabling him to decide whether or not to proceed with a more detailed study. However, it is necessary to take into account the legislation and, for example, the necessary conditions for the sale of electricity to the grid, because there are rules and limits that must be met.

The main objective of the present work is to create a tool that intends to meet these requirements, focusing on three main areas: legal requirements, thermodynamic analysis and economic analysis. It has been conducted a survey of national legislation with regard to cogeneration, including the recent transposition of Directive 2004/08/EC, and processes have been defined for calculating the various thermodynamic and economic indicators. The main capability of the software is to allow the evaluation of different operating conditions, and as far as is know there are not many tools available with such characteristics. It also has been developed a specific area for analysis of various scenarios, the possibility to vary certain entered data.

Agradecimentos

Ao Prof. Carlos Manuel Coutinho Tavares de Pinho pelas explicações e orientações relacionadas com o tema e pelas várias conversas sobre outros assuntos.

À minha mãe, Isabel Dantas da Gama, pelo apoio.

À minha namorada, Lucília Neves, pela ajuda e pelo encorajamento.

Índice de Conteúdos

Índice de Tabelas.....	xiii
Índice de Figuras	xv
Lista de Acrónimos.....	xxi
Nomenclatura	xxiii
1 A Cogeração	1
1.1 Conceito	1
1.2 Vantagens e Inconvenientes da Cogeração	3
1.3 Evolução Histórica da Cogeração em Portugal.....	5
2 Quadro Legal da Cogeração	11
2.1 Legislação em Portugal.....	11
2.2 Legislação na União Europeia.....	16
2.2.1 Diretiva 2004/8/CE de 11 de Fevereiro de 2004.....	17
3 Análise de Sistemas de Cogeração	23
3.1 Análise Termodinâmica	25
3.1.1 Processo de Cálculo Segundo a Diretiva 2004/8/CE e Decisão da Comissão de 19 de Novembro de 2008	25
3.1.2 Processo de Cálculo Segundo Metodologia Estritamente Termodinâmica	32
3.2 Análise Económica	35
3.2.1 Definição do Preço da Eletricidade Produzida na Instalação de Cogeração.....	38
3.2.2 Definição do Preço de Venda do Calor e da Eletricidade.....	39
3.2.3 Estudo Económico da Unidade de Cogeração.....	47
4 Aplicação para Análise Termo-Económica de Sistemas de Cogeração	49
4.1 Introdução.....	49
4.2 O que é o PATESC?	51
4.3 Estrutura do PATESC.....	52
4.3.1 Folhas para a Introdução dos Dados.....	52
4.3.2 Folha para o Cálculo dos Valores de Referência da Produção Separada.....	57

4.3.3	Folha para Avaliação do Desempenho Termodinâmico segundo a Diretiva 2004/8/CE	58
4.3.4	Folha para Avaliação de Desempenho Segundo Metodologia Estritamente Termodinâmica	61
4.3.5	Folha para o Cálculo da Remuneração da Venda de Energia Elétrica à Rede	64
4.3.6	Folha para Avaliação Económica das Alternativas	65
4.3.7	Folhas dos Cenários T e dos Cenários E.....	68
4.3.8	Sumários e Restantes Folhas	69
5	Estudo de Exemplos.....	71
5.1	Turbina a Gás com Recuperação de Calor.....	71
5.1.1	Dados Introduzidos no PATESC.....	72
5.1.2	Análise dos Resultados	73
5.2	Motor de Combustão Interna.....	89
5.2.1	Dados Introduzidos no PATESC.....	89
5.2.2	Análise dos Resultados	90
6	Conclusões e Perspetivas de Trabalho Futuro.....	101
7	Referências e Bibliografia	103
8	Anexos.....	107
	Anexo A – Custos Típicos para um Sistema de Cogeração com Turbina a Gás.....	107
	Anexo B – Custos Típicos para um Sistema de Cogeração com Motor de Combustão Interna.....	108

Índice de Tabelas

Tabela 3.1 – Rácio eletricidade/calor implícito de alguns tipos de unidades de cogeração.....	29
Tabela 3.2 – Fatores de correção para as perdas de rede evitadas para aplicação nos valores de referência harmonizados para a produção separada de eletricidade.....	30
Tabela 3.3 – Valores de γ para alguns combustíveis (Pinho, 2010).....	31
Tabela 3.4 – Fórmulas para o cálculo de indicadores termodinâmicos em instalações não ajustadas.....	35
Tabela 5.1 – Potências instaladas, dados operacionais e características da instalação de cogeração com turbina a gás e necessidades energéticas do consumidor preferencial.....	72
Tabela 5.2 – Custo anuais da unidade de cogeração com turbina a gás e custos anuais da unidade exclusivamente térmica.....	72
Tabela 5.3 – Dados necessários para o cálculo do valor de referência para a remuneração da venda de energia elétrica à Rede na unidade de cogeração com turbina a gás.....	72
Tabela 5.4 – Indicadores de desempenho termodinâmico, da unidade de cogeração com turbina a gás, para diferentes quantidades de calor útil.....	77
Tabela 5.5 – Indicadores de desempenho termodinâmico, da unidade de cogeração com turbina a gás, para diferentes quantidades de eletricidade.....	78
Tabela 5.6 – Potências instaladas, dados operacionais e características da instalação de cogeração com motor de combustão interna e necessidades energéticas do consumidor preferencial.....	89
Tabela 5.7 – Custo anuais da unidade de cogeração com motor de combustão interna e custos anuais da unidade exclusivamente térmica.....	90
Tabela 5.8 – Dados necessários para o cálculo do valor de referência para a remuneração da venda de energia elétrica à Rede na unidade de cogeração com motor de combustão interna.....	90
Tabela 5.9 – Indicadores de desempenho termodinâmico, da unidade de cogeração com motor de combustão interna, para diferentes quantidades de calor útil.....	93
Tabela 5.10 – Indicadores de desempenho termodinâmico, da unidade de cogeração com motor de combustão interna, para diferentes quantidades de eletricidade.....	94
Tabela A.1 - Custos de capital estimados para um sistema típico de cogeração com turbina a gás.....	107
Tabela A.2 - Custos de manutenção típicos de uma unidade de cogeração com turbina a gás.	107

Tabela B.1 - Custos de capital estimados para um sistema típico de cogeração com motor de combustão interna a gás com ligação à Rede Elétrica.....	108
Tabela B.2 - Custos de manutenção típicos de uma unidade de cogeração com motor de combustão interna.....	108

Índice de Figuras

Figura 1.1 - Balanço energético comparativo com o convencional (COGEN, 2009).....	3
Figura 1.2 - Total de potência de cogeração instalada em Portugal até 2007 (DGEG, 2010)....	6
Figura 1.3 - Evolução da potência instalada de cogeração em Portugal por tecnologia (DGEG, 2010).....	6
Figura 1.4 - Distribuição da potência instalada de cogeração em Portugal por tecnologia em 2010 (DGEG, 2010).	7
Figura 1.5 - Consumo bruto de energia elétrica em Portugal (Costa, 2011).	7
Figura 1.6 – Energia elétrica produzida em cogeração em Portugal (Costa, 2011).....	8
Figura 1.7 - Distribuição da potência de cogeração instalada em Portugal por setor de atividade económica em 2007 (DGEG, 2010).....	8
Figura 1.8 - Percentagem de eletricidade produzida em cogeração relativamente ao total de eletricidade produzida dos países da Agência Europeia do Ambiente (AEA) em 2007 (EUROSTAT, 2007).....	9
Figura 2.1 - Total de potência de cogeração instalada em Portugal e Decretos-Lei criados entre 1984 e 2010 (Costa, 2011).	11
Figura 3.1 - Fluxograma para o cálculo dos parâmetros termodinâmicos.....	26
Figura 3.2 - Separação virtual da unidade de cogeração e da caldeira exclusivamente térmica.	28
Figura 4.1 - Campo para escolha do tipo de unidade na folha “Produção” do PATESC.....	52
Figura 4.2 – Tecnologias disponíveis na escolha do tipo de unidade.	53
Figura 4.3 -. Área para potências instaladas e outras características da unidade.....	53
Figura 4.4 - Energia produzida e consumida e necessidades do consumidor preferencial.....	53
Figura 4.5 - Informações necessárias para o caso de primeiro ano de funcionamento e funcionamento em modo cogeração integral na folha “Produção”.....	54
Figura 4.6 - Caixa para escolha dos tipos de combustíveis consumidos na unidade cogeração na folha “Produção”.	55
Figura 4.7 - Folha “Custos” para introdução de valores necessários para a análise económica.	55
Figura 4.8 - Folha “PRE” para introdução de dados para o cálculo do valor da venda de energia elétrica à Rede.....	57
Figura 4.9 - Valores para os rendimentos da produção separada apresentados na folha “Referência”.....	58

Figura 4.10 - Primeira parte da folha “Diretiva 2004.08.CE” para cálculo da eficiência de uma unidade de cogeração de acordo com a metodologia presente na Diretiva Europeia.	58
Figura 4.11 - Segunda parte da folha “Diretiva 2004.08.CE” referente ao cálculo de eletricidade de cogeração conforme procedimento presente na normativa.	59
Figura 4.12 - Secção presente na folha “Diretiva 2004.08.CE” para os resultados obtidos de alguns indicadores de eficiência da unidade de cogeração.....	60
Figura 4.13 - Primeira parte da folha “A.Termodinâmica”.	61
Figura 4.14 - Secção específica para o cálculo da poupança de energia primária e rendimento exergético da folha “A.Termodinâmica”.	62
Figura 4.15 - Secção exclusiva para análise de casos de sistemas não ajustados presente na folha “A.Termodinâmica”.....	63
Figura 4.16 - Resultados das três parcelas envolvidas no cálculo da remuneração da venda de energia à rede. Informação apresentada na folha “Remuneração PRE”	64
Figura 4.17 - Exemplo de cálculo do valor de uma parcela envolvida na remuneração da venda de energia à Rede Elétrica.	65
Figura 4.18 - Secção inicial da Folha “A.Economica” com alguns valores de investimento e custos de uma cogeração com motor de combustão interna e de uma instalação exclusivamente térmica.	65
Figura 4.19 - Área específica para a definição de preços e cálculo do total de vendas dos produtos energéticos da unidade de cogeração.	66
Figura 4.20 - Folha “Cenários T” para estudo da influência do <i>REC</i> no desempenho termodinâmico do sistema.	68
Figura 4.21 - Folha “Cenários E” para o estudo da influência dos preços das energias na viabilidade do projeto.	69
Figura 5.1 - Esquema de cogeração baseado em turbina de gás (COGEN, 2009).....	71
Figura 5.2 - Sumário apresentado no PATESC para os resultados segundo metodologia da diretiva europeia da unidade cogeração com turbina a gás.	73
Figura 5.3 - Influência da temperatura do calor útil no rendimento exergético do sistema de cogeração com turbina a gás	74
Figura 5.4 - Sumário apresentado no PATESC para os resultados segundo metodologia estritamente termodinâmica para avaliação de desempenho da unidade cogeração com turbina a gás.	74
Figura 5.5 - Valores encontrados para a eficiência de um sistema global na unidade de cogeração com turbina a gás.	76

Figura 5.6 - Balanço de calor útil e eletricidade para diferentes $REC (Q_U)$ na unidade de cogeração com turbina a gás.	77
Figura 5.7 - Rendimentos globais e exergéticos do sistema com turbina a gás para diferentes quantidades de calor útil	78
Figura 5.8 - Poupança de energia primária do sistema com turbina a gás para diferentes quantidades de calor útil.	78
Figura 5.9 - Balanço de calor útil e eletricidade para diferentes $REC (W_E)$ na unidade de cogeração com turbina a gás.	79
Figura 5.10 – Rendimentos globais e exergéticos do sistema com turbina a gás para diferentes quantidades de eletricidade.....	79
Figura 5.11 – Poupança de energia primária do sistema com turbina a gás para diferentes quantidades de eletricidade.....	79
Figura 5.12 – Influência da quantidade de eletricidade entregue em hora de ponta no preço da eletricidade vendida à Rede para 20% da energia entregue em hora de cheia – unidade de cogeração com turbina a gás.....	80
Figura 5.13 – Influência da quantidade de eletricidade entregue em hora de cheia no preço da eletricidade vendida à Rede para 20% da energia entregue em hora de ponta – unidade de cogeração com turbina a gás.....	80
Figura 5.14 – Sumário apresentado no PATESC para os resultados económicos da unidade de cogeração com turbina a gás.....	81
Figura 5.15 – Preço de venda dos produtos energéticos no cenário 1.1.....	83
Figura 5.16 – Resultado líquido da cogeração no cenário 1.1.....	83
Figura 5.17 – <i>Payback</i> económico no cenário 1.1.....	83
Figura 5.18 – Poupança para o consumidor preferencial no cenário 1.1.....	83
Figura 5.19 – Preço de venda dos produtos energéticos no cenário 1.2.....	84
Figura 5.20 – Resultado líquido da cogeração no cenário 1.2.....	84
Figura 5.21 – <i>Payback</i> económico no cenário 1.2.....	84
Figura 5.22 – Poupança para o consumidor preferencial no cenário 1.2.....	84
Figura 5.23 – Preço de venda dos produtos energéticos no cenário 1.3.....	85
Figura 5.24 – Resultado líquido da cogeração no cenário 1.3.....	85
Figura 5.25 – <i>Payback</i> económico no cenário 1.3.....	85
Figura 5.26 – Poupança para o consumidor preferencial no cenário 1.3.....	85

Figura 5.27 – Preço de venda dos produtos energéticos no cenário 1.4.....	86
Figura 5.28 – Resultado líquido da cogeração no cenário 1.4.....	86
Figura 5.29 – <i>Payback</i> económico no cenário 1.4.....	86
Figura 5.30 – Poupança para o consumidor preferencial no cenário 1.4.....	86
Figura 5.31 – Preço de venda dos produtos energéticos no cenário 1.5.....	87
Figura 5.32 – Resultado líquido da cogeração no cenário 1.5.....	87
Figura 5.33 – <i>Payback</i> económico no cenário 1.5.....	87
Figura 5.34 – Poupança para o consumidor preferencial no cenário 1.5.....	87
Figura 5.35 – Preço de venda dos produtos energéticos no cenário 1.6.....	88
Figura 5.36 – Resultado líquido da cogeração no cenário 1.6.....	88
Figura 5.37 – <i>Payback</i> económico no cenário 1.6.....	88
Figura 5.38 – Poupança para o consumidor preferencial no cenário 1.6.....	88
Figura 5.39 – Esquema de cogeração baseado em motor alternativo (COGEN, 2009).....	89
Figura 5.40 – Balanço de produção na unidade de cogeração com motor de combustão interna conforme Diretiva 2004/08/CE.....	90
Figura 5.41 – Sumário apresentado na PATESC para os resultados segundo metodologia da Diretiva europeia da unidade de cogeração com motor de combustão interna.....	91
Figura 5.42 - Sumário apresentado na PATESC para os resultados segundo metodologia estritamente termodinâmica para avaliação de desempenho da unidade cogeração com motor de combustão interna.....	92
Figura 5.43 - Balanço de calor útil e eletricidade para diferentes <i>REC</i> (Q_U) na unidade de cogeração com motor de combustão interna.....	93
Figura 5.44 - Rendimentos globais e exergéticos do sistema com motor combustão interna para diferentes quantidades de calor útil.....	94
Figura 5.45 - Poupança de energia primária do sistema com motor de combustão interna para diferentes quantidades de calor útil.....	94
Figura 5.46 - Balanço de calor útil e eletricidade para diferentes <i>REC</i> (W_E) na unidade de cogeração com motor de combustão interna.....	94
Figura 5.47 - Rendimentos globais e exergéticos do sistema com motor combustão interna para diferentes quantidades de eletricidade.....	95
Figura 5.48 - Poupança de energia primária do sistema com motor de combustão interna para diferentes quantidades de eletricidade.....	95

Figura 5.49 - Sumário apresentado no PATESC para os resultados económicos da unidade de cogeração com motor de combustão interna.....	96
Figura 5.50 – Preço de venda dos produtos energéticos no cenário 2.1.....	97
Figura 5.51 – Resultado líquido da cogeração no cenário 2.1.....	97
Figura 5.52 – <i>Payback</i> económico no cenário 2.1.....	97
Figura 5.53 – Poupança para o consumidor preferencial no cenário 2.1.....	97
Figura 5.54 – Preço de venda dos produtos energéticos no cenário 2.2.....	98
Figura 5.55 – Resultado líquido da cogeração no cenário 2.2.....	98
Figura 5.56 – <i>Payback</i> económico no cenário 2.2.....	98
Figura 5.57 – Poupança para o consumidor preferencial no cenário 2.2.....	98
Figura 5.58 – Preço de venda dos produtos energéticos no cenário 2.3.....	99
Figura 5.59 – Resultado líquido da cogeração no cenário 2.3.....	99
Figura 5.60 – <i>Payback</i> económico no cenário 2.3.....	99
Figura 5.61 – Poupança para o consumidor preferencial no cenário 2.3.....	99

Lista de Acrónimos

AEA – Agencia Europea para o Ambiente.

BP – Banco de Portugal.

CEPCI – *Chemical Engineering Plant Cost Index*.

CHE – *Chemical Engineering*.

CHP - *Combined Heat and Power*.

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia.

EC – *European Commission*.

EUA – Estados Unidos da America.

FEUP – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

GPL – Gás Liquefeito de Petróleo.

NRCAN – *Natural Resources Canada*.

PATESC – Programa para Análise Termo-Económica de Sistemas de Cogeração.

PNAC – Programa Nacional para as Alterações Climáticas.

PRE – Produção em Regime Especial.

SEP - Sistema Elétrico de serviço Público.

USEPA – *United States Environmental Protection Agency*.

Nomenclatura

Símbolo		
Alfabeto grego	Descrição	Unidades
α	Parâmetro venda de calor útil.	
β	Fracção eletricidade para o consumidor preferencial.	
γ	Fator conversão da exergia.	
Δ	Diferença de valores referente à variável em causa.	
η	Rendimento.	
λ	Parâmetro venda de eletricidade.	
σ	Encargos de capital.	
τ	Fator de correção para as perdas de rede evitadas para produção separada de eletricidade.	
Φ	Coeficiente de perda energia elétrica.	
Restantes		
A	Ano de início produção.	
ALB	<i>Arabian Light Breakeven</i> .	
C	Custo.	€/MWh
CB	Energia primária total.	kWh
CR	Energia primária renovável.	kWh
CEA	Coeficiente sem dimensão que traduz a eficiência ambiental da instalação de cogeração.	
CEC	Consumo específico de combustível.	
CCR	Montante unitário das emissões de dióxido de carbono evitadas pela instalação de cogeração.	g/kWh
$CPOT$	Coeficiente sem dimensão que traduz a contribuição da instalação de cogeração para a garantia de potência proporcionada pela rede do SEP.	
EE	Energia elétrica que será produzida anualmente pela instalação de cogeração, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção.	kWh

<i>EEC</i>	Energia fornecida à rede do SEP pela instalação de cogeração.	kWh
<i>ET</i>	Energia térmica útil que será consumida anualmente a partir da energia térmica produzida pela instalação de cogeração, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética.	kWh
<i>EMI55</i>	Número de gramas de dióxido de carbono por kWh que uma instalação convencional de produção de energia elétrica teria emitido se utilizasse combustível com as mesmas características do combustível utilizado pela instalação de cogeração e tivesse um rendimento de 55% (50% no caso do Fuelóleo).	
<i>Ex</i>	Exergia.	MWh
<i>F</i>	Combustível consumido.	MWh
<i>FUE</i>	Fator de utilização de energia.	
<i>H</i>	Número de horas de funcionamento anual.	h
<i>IPC</i>	Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente.	
<i>IPVC</i>	Indexante de $PVC(U)_{ref}$.	
<i>KMHO</i>	Coeficiente que modula os valores de $PV(VRD)_m$ em função do posto horário em que a eletricidade tenha sido fornecida.	
<i>KPVR</i>	Coeficiente sem dimensão que exprime a existência ou inexistência de custos transporte evitados.	
<i>LEV</i>	Perdas nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela instalação de cogeração.	
<i>m</i>	Mês em análise.	
<i>NHM</i>	Número de horas.	h
<i>NRM</i>	Relação entre o número de medidas, tomadas durante as horas de ponta, em que a potência disponibilizada à rede do SEP pela instalação de cogeração foi inferior a metade da potência $POT_{p,m}$ e o número total de medidas de potência, tomadas nas horas de ponta.	
<i>OM</i>	Custo anual de operação e manutenção.	€
<i>P</i>	Potência.	kW

<i>PA(VRD)</i>	Parcela Ambiental da remuneração aplicável a instalações de cogeração.	€
<i>PA(U)</i>	Valor unitário o qual deve corresponder a uma valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela instalação de cogeração.	€/g
<i>PCI</i>	Poder calorífico inferior.	MJ/kg
<i>PEP</i>	Poupança de energia primária.	
<i>PF(VRD)</i>	Parcela Fixa da remuneração aplicável a instalações de cogeração.	€
<i>PF(U)</i>	Valor unitário para <i>PF(VRD)</i> o qual deve corresponder à “mensualização” do custo unitário de investimento nos novos meios de produção cuja construção é evitada por uma instalação de cogeração que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios.	€/kW
<i>PGA</i>	Potência garantida, à rede do SEP, pela instalação de cogeração.	kW
<i>POT</i>	Potência média disponibilizada pela instalação de cogeração à rede do SEP.	kW
<i>PV(U)</i>	Valor unitário da Parcela Variável da remuneração aplicável a centrais que consomem exclusivamente energia primária renovável.	€/kWh
<i>PV(VRD)</i>	Parcela Variável da remuneração aplicável a instalações de cogeração.	€
<i>PVC(U)</i>	Valor unitário para <i>PVC(VRD)</i> o qual deve corresponder aos custos com combustível que seriam necessários à operação dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central de cogeração.	€/kWh
<i>PVC(VRD)</i>	Despesas com combustível.	€
<i>PVO(U)</i>	Valor unitário para <i>PVO(VRD)</i> o qual deve corresponder aos outros custos, com excepção dos custos com combustível, que seriam necessários à operação dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela instalação de cogeração.	€/kWh
<i>PVO(VRD)</i>	Outras despesas.	€

<i>PVR(U)</i>	Valor unitário para <i>PVR(VRD)m</i> .	€/kWh
<i>PVR(VRD)</i>	Custos evitados nas redes a montante.	€
<i>Q</i>	Calor.	kW
<i>REC</i>	Rácio eletricidade/calor.	
<i>REE</i>	Rendimento elétrico equivalente.	
<i>RDEP</i>	Demanda de energia primária.	
<i>T</i>	Temperatura.	° C
<i>TCUSD</i>	Média das taxas de câmbio entre o euro e o dólar dos Estados Unidos da América publicadas pelo Banco de Portugal.	
<i>V</i>	Preço de venda.	€/MWh
<i>VRD</i>	Remuneração da venda de eletricidade à rede do SEP.	€
<i>W</i>	Trabalho.	kW

Subscritos

Símbolo	Descrição
<i>A</i>	Autoconsumo.
<i>AMB</i>	Ambiente.
<i>A-INT</i>	Autoconsumo em modo cogeração integral.
<i>B</i>	Caldeira auxiliar.
<i>cal</i>	Para efeitos de cálculo do CEA.
<i>CG</i>	Instalação de cogeração.
<i>CHP</i>	Cogerada.
<i>D</i>	Diretiva 2004/08/CE.
<i>DE</i>	Demanda.
<i>dec</i>	Declarado pelo cogrador no ato de licenciamento.
<i>dez</i>	Dezembro.
<i>Dez98</i>	Dezembro de 1998.
<i>E</i>	Eletricidade.
<i>EN</i>	Eletricidade necessária no sistema global.

<i>ENT</i>	Que entra.
<i>EX</i>	Exergia.
<i>F</i>	Combustível.
<i>G</i>	Global.
<i>hom</i>	Depois da realização da auditoria.
<i>hom,v</i>	Antes da realização da auditoria.
<i>INT</i>	Modo cogeração integral.
<i>L</i>	Consumida no local
<i>lic</i>	Licenciamento.
<i>m</i>	Mês em análise.
<i>N</i>	Necessário.
<i>NÃO-CHP</i>	Não cogerada.
<i>P</i>	Consumidor preferencial.
<i>p</i>	Horas de ponta.
<i>pc</i>	Horas de ponta e cheias.
<i>Q</i>	Calor.
<i>QN</i>	Calor necessário no sistema global.
<i>R</i>	Exportada para a rede
<i>REF</i>	Referência.
<i>red</i>	Reduzido.
<i>S</i>	Sistema global.
<i>SAI</i>	Que sai.
<i>U</i>	Útil.
<i>ver</i>	Verificado.
<i>vs</i>	Horas de vazio normal e super vazio.

Capítulo 1

A Cogeração

No presente capítulo pretende-se caracterizar a cogeração, dando a conhecer as suas vantagens e inconvenientes, bem como a sua evolução no contexto nacional.

1.1 Conceito

A cogeração é um sistema que permite a produção de eletricidade ou de energia mecânica e calor útil numa única unidade integrada. O que distingue este, dos sistemas de produção separada de eletricidade e calor, é o melhor aproveitamento da energia química contida no combustível. Nas centrais térmicas convencionais o calor contido no vapor ou gás à saída das turbinas é desperdiçado. Centrais a gás que operam em ciclo combinado, tiram partido deste calor aquecendo água de forma a gerar vapor que é utilizado em turbinas para produzir mais eletricidade. Na cogeração uma parte deste calor é aproveitada diretamente em processos industriais, aquecimento de águas, aquecimento de edifícios, etc. As perdas são minimizadas e o rendimento global da cogeração é bastante elevado com uma significativa poupança de energia primária e consequente diminuição de emissão de gases poluentes para a atmosfera. A cogeração não é uma tecnologia específica, mas sim uma aplicação de várias tecnologias de forma a satisfazer a combinação de necessidades energéticas do consumidor final. Estes sistemas produzem duas ou mais formas de energia aproveitáveis: eletricidade, calor para climatização de edifícios, calor para aquecimento de água e produção de vapor e energia mecânica. As combinações mais típicas são: eletricidade e aquecimento de edifícios ou eletricidade e produção de água quente ou de vapor de água para utilizações térmicas industriais.

Foi em Abril de 1977 que o Presidente Carter, dos Estados Unidos da América, surgiu com o termo cogeração na mensagem sobre energia e definiu-a como sendo a produção de eletricidade e outras formas úteis de energia na mesma instalação. Em 1980 na *Federal Energy Regulatory Commission* nas *Rulemaking on Cogeneration and Small Power Production*

definiu-se a cogeração como “produção sequencial de energia elétrica ou mecânica e de energia térmica útil a partir da mesma fonte primária”.

Define-se então cogeração como a produção conjunta, num processo sequencial, de eletricidade (ou energia mecânica) e energia térmica útil. Admite-se como alternativa a produção de energia mecânica para acionamento de compressores, bombas etc., que noutro caso utilizariam motores elétricos. Existem outras definições também muito utilizadas: Produção Combinada de Calor e Eletricidade (*Combined Heat and Power - CHP*), e Sistemas de Energia Total, expressão que pretende definir as instalações destinadas a um auto-abastecimento energético completo. Outro conceito, o Aquecimento Urbano ou Comunitário (*District Heating*), muito utilizado no Norte da Europa, consiste na criação de unidades de produção centralizadas de calor, para aquecimento comunitário, gerando simultaneamente eletricidade como um subproduto.

A cogeração é uma tecnologia com provas dadas há mais de 100 anos. No final do século XIX a Europa já tinha sistemas que aproveitavam o calor residual das centrais elétricas. Este conceito, tal como é hoje conhecido, pode-se afirmar que começou na Europa e foi depois exportado para os Estados Unidos da América (E.U.A.). A primeira central de produção elétrica nos Estados Unidos da América foi uma unidade de cogeração, desenhada e construída por Edison, em Nova Iorque, no ano de 1882 (Flin, 2010). Foi a primeira forma de cogeração apesar do termo não ter sido criado na altura.

Nos primórdios do desenvolvimento da indústria de produção elétrica, as redes de distribuição das companhias elétricas eram pequenas e a segurança no aprovisionamento era baixa. O setor industrial estava em crescimento e necessitava cada vez mais de energia. A eletricidade era então produzida no local aonde ia ser utilizada através de sistemas de cogeração e o calor excedente era utilizado nos processos industriais ou Aquecimento Urbano (*District Heating*). A utilização destes sistemas era tal que em 1900, e concretamente nos E.U.A., a energia proveniente da cogeração era sensivelmente metade de toda a energia produzida (Lizarraga, 1999). Com a construção de novas centrais térmicas, melhoria nas redes de distribuição de energia elétrica e aumento de segurança de aprovisionamento acompanhado pela diminuição dos preços da eletricidade, conduziram a uma diminuição progressiva da importância da cogeração no que diz respeito à eletricidade consumida. No entanto, a partir da crise do petróleo dos anos setenta, o custo dos combustíveis fósseis começou a aumentar, reduzindo as vantagens de economia de escala das grandes centrais térmicas e foi incentivado o aproveitamento combinado de recursos energéticos. Foram desenvolvidas teorias de análise de desempenho de instalações de cogeração, definindo-se assim as condições ótimas de funcionamento dos equipamentos de produção.

De um modo geral os projetos de cogeração dividem-se em quatro tipos que seguidamente se apresentam (Lizarraga, 1999):

- Projetos em que participam as próprias companhias de eletricidade;

- Projetos de cogeração industrial;
- Sistemas de aquecimento comunitário;
- Sistemas de Energia Total.

1.2 Vantagens e Inconvenientes da Cogeração

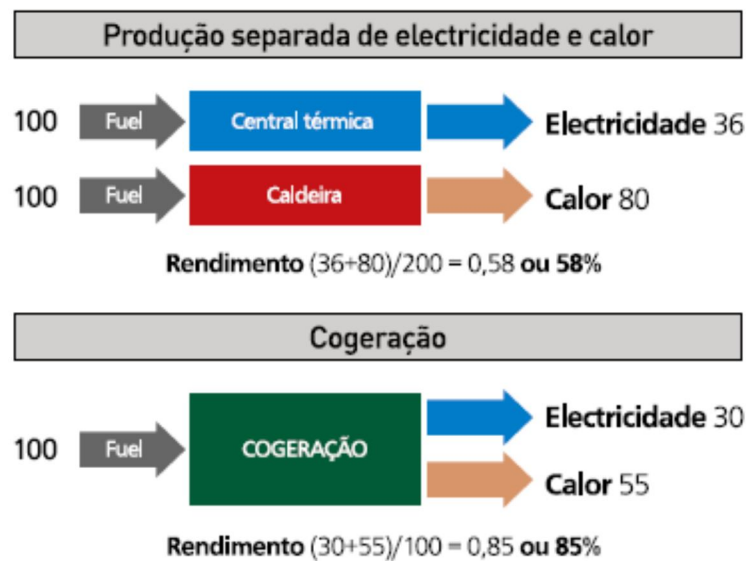


Figura 1.1 - Balanço energético comparativo com o convencional (COGEN, 2009).

Contrariamente aos sistemas convencionais, as centrais de cogeração têm rendimentos globais entre 75-95%, o que significa que a maior parte da energia contida no combustível é utilizada de forma produtiva. Isto acontece, porque o calor após ter sido utilizado na produção de eletricidade é aproveitado como forma de energia útil, resultando num menor desperdício e menor consumo de combustível, para gerar a mesma quantidade de trabalho útil. Seguidamente enumeram-se as várias vantagens e inconvenientes na perspectiva dos intervenientes num sistema de cogeração.

Para os cogeradores

1. Vantagens:

- Poupança económica: menor custo da eletricidade auto consumida (menor custo com combustível, menor desgaste dos equipamentos devido à menor contaminação de poluentes que passam pelos motores ou turbinas, etc.) e ganhos na venda de eletricidade à rede, ainda que por vezes marginais;
- Maior garantia no abastecimento de energia: existindo uma falha na rede de distribuição da companhia de eletricidade, como a central produz energia pelos

seus próprios meios, é no mínimo capaz de manter os equipamentos críticos da indústria em funcionamento.

2. Inconvenientes:

- Investimento adicional: necessário investimento numa atividade desconhecida enfrentando riscos elevados (toda a gestão da unidade de cogeração, funcionamento do mercado energético, etc.). É prática comum a criação de uma empresa externa, com uma equipa especializada, para gerir toda a cogeração desde a sua construção, minimizando o risco. A empresa principal consumidora de energia normalmente investe uma parte, permitindo a entrada de outros investidores;
- Aumento da poluição local: como consequência do aumento de emissões de produtos de combustão da instalação de cogeração.

De facto a utilização da cogeração apresenta vantagens (e inconvenientes) não só para os proprietários das instalações como também para os países aonde são implantadas e para as companhias de eletricidade que neles operam.

Para um país

1. Vantagens:

- Poupança de energia primária: a economia de energia primária de um sistema de cogeração deve-se, nos ciclos de cabeceira à menor quantidade de combustível consumido e que é indexado à produção de eletricidade, enquanto que nos ciclos de cauda (fundo) é devido ao aproveitamento do calor residual. Um consumo típico de energia primária para um sistema convencional é da ordem dos 10400 kJ/kWh enquanto que num sistema de cogeração os valores são da ordem dos 5900 kJ/kWh (Pinho, 2010);
- Maior diversificação energética: devido ao aproveitamento do calor residual e dos combustíveis derivados do processo de produção (conversão) energética;
- Menor poluição: consequência do menor consumo global de combustível, devido ao melhor aproveitamento da energia, e também à menor emissão de calor para o meio ambiente devido ao aproveitamento adequado do calor residual;
- Poupança económica: devido ao menor custo de geração e distribuição de eletricidade, comparativamente com os sistemas de produção separada.

2. Inconvenientes:

- Legislação adequada: é necessária uma legislação adequada para regular e resolver os possíveis pontos de conflito que possam surgir nas relações do produtor independente e distribuidoras de eletricidade;

- Infraestruturas adequadas: necessária criação de infraestruturas adequadas ao controlo da aplicação da legislação e regulamentação técnica e ainda para a realização de operações de manutenção e reparação adequadas.

Para as companhias de eletricidade

1. Vantagens:

- Maior garantia de fornecimento de eletricidade aos consumidores;
- Possibilidade de baixar a potência de reserva: como consequência do aumento do número das instalações geradoras de eletricidade;
- Utilização mais económica dos seus meios de produção: ao substituir centrais com custos de geração elevados por centrais de cogeração.

2. Inconvenientes:

- Problemas de regulação da rede: a ligação em paralelo das instalações de cogeração com a rede de distribuição, cria problemas de regulação da rede e deixa esta na dependência das falhas de corrente fornecida pelos produtores independentes;
- Redução de mercado: os produtores independentes diminuem o mercado das produtoras e distribuidoras de eletricidade com o seu próprio auto abastecimento e com a possibilidade de venda de energia à rede ou a terceiros.

1.3 Evolução Histórica da Cogeração em Portugal

Foi a partir dos anos 30 que em Portugal começaram a surgir os primeiros sistemas de produção combinada de calor e eletricidade em unidades industriais, hoje conhecidos como sistemas de cogeração. Eram principalmente utilizados por indústrias de açúcar, refinação de petróleo, papel, têxtil, etc., e eram constituídos essencialmente por caldeiras e máquinas de vapor. Mais tarde, nos anos 40, estas máquinas foram substituídas por turbinas de contrapressão que acionavam alternadores e que em alguns casos funcionavam em paralelo com as redes públicas.

Os denominados “choques petrolíferos” de 1956 e de 1973 evidenciaram o carácter finito dos combustíveis fósseis, isto é, da fonte de energia mais utilizada em Portugal, até então, e mostraram a urgência de diversificar as várias fontes de energia e de a todas aproveitar. Era então necessário impulsionar a produção independente de energia elétrica. As várias indústrias que consumiam elevadas quantidades de calor (sob a forma de vapor de água), como as indústrias de celulose e as indústrias químicas, e que reuniam todas as condições técnicas e económicas, começaram a instalar centrais de cogeração. Em 1988 foi lançado um

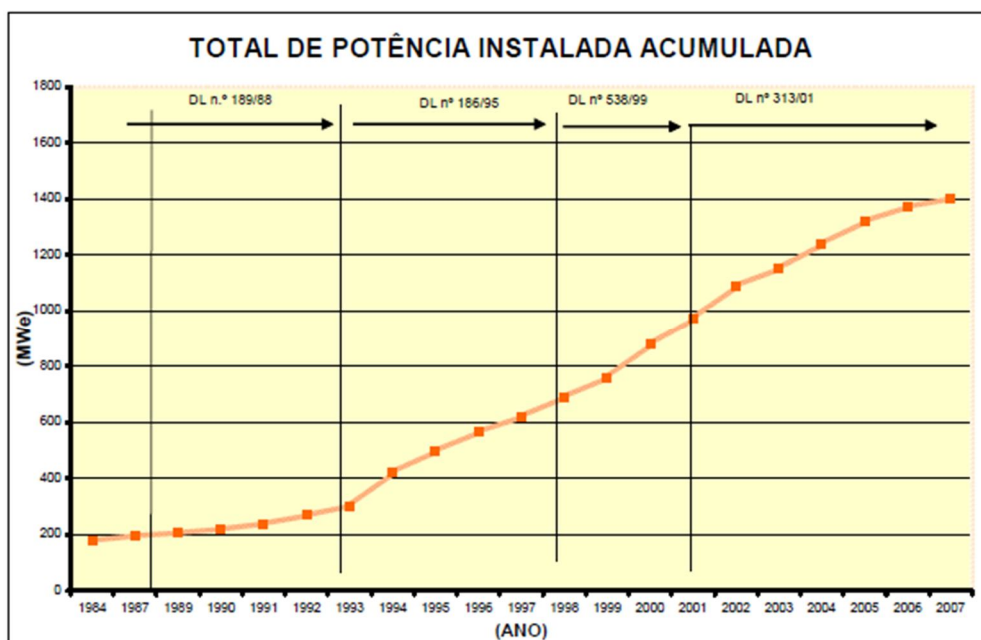


Figura 1.2 - Total de potência de cogeração instalada em Portugal até 2007 (DGEG, 2010).

diploma que reunia todo o quadro legal da produção de energia com recursos renováveis e por cogeração e que visava agilizar e dar transparência aos processos por forma a motivar os agentes económicos. Nessa altura a potência de cogeração instalada em Portugal não chegava aos 200 MW, como se pode ver na Figura 1.2.

A partir de 1990, com um enquadramento favorável, elevados custos de eletricidade, inexistência de alternativas de abastecimento e falta de competitividade da indústria face a outras indústrias internacionais com custos energéticos mais baixos, a utilização de sistemas de cogeração começou a crescer de forma consistente. O aumento de potência verificado na

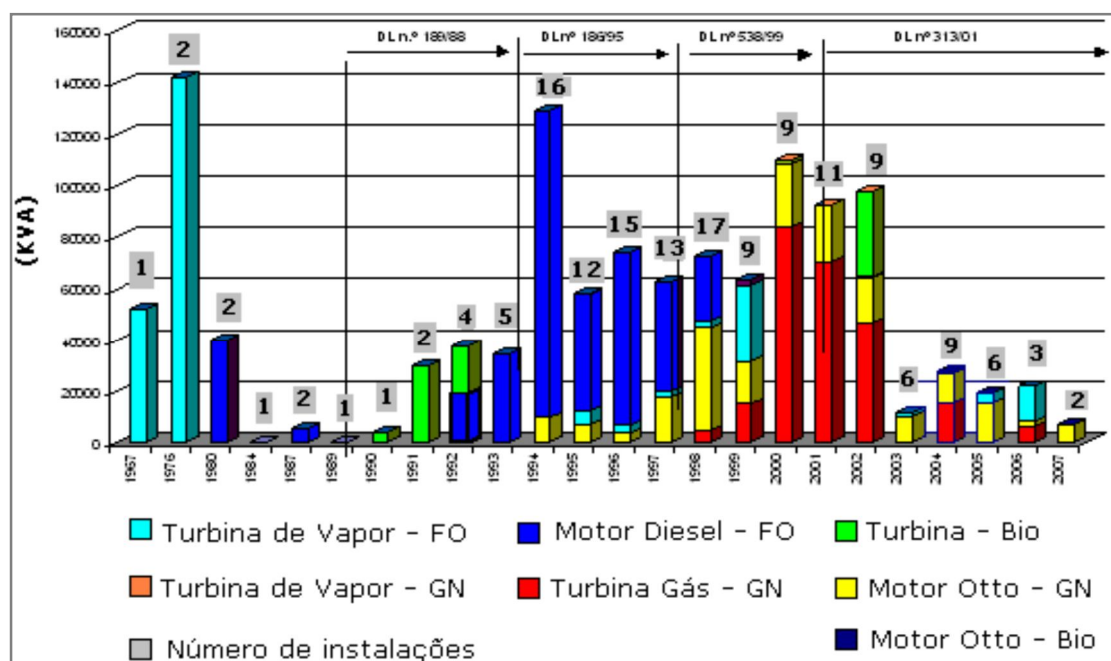


Figura 1.3 - Evolução da potência instalada de cogeração em Portugal por tecnologia (DGEG, 2010).

década de 90 esteve associado à instalação dos motores de combustão a fuelóleo e esta situação manteve-se até à entrada do gás natural. Foram instaladas em Portugal 64 novas centrais de cogeração totalizando uma potência adicional de 350 MW (COGEN, 2011b).

O cálculo e regras da remuneração da venda de eletricidade tornaram-se mais simples e transparentes, sendo reconhecidos os benefícios energéticos e ambientais desta forma de produção de energia.

Com o acentuado crescimento na produção de energia em cogeração, foi criado um quadro legal específico que demonstrou a elevada importância na regulamentação de uma área que estava em grande expansão.

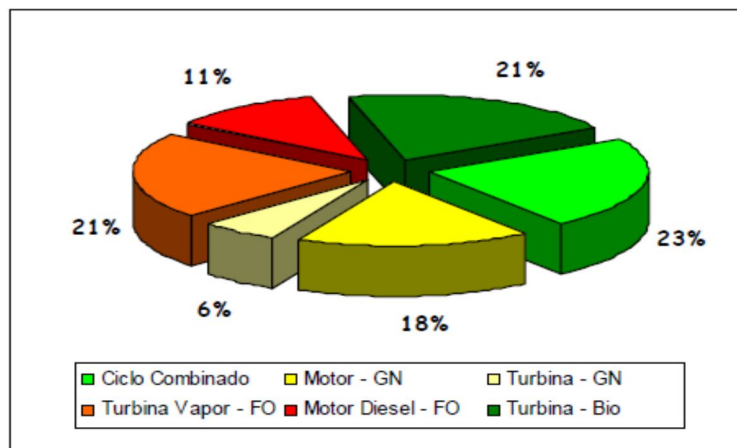


Figura 1.4 - Distribuição da potência instalada de cogeração em Portugal por tecnologia em 2010 (DGEG, 2010).

Em 1997 foi introduzido em Portugal o gás natural, como energia primária para a produção de eletricidade. Este combustível abriu novas portas à cogeração e diversos projetos foram lançados, utilizando turbinas a gás e motores a gás natural com um grande aumento de potência instalada até ao final do ano 2005. O gás natural consolidou-se como o combustível primário mais utilizado nesta área, muito devido às suas vantagens técnicas e ambientais, mas

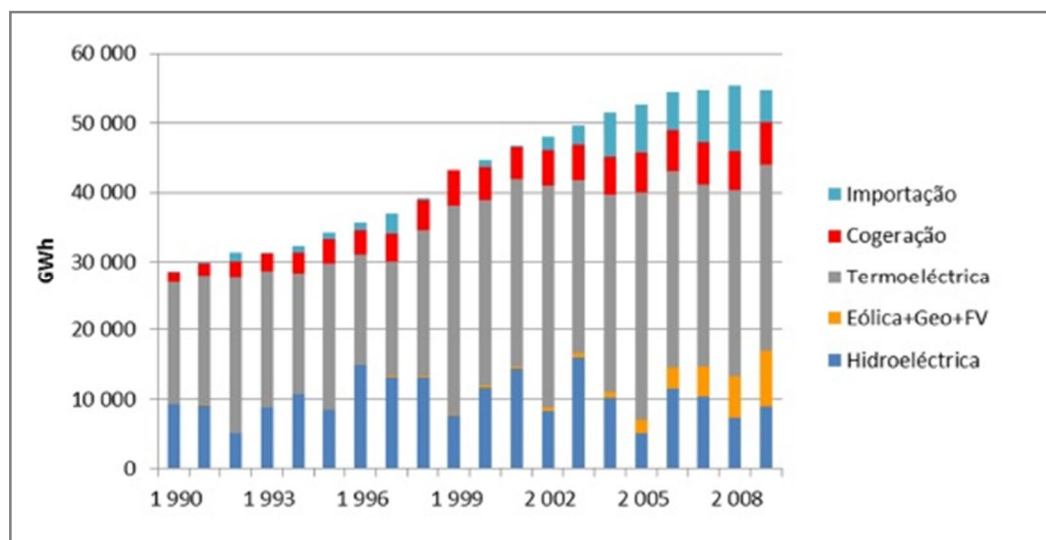


Figura 1.5 - Consumo bruto de energia elétrica em Portugal (Costa, 2011).

também, por constituir a referência dos preços de venda de eletricidade.

Com a nova regulamentação de entrega de energia elétrica à rede em baixa tensão, surgiram novas oportunidades e a primeira instalação de micro-cogeração entrou em funcionamento no final de 2003.

Salienta-se o facto que a partir de 2005 a produção de energia elétrica, em instalações de cogeração, não aumentou significativamente apesar do aumento de potência instalada.

O Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) aprovado em 2004 estabelecia, entre outros, uma potência nacional em cogeração a instalar até ao ano de 2010 de aproximadamente 800 MW, mantendo-se operacionais todas as instalações que se encontravam licenciadas. A meta não foi atingida, apesar da potência instalada em cogeração nesse período ter crescido.

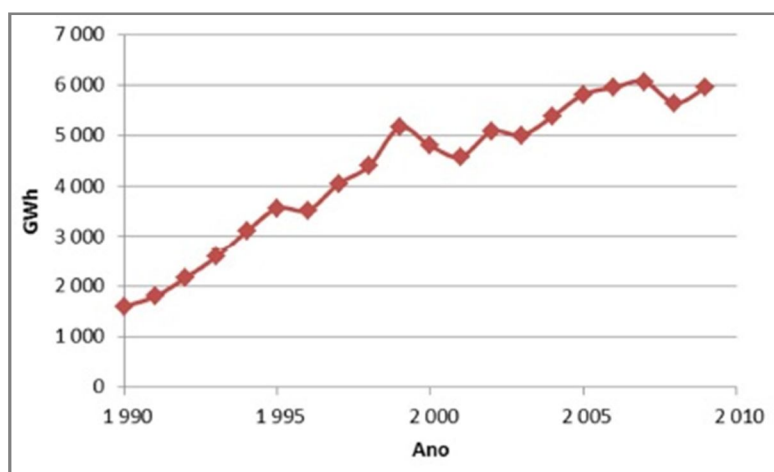


Figura 1.6 - Energia elétrica produzida em cogeração em Portugal (Costa, 2011).

De acordo com um estudo da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG, 2010) no final de 2007 existiam perto de 1400 MW de potência instalada de cogeração, com uma produção anual de energia elétrica de 6000 GWh equivalente a 11% de consumo de eletricidade no Sistema Elétrico Nacional. A potência instalada é distribuída por várias atividades (Figura

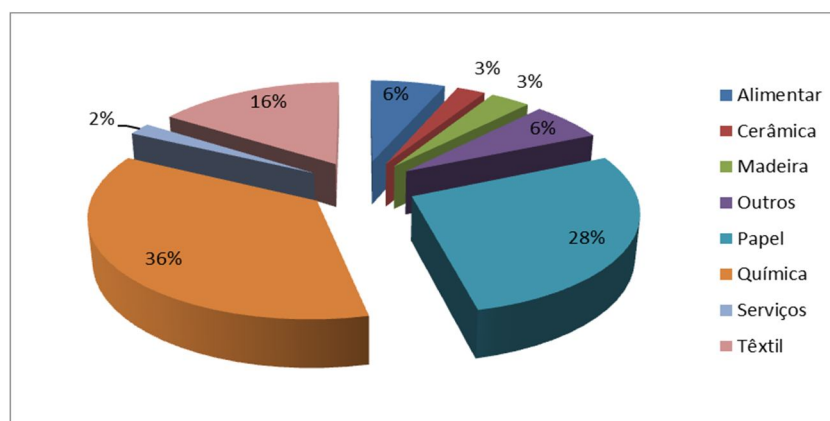


Figura 1.7 - Distribuição da potência de cogeração instalada em Portugal por setor de atividade económica em 2007 (DGEG, 2010).

1.7) sendo a indústria química, a do papel e a têxtil as que mais contribuem.

Com a transposição da nova diretiva comunitária em 2010, a regulamentação da cogeração em Portugal inicia uma nova etapa. É dada ênfase à produção de cogeração em elevada eficiência de calor e eletricidade, com base na procura de calor útil, e à poupança de energia primária. Neste momento, ainda falta criar a portaria para que esta nova lei passe a vigorar.

A cogeração tem grandes vantagens e contribui efectivamente para um desenvolvimento sustentável, promovendo a eficiência energética e a poupança de energia mas, apesar do crescimento da última década, ainda tem muito espaço para se impor como uma das formas de produção de energia mais utilizadas.

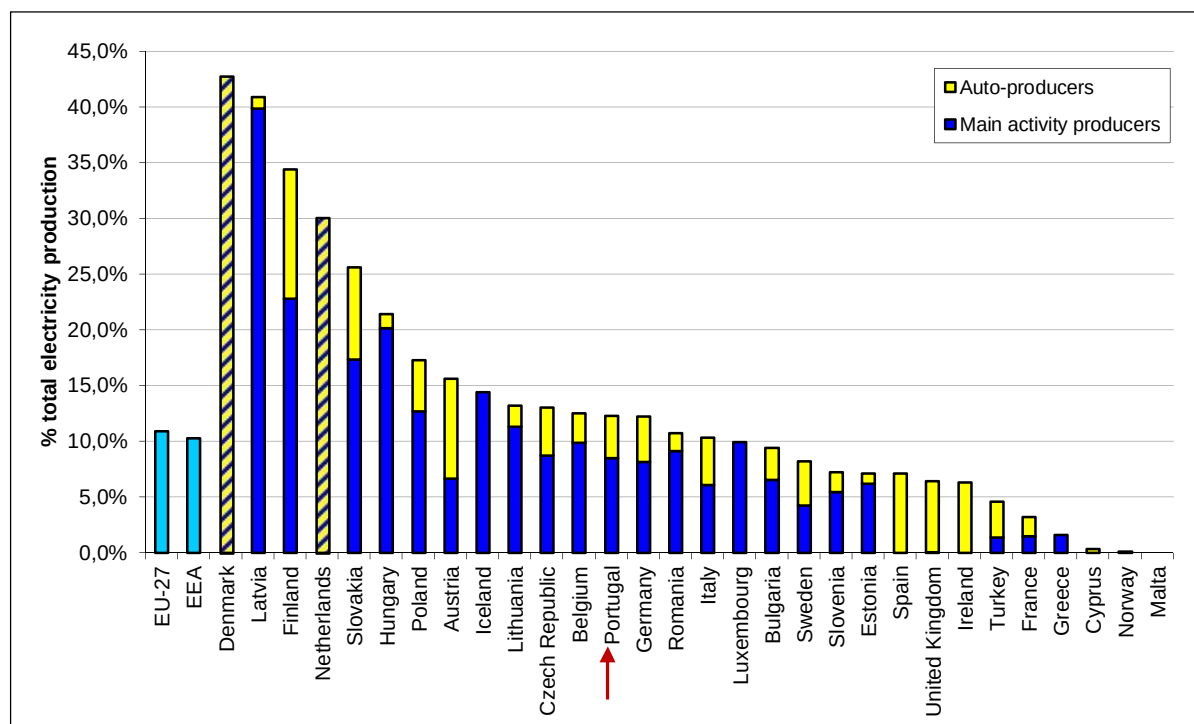


Figura 1.8 - Percentagem de eletricidade produzida em cogeração relativamente ao total de eletricidade produzida dos países da Agência Europeia do Ambiente (AEA) em 2007 (EUROSTAT, 2007).

Comparando a produção de eletricidade em cogeração com outros países, como a Dinamarca, Letónia ou Finlândia, Portugal ainda está longe, no entanto não deixa de estar um pouco acima da média da produção nos Países da Europa a 27 como se pode ver na Figura 1.8.

.

Capítulo 2

Quadro Legal da Cogeração

Neste capítulo é feito um levantamento de toda a legislação criada para a produção de energia em cogeração, incluindo uma breve explicação da Diretiva 2004/08/CE.

2.1 Legislação em Portugal

A cogeração em Portugal teve o seu início (aplicação industrial) nos anos 40 mas foi só nos anos 90 que se verificou um elevado crescimento em termos de potência instalada e de energia produzida (DGEG, 2010). Com o propósito de incentivar a produção independente de energia elétrica, em 1981 foi criada uma normativa que estabelecia medidas tendentes a promover a auto produção e, no ano seguinte, foi regulada a qualidade de produtor independente, com a possibilidade de entrega de energia à Rede Elétrica Nacional. A crescente preocupação na diminuição da dependência energética do País, levou a que em 1988

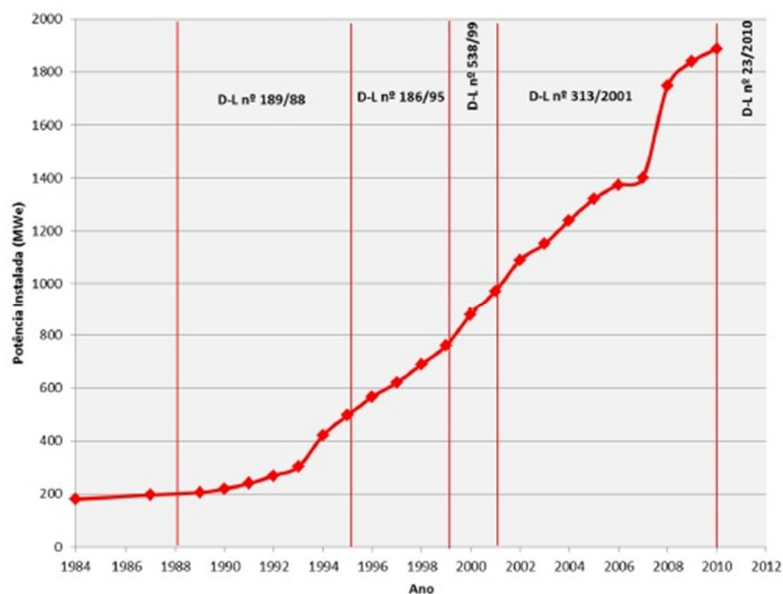


Figura 2.1 - Total de potência de cogeração instalada em Portugal e Decretos-Lei criados entre 1984 e 2010 (Costa, 2011).

se tenha criado um quadro legal mais coerente e transparente para a produção de energia, visando o melhor aproveitamento dos recursos endógenos e incentivo à utilização de cogeração. Como se pode ver na Figura 2.1 a utilização destes sistemas começou a crescer de forma consistente a partir de 1990 e, em 1995 foi lançado um Decreto-Lei específico para a cogeração. Não foi necessário muito tempo, para que se voltasse a legislar relativamente a esta matéria e, em 1999 foi lançado um novo Decreto-Lei, que se concentrava essencialmente em adaptar a cogeração à nova realidade do setor energético, e à maior preocupação com a defesa do ambiente. Este Decreto-Lei foi revisto passados dois anos, e foram criadas regras para a diferenciação dos tarifários de venda de energia produzida em cogeração, consoante o combustível utilizado, tecnologia do sistema e potência instalada. As várias portarias que definem estes tarifários ainda se encontram em vigor.

Ao mesmo tempo que se tomavam medidas em Portugal, a Comissão Europeia preparava uma nova Diretiva relativa à cogeração, e que tinha como grande objetivo, o aumento da eficiência energética e segurança do abastecimento no espaço comunitário, criando as condições para a promoção da cogeração de elevada eficiência, não esquecendo as condições climáticas e económicas de cada estado membro. Este documento foi lançado em 2004 com o intuito de nos dois anos seguintes, todos os estados implementarem a norma na sua realidade legal. A comissão disponibilizou alguns documentos com as linhas orientadoras para compreensão e implementação da Diretiva, de forma a facilitar todo o processo e a aumentar a transparência. De facto só em 2010 é que esta norma europeia foi transposta para o quadro legal português e, até à data de elaboração da presente dissertação, ainda não tinham sido lançadas as portarias que irão definir os tarifários para a venda de energia elétrica, para além de outras regras.

Na Figura 2.1 é representada a evolução da potência instalada acumulada e dos sucessivos decretos-lei criados entre 1984 e 2010. É evidente a aceleração em termos de potência instalada acumulada a partir de 1990. O quadro legal que foi sendo instituído teve um papel importante na proliferação destes sistemas.

Em termos cronológicos a legislação de maior relevância em Portugal e União Europeia para a produção de energia em cogeração foi a seguinte:

Em 1981:

- Decreto-Lei n.º 20/81 de 28 de Janeiro: cria a figura de auto produtor de energia elétrica, restringindo porém, a qualidade às pessoas singulares e coletivas que acessoriamente a produzissem. Pretendia-se, por esta via, não só alterar algumas das normas até à data em vigor, mas também reunir num só diploma todo o quadro legal referente à atividade em causa, garantindo a sua coerência interna e tornando-o mais transparente para os agentes económicos envolvidos.

Em 1982:

- Lei n.º 21/82 de 28 de Julho: regula a qualidade de produtor independente de energia elétrica e a possibilidade de as pessoas nela mencionadas (privadas, públicas e cooperativas) poderem proceder à respetiva distribuição.

Em 1986:

- Decreto-Lei 149/86 de 18 de Junho: altera a redação de algumas disposições do Decreto-Lei 20/81, de modo a reconhecer também aquela qualidade às entidades que explorassem instalações exclusivamente produtoras de energia elétrica.

Em 1988:

- Decreto-Lei n.º 189/88 de 27 de Maio: no seguimento da aprovação do programa comunitário VALOREM, este Decreto-Lei altera algumas das normas até a data em vigor, mas acima de tudo reúne num só diploma todo o quadro legal referente à cogeração, garantindo a sua coerência interna e tornando-o mais transparente para os agentes económicos. Tem como objetivo prosseguir uma política de diminuição da dependência externa do País em energia primária, visando por um lado, promover o aproveitamento dos recursos endógenos (energias renováveis, combustíveis nacionais e os resíduos industriais, agrícolas ou urbanos) e incentivar, por outro lado, o uso do processo de cogeração em instalações cuja atividade principal não seja a produção de eletricidade, atendendo ao seu contributo para uma utilização mais eficiente de energia. Revoga a Lei n.º 21/82 de 28 de Julho e o Decreto-Lei n.º 20/81 de 20 de Janeiro, com a redação que lhe foi dado pelo Decreto-Lei n.º 149/86 de 18 de Junho.

Em 1995:

- Decreto-Lei n.º 186/95 de 27 de Julho: após publicação do Decreto-Lei n.º 189/88 de 27 de Maio, teve lugar um acentuado desenvolvimento da utilização do processo de cogeração, o qual deu origem a um universo de situações diversas e de características peculiares no setor da produção energética, não previsíveis no quadro daquele normativo legal. Assim, e no seguimento por parte do Governo de uma política de liberalização do setor elétrico, tornou-se aconselhável separar legislativamente as formas de produção de energia elétrica cobertas pelo Decreto-Lei n.º 189/88 de 27 de Maio. Este diploma procedeu à conformação do conceito legal de cogeração, em função da realidade, e à adoção de disposições legais especificamente aplicáveis a este processo de produção de energia.

Em 1999:

- Decreto-Lei n.º 538/99 de 13 de Dezembro: estabelece novas disposições relativas à atividade de cogeração e revoga o Decreto-Lei n.º 186/95 de 27 de Julho. Desde a publicação do Decreto-Lei 186/95 de 27 de Julho que o setor elétrico conheceu

profundas transformações. Por um lado, a criação do mercado interno da energia levou à aprovação de diretivas que introduziram reformas liberalizadoras na forma como o setor iria operar. Por outro lado, as crescentes preocupações com a defesa do ambiente, a nível global justificaram uma revisão do normativo aplicável à cogeração.

Este normativo com a revisão através do Decreto-Lei 313/2001 de 10 de Dezembro contribuiu para a melhoria na eficiência energética.

Em 2000:

- Portarias n.º 30/2000 e n.º 31/2000 de 27 de Janeiro: estabelecem a forma de cálculo de remuneração, pelo fornecimento da energia entregue à rede, das instalações de cogeração licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 538/99 de 13 de Dezembro.

Em 2001:

- Portaria n.º 525/2001 de 25 de Maio: estabelece o tarifário aplicável às instalações de cogeração, licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, que sejam utilizadoras de energia primária que, em cada ano, seja constituída em mais de 50% por recursos renováveis.
- Decreto-Lei n.º 313/2001 de 10 de Dezembro: revê o Decreto-Lei n.º 538/99 de 13 de Dezembro relativo à atividade de cogeração, nomeadamente por não se ter verificado o desenvolvimento esperado na concretização de novas instalações. Destaca-se a reformulação das condições que devem respeitar as instalações de cogeração, clarificação das situações de coexistência de duas ou mais instalações de cogeração associadas a uma mesma instalação de utilização de energia térmica cogerada, ajustamento no âmbito de aplicação de mecanismo de gestão conjunta de energia e diferenciação do tarifário aplicável ao fornecimento para a rede do sistema elétrico de serviço público (SEP) da energia elétrica produzida em instalações de cogeração relativamente à utilização dos vários tipos de combustíveis.

Em 2002:

- Portaria n.º 57/2002 de 15 de Janeiro: estabelece o tarifário aplicável às instalações de cogeração, cuja potência de ligação à rede do SEP seja superior a 10 MW, utilizando como combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com exceção do fuelóleo, bem como as disposições relativas ao período de vigência das modalidades do mesmo tarifário. Revoga a Portaria n.º 31/2000, de 27 de Janeiro.
- Portaria n.º 58/2002 de 15 de Janeiro: estabelece o tarifário aplicável às instalações de cogeração, cuja potência de ligação à rede do SEP seja inferior ou igual a 10 MW, utilizando como combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com exceção do fuelóleo, bem como as disposições relativas ao período de vigência das modalidades do mesmo tarifário. Revoga a Portaria n.º 30/2000, de 27 de Janeiro.

- Portaria n.º 59/2002 de 15 de Janeiro: estabelece o tarifário aplicável às instalações de cogeração, utilizando como combustível fuelóleo, isoladamente ou em conjunto com combustíveis residuais, independentemente da potência de ligação, bem como as disposições relativas ao período de vigência das modalidades do mesmo tarifário.
- Portaria n.º 60/2002 de 15 de Janeiro: estabelece o tarifário aplicável às instalações de cogeração, que sejam utilizadoras de energia primária que, em cada ano, seja constituída em mais de 50% por recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, independentemente da potência de ligação, bem como as disposições relativas ao período de vigência das modalidades do mesmo tarifário. Revoga a Portaria n.º 525/2001, de 25 de Maio.
- Manual DGE n.º 78/2002 de 26 de Março: manual de referência para a realização de auditorias energéticas às instalações de cogeração.

Em 2004:

- Diretiva 2004/08/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de Fevereiro relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno da energia e que altera a Diretiva 92/42/CEE (relativa às exigências de rendimento para novas caldeiras de água quente alimentadas com combustíveis líquidos ou gasosos). Tem como objetivo aumentar a eficiência energética e a segurança do abastecimento, mediante a criação de um quadro para a promoção e o desenvolvimento da cogeração de elevada eficiência de calor e eletricidade, com base na procura de calor útil e na poupança de energia primária no mercado interno da energia, tendo em conta as condições específicas nacionais, nomeadamente em matéria de condições climáticas e económicas.

Em 2005:

- Decreto-Lei n.º 33-A/2005 de 16 de Fevereiro: este diploma, relativo à produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis, atualizou os valores constantes da fórmula de remuneração de eletricidade produzida a partir de recursos renováveis, garantindo a respetiva remuneração por um prazo considerado suficiente para permitir a recuperação dos investimentos efetuados e expectativa de retorno económico mínimo dos promotores. Estabeleceu-se também um prazo para a reserva de capacidade na rede por parte dos promotores, evitando, assim, que a reserva de capacidade injustificada prejudique o desenvolvimento de projetos mais pequenos e mais adequados a cada realidade. Por último explicitam-se as condições em que a potência e a capacidade de rede disponíveis, ou que prevê virem a estar disponíveis, possam ser disponibilizadas.

Em 2010:

- Decreto-Lei n.º 23/2010 de 25 de Março: estabelece a disciplina da atividade de cogeração e procede à transposição para a ordem jurídica interna da Diretiva 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Fevereiro.
- Lei n.º 19/2010 de 23 de Agosto: Primeira alteração, por apreciação parlamentar, ao Decreto-lei n.º 23/2010, de 25 de Março, que estabelece o regime jurídico e remuneratório aplicável à energia elétrica e mecânica e de calor útil produzidos em cogeração.

2.2 Legislação na União Europeia

Em 2001 o Parlamento Europeu, após um estudo da situação energética na União Europeia, demonstrou elevado interesse na criação de incentivos que encorajassem a transferência para centrais de produção de energia eficientes, incluindo produção combinada de calor e eletricidade (Resolução do Parlamento Europeu, 15 de Novembro de 2001).

A base desta análise foi o livro verde intitulado *“Para uma estratégia europeia de segurança de aprovisionamento energético”* que chamava atenção da elevada dependência energética relativamente ao exterior e que esse facto aumentava o risco de interrupções e de dificuldades de aprovisionamento. Sublinhava também que a segurança de aprovisionamento energético era essencial para um futuro desenvolvimento sustentável e que, adotando novas medidas de redução de procura de energia, para além da redução na dependência de importações, também diminuía as emissões de gases de efeito de estufa.

No mesmo ano, uma outra comunicação da Comissão dava conta que as alterações climáticas eram um grande entrave para o desenvolvimento sustentável e era necessário promover o aumento de utilização de energias limpas e de reduzir a procura de energia. Era necessário também tomar medidas nesse sentido para cumprir com o Protocolo de Quioto da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as alterações climáticas.

Foi identificada a cogeração, baseada na poupança de energia primária, como uma das tecnologias capaz de estar à altura do desafio, diminuindo as emissões de gases de efeito de estufa. Sabia-se que o potencial de cogeração encontrava-se subutilizado na comunidade e que os benefícios iam ao encontro dos objetivos traçados. Esta tecnologia reunia várias condições para o desenvolvimento sustentável que se esperava alcançar, com diversas vantagens, para além da poupança de energia primária, supressão de perdas de rede e de redução das emissões de gases de efeito de estufa. Outro fator importante era que, a utilização destes sistemas contribuía favoravelmente para a segurança de aprovisionamento energético e posição concorrencial da União Europeia e dos seus Estados-Membros.

De facto a importância numa estratégia comunitária para promoção da produção combinada de calor e eletricidade já tinha sido reconhecida em 1997 (Resolução do Conselho,

18 Dezembro) e 1998 (Resolução do Parlamento Europeu, 15 de Maio). Em 2000 foi apresentado um plano de ação para a eficiência energética e novamente a promoção da cogeração foi apontada como um domínio prioritário a curto prazo. Em 2002 foi anunciada a intenção de apresentar uma proposta de diretiva relativa à cogeração.

Finalmente a 11 de Fevereiro de 2004 foi aprovada a Diretiva 2004/8/CE alterando a Diretiva 92/42/CEE relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno de energia.

Os Estados-Membros ficaram obrigados, num prazo de dois anos, a implementar esta diretiva e foi preparado um guia de linhas orientadoras por um Comité constituído por profissionais dos 25 estados membros garantindo, consistência à respetiva realidade nacional.

As linhas orientadoras foram preparadas com o objetivo de obedecer a requerimentos, a nível de harmonização, e à correta aplicação e controlo nos vários estados membros.

2.2.1 Diretiva 2004/8/CE de 11 de Fevereiro de 2004

A Diretiva 2004/8/CE é composta por 18 artigos e 4 anexos. Nos artigos são descritas as definições dos termos utilizados, critérios de avaliação, responsabilidades e deveres dos intervenientes e outros aspetos importantes (garantias de origem, regimes de apoio, etc.). Nos anexos estão presentes as metodologias detalhadas que são referidas nos artigos como o cálculo de eletricidade de cogeração e cálculo da eficiência de produção de eletricidade em cogeração.

2.2.1.1 Objetivo

No artigo 1.º do documento oficial, lê-se o seguinte:

É objetivo da presente diretiva aumentar a eficiência energética e a segurança do abastecimento mediante a criação de um quadro para a promoção e o desenvolvimento da cogeração de elevada eficiência de calor e de eletricidade com base na procura de calor útil e na poupança de energia primária no mercado interno da energia, tendo em conta as condições específicas nacionais, nomeadamente em matéria de condições climáticas e económicas.

Sumariamente o intuito geral da Diretiva 2004/8/CE pode ser dividido em vários pontos importantes (EC, 2007):

- Desenvolvimento Sustentável do mercado Europeu de energia;
- Poupança no consumo de energia primária;
- Redução de emissão de gases, em particular gases efeito de estufa;
- Aumento da segurança no abastecimento;

- Promoção de sistemas de cogeração de elevada eficiência com base na procura de calor útil;
- Explorar o potencial das instalações de cogeração já existentes;
- Harmonizar o processo de avaliação de sistemas de cogeração nos Estados-Membros;
- Otimizar os apoios públicos direcionados a estes sistemas;
- Adotar uma definição uniforme de eletricidade de cogeração e cogeração de elevada eficiência, para efeitos de emissão de uma garantia de origem e para efeitos estatísticos.

É necessária uma compressão das definições básicas da cogeração e do mercado de energia onde esta tecnologia se insere, para que se verifique um aumento na eficiência energética e na segurança do abastecimento.

O documento contém definições e métodos de cálculo relativos à cogeração e fornece aos Estados-Membros e Operadores destas centrais, diretrizes de como adotar definições harmonizadas e métodos de cálculo de eletricidade produzida em cogeração (eletricidade cogerada).

Foram estabelecidos pela Comissão valores de referência harmonizados para a produção separada de calor e eletricidade.

2.2.1.2 Definições

No artigo 3.º são definidos os principais termos da Diretiva 2004/8/CE. O conhecimento destas definições é essencial para a correta compreensão deste documento. Para além disso a aplicação desenvolvida, utiliza alguns destes termos no cálculo de eletricidade de cogeração e da eficiência. Por estas razões, seguidamente, são transcritas as definições mais importantes.

Na Diretiva entende-se por:

- Cogeração: produção simultânea, num processo único, de energia térmica e de energia elétrica e/ou mecânica;
- Calor útil: calor produzido num processo de cogeração, a fim de satisfazer uma procura economicamente justificável de calor ou de frio;
- Eletricidade produzida em cogeração: eletricidade produzida num processo ligado à produção de calor útil e calculada de acordo com a metodologia estabelecida no Anexo II;
- Eletricidade não produzida em cogeração: energia elétrica produzida pela unidade de cogeração no período de referência numa das seguintes situações: no processo de cogeração não há produção conexa de calor; parte do calor produzido não pode ser considerado útil (não está presente no artigo 3.º);

- Eficiência global: total anual da produção de energia elétrica e mecânica e da produção de calor útil, dividido pelo consumo de combustível utilizado na produção de calor, num processo de cogeração e na produção bruta de energia elétrica e mecânica;
- Cogeração de elevada eficiência: cogeração que corresponde aos critérios do Anexo III;
- Valor de referência da eficiência para a produção separada: eficiência da produção separada de calor e de eletricidade que o processo de cogeração se destina a substituir;
- Rácio eletricidade/calor: rácio entre a eletricidade e o calor útil, produzidos exclusivamente em modo de cogeração, e utilizando dados operacionais da unidade em causa;
- Unidade de cogeração: unidade capaz de operar em modo de cogeração;
- Unidade de micro-cogeração: unidade de cogeração cuja capacidade máxima seja inferior a 50 kWe;
- Cogeração de pequena dimensão: unidades de cogeração com uma capacidade instalada inferior a 1 MWe;
- Produção de cogeração: energia elétrica e mecânica e de calor útil produzidas em cogeração;
- Modo de cogeração integral: modo de funcionamento de uma unidade de cogeração em que a recuperação do calor gerado pela própria unidade é a máxima tecnicamente possível (não está presente nas definições do artigo 3.º).

2.2.1.3 Declarações Gerais, Artigos e Anexos

A eletricidade produzida em cogeração é definida no artigo 3º (d) como eletricidade produzida num processo ligado à produção de calor útil. A metodologia utilizada é explicada no Anexo II.

A metodologia para a determinação da eficiência do processo de cogeração está descrita em detalhe no Anexo III sendo a cogeração de elevada eficiência definida no artigo 3º (i).

Desta forma tanto o Anexo II como Anexo III estão ligados às definições harmonizadas do artigo 3º. No guia de linhas orientadoras é explicado como implementar estes dois anexos (EC, 2007).

No artigo 4.º são definidas as responsabilidades e procedimentos relacionados com a aplicação do Anexo III. A comissão deverá estabelecer valores de referência harmonizados para a produção separada de eletricidade e de calor e posteriormente, de quatro em quatro anos, fazer uma revisão dos mesmos, tendo em conta a evolução tecnológica e as alterações na distribuição das fontes de energia. São também salvaguardadas as situações em que os Estados-Membros queiram adotar a presente diretiva, antes de serem estabelecidos estes valores.

No artigo 5.º é abordada a questão da responsabilidade dos Estados-Membros, em assegurar a origem da eletricidade produzida em cogeração de elevada eficiência, que deve ser garantida de acordo com critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios, num prazo inferior a seis meses após o estabelecimento dos valores referência.

Os Estados-Membros são obrigados a fazer uma análise do potencial nacional de cogeração de elevada eficiência, seguindo as recomendações expostas no artigo 6.º e devem assegurar os apoios à cogeração, que permitam reduzir a procura de energia de soluções economicamente viáveis ou vantajosas em termos ambientais (artigo 7.º).

Devem ser publicados relatórios com resultados da análise e da avaliação realizadas (artigo 10.º). Com base nestes relatórios a Comissão deve rever a aplicação da diretiva e deve apresentar ao Parlamento Europeu e ao Conselho, um relatório sobre a execução da mesma (artigo 11.º). Por outro lado os Estados-Membros devem submeter estatísticas sobre a produção nacional de eletricidade e calor em cogeração – artigo 10º - em conformidade com a metodologia prevista no Anexo II, bem como estatísticas anuais das capacidades de cogeração e os combustíveis utilizados. Podem igualmente transmitir estatísticas relativas à poupança de energia primária conseguida através da aplicação da cogeração, em conformidade com a metodologia prevista no Anexo III.

No artigo 12.º são apresentados alternativas de métodos de cálculo. No entanto para que seja possível obter uma garantia de origem e para efeitos estatísticos, o método utilizado para o cálculo de eletricidade produzida em cogeração, deverá ser sempre de acordo com o Anexo II.

No artigo 13.º é referido o aspeto do progresso técnico e de como a Diretiva juntamente com os anexos é adaptada a essas alterações.

No Anexo I são enumeradas as tecnologias de cogeração abrangidas pela Diretiva 2004/8/CE:

- Turbina de gás em ciclo combinado com recuperação de calor;
- Turbinas a vapor de contrapressão;
- Turbinas de condensação com extração de vapor;
- Turbinas de gás com recuperação de calor;
- Motores de combustão interna;
- Microturbinas;
- Motores Stirling;
- Células de combustível;
- Motores a vapor;

- Ciclos orgânicos de Rankine;
- Qualquer outro tipo de tecnologia ou combinação de tecnologias que correspondam às definições da alínea a) do artigo 3.º.

No Anexo II é descrita a metodologia que permite o cálculo da eletricidade produzida em cogeração conforme a definição no artigo 3.º (d). Os valores utilizados para o cálculo devem ser obtidos com base no funcionamento esperado e efetivo da unidade em condições normais de utilização.

Existem valores de referência, presentes na diretiva para a eficiência global das unidades de cogeração, que permitem saber se a eletricidade é toda produzida em modo cogeração ou se só existe em parte.

O rácio eletricidade/calor deve ser calculado com dados recolhidos quando a unidade está a funcionar em modo cogeração integral. Significa que todo o calor possível de recolher é útil e utilizado para o fim definido. Caso esta condição não se verifique no período em estudo, (normalmente anual) existem valores de referência para este parâmetro para alguns tipos de unidades e podem ser utilizados no cálculo da eletricidade de cogeração.

O método exposto neste anexo será explicado de uma forma mais detalhada no Capítulo 3 sobre a Análise de Sistemas de Cogeração.

Mais uma vez os valores utilizados para o cálculo da eficiência de cogeração e da poupança de energia primária, devem ser obtidos com base no funcionamento esperado e efetivo da unidade em condições normais de utilização.

O Anexo III apresenta a fórmula para o cálculo da Poupança de Energia Primária (PEP). São necessários os valores de referência para a produção separada de eletricidade e calor, para a unidade em estudo e também a eficiência térmica da cogeração e eficiência elétrica da mesma. A eficiência térmica e a eficiência elétrica não são mais do que rendimentos de cogeração, sendo respetivamente a produção anual de calor útil e a produção anual de eletricidade produzida em cogeração, divididas pela quantidade de combustível utilizada na produção total de calor e eletricidade.

São definidos os critérios que a unidade de cogeração deve satisfazer para ser considerada de elevada eficiência. As unidades devem permitir uma poupança de energia primária de pelo menos 10% relativamente aos dados de referência para a produção separada de calor e eletricidade. Em unidades de pequena dimensão e de micro-cogeração, o critério é no mínimo haver poupança de energia primária relativamente à produção convencional.

É também explicado o método de cálculo alternativo da poupança de energia primária, referido no artigo 12.º e os princípios pelos quais os valores de referência em matéria de eficiência serão calculados.

No Anexo IV são apresentadas as linhas gerais que os Estados-Membros devem seguir para cumprir com um dos requisitos da Comissão presente na Diretiva – Estudo do Potencial de Cogeração de Elevada Eficiência a Nível Nacional – e definem-se os critérios para uma análise harmonizada.

Capítulo 3

Análise de Sistemas de Cogeração

O estudo de uma unidade de cogeração, seja na fase de projeto ou já na fase de funcionamento, passa sempre por dois tipos de análises fundamentais e intimamente ligadas: a Análise de Desempenho Termodinâmico e a Análise Económica. É necessário uma avaliação criteriosa das várias opções disponíveis, combinando parâmetros termodinâmicos e parâmetros económicos. O estudo aprofundado do desempenho económico de uma cogeração é muito importante pois, apesar de à partida ser um sistema globalmente mais eficiente, não significa que seja viável em termos económicos. Trata-se de um investimento muito elevado, com muitas variáveis envolvidas, e facilmente podem ocorrer desvios relativamente ao esperado.

Não é objetivo da aplicação desenvolvida fornecer resultados rigorosos para um estudo aprofundado de um sistema de cogeração, mas sim criar combinações de várias hipóteses de operação que permitam a um qualquer decisor a rápida e fácil compreensão das implicações que a alteração de alguns dados de teor termodinâmico e económico possam ter no desempenho desses diversos cenários operacionais.

O primeiro tipo de análise diz respeito ao conhecimento do desempenho termodinâmico da instalação, comparando com outros cenários e referências conhecidas. Existem vários parâmetros que devem ser escolhidos ou conhecidos - tipo de unidade, número de horas de produção anual, potência elétrica e térmica instalada, combustível utilizado, energia consumida, energia útil produzida, tendo em vista, principalmente, o cálculo do rendimento global do sistema e a poupança de energia primária relativamente aos sistemas convencionais. Claro que uma unidade de cogeração deve ser sempre mais eficiente do que uma unidade convencional pois, para além do trabalho, aproveita também o calor residual e estes podem ser utilizados ou vendidos a consumidores próximos ou à rede. Porém, em muitos casos, não é suficiente para que exista uma economia de combustível satisfatória. Por outro lado, como a eletricidade e o calor são tipos de energia com diferentes “qualidades”, ao contrário do considerado na base de suporte da análise segundo a Primeira Lei da Termodinâmica, que considera estas duas formas de energia em termos idênticos, a análise exergética continua a

ter neste tipo de instalações grande importância e por isso tem também um papel relevante na sua análise do desempenho da instalação cogeneradora.

A questão que se coloca muitas vezes, principalmente para aqueles que não conhecem referências nesta área, é saber a partir de que limite se considera uma cogeração eficiente e a partir de quando é que a poupança de energia primária é satisfatória. Isto implica o conhecimento dos vários tipos de cogeração existentes no mercado, respetivos valores de referência para o rendimento e valores de referência da eficiência de produção separada de eletricidade e da produção separada de calor.

Os estudos de projeto de sistemas de cogeração passam, muitas vezes, pela criação de cenários com combinações diferentes, desde o tipo de sistema escolhido, até ao preço a que são vendidas as energias produzidas, até que se encontre um compromisso equilibrado entre o desempenho termodinâmico e económico. Deste modo os parâmetros económicos são de facto muito importantes e, na maioria dos casos, decisivos no que diz respeito à viabilidade do projeto. Para além da economia de combustível promovida pela utilização da cogeração, questões como custos de construção, custos fixos e custos variáveis da unidade, incluindo custos com combustível, juros e valor pela qual é vendida a energia produzida, influenciam diretamente a escolha do tipo de unidade bem, como as potências elétricas e térmicas a instalar. O tipo de combustível, por exemplo de origem renovável ou não, é também um fator que deve ser tido em conta, pois poderá alterar os custos da unidade e a remuneração da venda de energia à rede elétrica e com isto influenciar os indicadores económicos. Segundo Lizarraga (1999), ainda antes de avançar para um estudo prévio de viabilidade da cogeração, são necessárias respostas a algumas considerações para que uma unidade de cogeração seja interessante do ponto de vista económico. Para além das já mencionadas é necessário, por exemplo, prever a evolução do preço do combustível, conhecer as exigências da ligação à rede de serviço público e, até mesmo, a disponibilidade e custo do gás natural visto ser um dos combustíveis mais utilizados nestas instalações.

Como já foi mencionado no Capítulo 2 existe neste momento uma Diretiva Comunitária, transposta para a lei portuguesa em 2010 (Decreto-Lei 23/2010 de 25 de Março), que desenvolve uma metodologia de cálculo para indicadores termodinâmicos de instalações de cogeração, tendo em vista o aumento da eficiência energética destas instalações e a melhoria na segurança do abastecimento de energia elétrica, no contexto europeu. Esta nova realidade assume um papel muito importante no futuro da cogeração na União Europeia e passa a ser uma ferramenta de apoio técnico para todas as indústrias que pretendam operar nesta área.

A aplicação desenvolvida é precisamente inovadora nesse âmbito. O objetivo foi sempre o de criar uma ferramenta, capaz de calcular parâmetros essenciais nos dois tipos de análises, tendo em conta aspetos normativos/legais. Não é uma ferramenta por si só capaz de dar uma resposta elaborada e conclusiva quanto ao desempenho de uma cogeração, mas poderá ser útil

na decisão de se avançar para estudos mais aprofundados do projeto ou da reestruturação de uma unidade já em funcionamento.

3.1 Análise Termodinâmica

No trabalho desenvolvido foram utilizadas duas abordagens distintas, para o auxílio da análise de desempenho termodinâmico de uma instalação de cogeração. A primeira abordagem utiliza, basicamente, as definições e o método de cálculo presente na Diretiva 2004/8/CE, acrescentando-se o cálculo do rendimento exergético da unidade. O desafio que se apresentava consistia, principalmente, na integração da metodologia de cálculo da diretiva numa ferramenta intuitiva e de fácil utilização. Na segunda abordagem o objetivo passa pelo cálculo de indicadores termodinâmicos, seguindo uma metodologia estritamente termodinâmica sem qualquer restrição normativa.

Seguidamente são apresentadas as duas metodologias, juntamente com as expressões de cálculo dos vários indicadores termodinâmicos.

3.1.1 Processo de Cálculo Segundo a Diretiva 2004/8/CE e Decisão da Comissão de 19 de Novembro de 2008

Nesta secção o que se pretende é explicar o procedimento de cálculo utilizado, exposto em parte no Anexo II e no Anexo III da Diretiva 2004/8/CE. A Decisão da Comissão de 19 de Novembro de 2008 veio dar orientações na metodologia harmonizada de cálculo presente no Anexo II e por isso foi também utilizada como fonte no desenvolvimento desta ferramenta.

3.1.1.1 Fluxograma

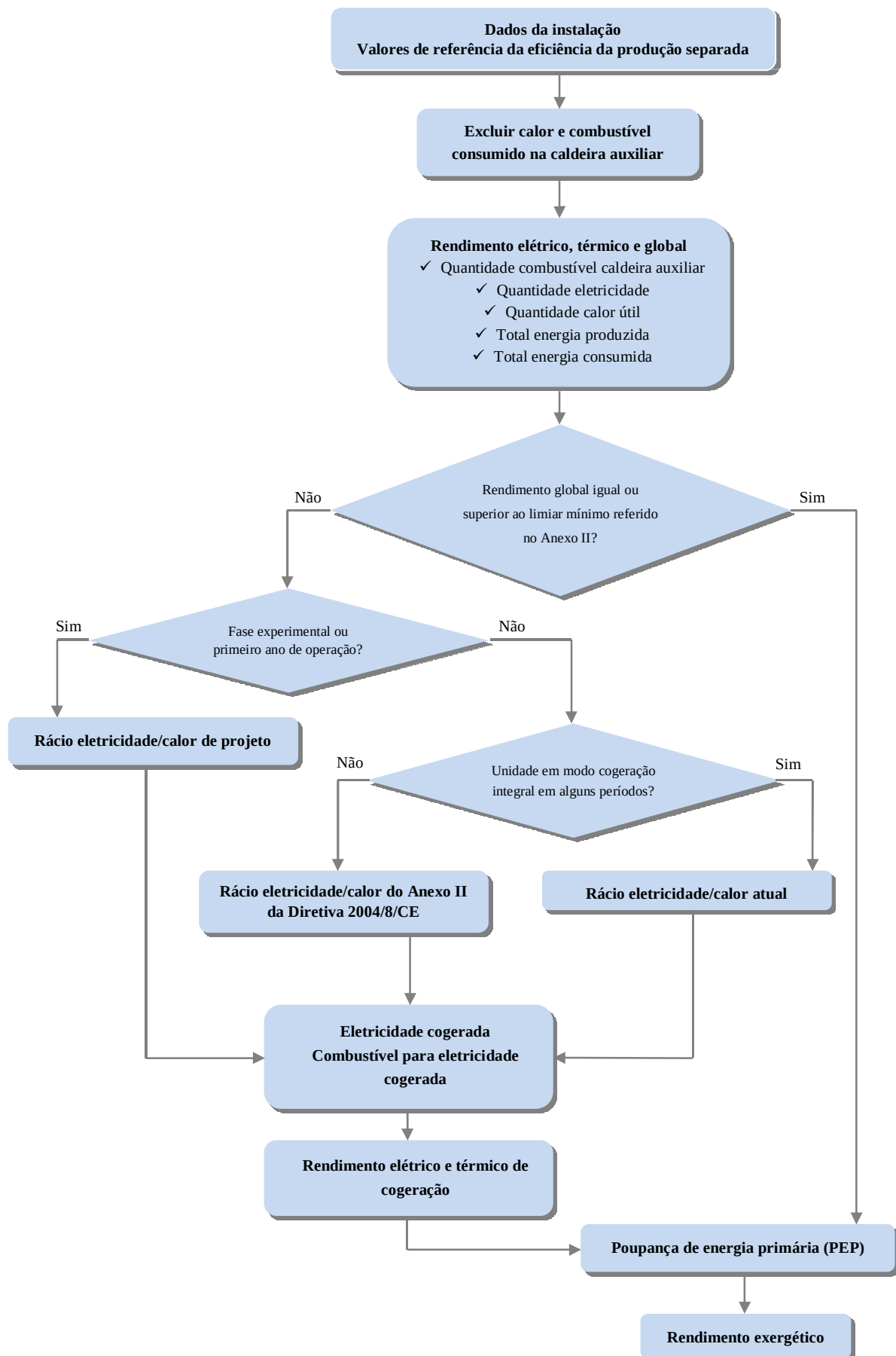


Figura 3.1 - Fluxograma para o cálculo dos parâmetros termodinâmicos.

3.1.1.2 Expressões e Definições

a) Rendimento Elétrico, Térmico e Global:

O primeiro passo, após a introdução dos dados da instalação de cogeração, é o cálculo do rendimento global, segundo as definições da Diretiva ($\eta_{G,D}$). Nesta etapa são também calculados os rendimentos elétrico ($\eta_{E,D}$) e térmico ($\eta_{Q,D}$) da unidade segundo o mesmo critério. Estes indicadores são dados por,

$$\eta_{E,D} = \frac{W_E + (Q_{U,D} \cdot \varphi)}{F_D} \quad (3.1)$$

$$\eta_{Q,D} = \frac{Q_{U,D}}{F_D} \quad (3.2)$$

$$\eta_{G,D} = \frac{W_E + Q_{U,D}}{F_D} \quad (3.3)$$

em que,

$$Q_{U,D} = Q - Q_A - Q_B \quad (3.4)$$

$$F_D = F - F_B \quad (3.5)$$

$$F_B = \frac{Q_B}{\eta_B} \quad (3.6)$$

No cálculo do rendimento elétrico o coeficiente de perda φ só deverá ser diferente de zero em unidades que utilizem turbinas de condensação com extração de vapor. Nesses casos, ao rendimento elétrico dá-se o nome de Rendimento Elétrico em Modo Condensação. O calor útil de acordo com a Diretiva, $Q_{U,D}$, é o destinado ao aquecimento de processos ou espaços e/ou utilizado posteriormente para refrigeração, sendo distribuído a redes de climatização urbana. Também se considera calor útil, o calor contido nos gases de exaustão de um processo para aquecimento ou secagem. Por esse motivo é retirado o autoconsumo de calor (Q_A) à produção total de calor (Q) pois este, evidentemente, não é considerado útil. Por outro lado, a produção de calor da caldeira auxiliar (Q_B) e o respetivo combustível consumido (F_B) são também excluídos. Apesar de Q_B ser utilizado para o mesmo efeito, não é considerado um produto de cogeração de acordo com os princípios de delimitação do sistema de cogeração presentes na Decisão da Comissão de 19 de Novembro de 2008.

b) Rendimento Global da Instalação versus Rendimento Global Mínimo

O segundo passo consiste em comparar o rendimento global calculado com o rendimento global mínimo definido no Anexo II da Diretiva 2004/8/CE. A eletricidade cogorada, será considerada igual à produção total de eletricidade da unidade medida à saída dos geradores principais se:

- Nas unidades de cogeração com turbina a vapor de contrapressão, turbina de gás com recuperação de calor, motor de combustão interna, microturbina, motor Stirling e célula de combustível, referidas no Anexo I (ver Capítulo 2), com 75% de rendimento global igual ou superior;
- Nas unidades de cogeração com turbina de gás em ciclo combinado com recuperação de calor e turbina de condensação com extração de vapor, referidas no Anexo I (ver Capítulo 2), com 80% de rendimento global igual ou superior.

isto é,

$$W_{E,CHP} = W_E \quad (3.7)$$

e

$$F_{CHP} = F_D \quad (3.8)$$

c) Eletricidade Cogorada

Nos casos em que não se verifica uma das condições anteriormente referidas, pode haver produção de eletricidade não cogorada ($W_{E,NÃO-CHP}$) e a unidade pode ser dividida em duas partes virtuais - a parte CHP e a parte não CHP – conforme representado na Figura 3.2.

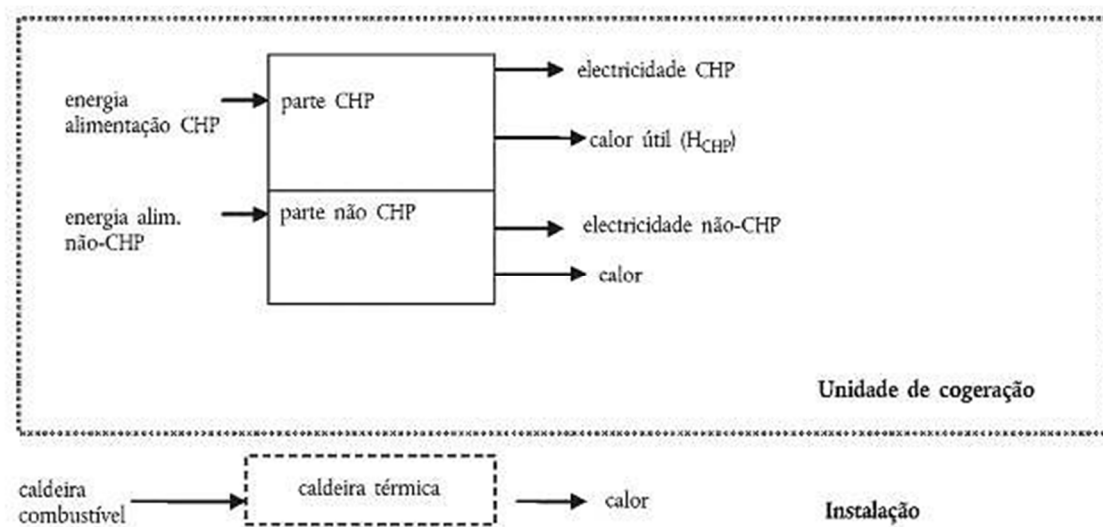


Figura 3.2 - Separação virtual da unidade de cogeração e da caldeira exclusivamente térmica.

Desta forma é necessário o cálculo da fração de eletricidade cogorada ($W_{E,CHP}$) e o cálculo do respetivo consumo de combustível (F_{CHP}), bem como a fração correspondente à eletricidade não cogorada ($W_{E,NÃO-CHP}$) e respetivo combustível ($F_{NÃO-CHP}$),

$$W_{E,CHP} = Q_{U,D} \cdot REC \quad (3.9)$$

$$W_{E,N\tilde{A}O-CHP} = W_E - W_{E,CHP} \quad (3.10)$$

$$F_{N\tilde{A}O-CHP} = \frac{W_{E,N\tilde{A}O-CHP}}{\eta_{E,D}} \quad (3.11)$$

$$F_{CHP} = F_D - F_{N\tilde{A}O-CHP} \quad (3.12)$$

d) Rácio Eletricidade/Calor

O processo implica o conhecimento da repartição das formas de energia à saída da unidade, através do rácio eletricidade/calor, REC , para que seja possível encontrar a eletricidade produzida em modo cogeração. Este indicador é muito importante pois condiciona o desempenho de uma cogeração. A Diretiva estabelece três possibilidades para a definição do REC , conforme esquematizado no fluxograma (Figura 3.1):

- REC_{DESIGN} caso a instalação se encontre em fase experimental ou no primeiro ano de operação;
- REC_{ATUAL} caso a instalação opere em modo cogeração integral num determinado período. Neste modo de funcionamento é recuperado o máximo de calor tecnicamente possível. É necessário que existam dados de produção desse período. Assim,

$$REC_{ATUAL} = \frac{W_{E,INT}}{Q_{U,INT}} \quad (3.13)$$

$$Q_{U,INT} = Q_{INT} - Q_{A,INT} - Q_{B,INT} \quad (3.14)$$

- $REC_{DEFAULT}$ caso não exista nenhum dos rácios anteriores. Este rácio encontra-se especificado numa tabela no Anexo II da Diretiva 2004/8/CE para alguns tipos de unidades,

Tipo de unidade	Rácio implícito electricidade/calor
Turbinas de gás em ciclo combinado com recuperação de calor	0,95
Turbinas a vapor de contrapressão	0,45
Turbinas de condensação com extração de vapor	0,45
Turbinas de gás com recuperação de calor	0,55
Motores de combustão interna	0,75

Tabela 3.1 - Rácio eletricidade/calor implícito de alguns tipos de unidades de cogeração.

e) Rendimento Elétrico e Térmico de Cogeração

Existindo uma fração de eletricidade não cogorada, tanto o rendimento elétrico, como o rendimento térmico da cogeração, serão influenciados e os seus novos valores serão calculados utilizando as seguintes expressões,

$$\eta_{E,CHP} = \frac{W_{E,CHP}}{F_{CHP}} \quad (3.15)$$

$$\eta_{Q,CHP} = \frac{Q_{U,D}}{F_{CHP}} \quad (3.16)$$

f) Poupança de Energia Primária

A poupança de energia primária (PEP_{CHP}) da unidade de cogeração, definida no Anexo III, é calculada com base na seguinte fórmula:

$$PEP_{CHP} = 1 - \left(\frac{1}{\frac{\eta_{Q,CHP}}{\eta_{Q,REF}} + \frac{\eta_{E,CHP}}{\eta_{E,REF}}} \right) \quad (3.17)$$

em que $\eta_{Q,REF}$ e $\eta_{E,REF}$ são respetivamente os valores de referência da eficiência da produção separada de calor e de eletricidade. Os valores de referência harmonizados podem ser consultados no guia das linhas orientadoras da Diretiva 2004/8/CE (EC, 2007). O valor de referência para a produção separada de eletricidade, $\eta_{E,REF}$, deve ser corrigido seguindo o seguinte critério:

- Correção temperatura ambiente: baseada na diferença entre a média anual da temperatura no Estado Membro e condições normais ISO (15°C). A correção será então:
 - subtrair 0,1% ao rendimento de referência por cada grau Celsius acima de 15°C;
 - somar 0,1% ao rendimento de referência por cada grau Celsius abaixo de 15°C.
- Correção de perdas na rede:

Tensão	Para a electricidade exportada para a rede τ_R	Para a electricidade consumida no local τ_L
> 200 kV	1	0,985
100-200 kV	0,985	0,965
50-100 kV	0,965	0,945
0,4-50 kV	0,945	0,925
< 0,4 kV	0,925	0,860

Tabela 3.2 - Fatores de correção para as perdas de rede evitadas para aplicação nos valores de referência harmonizados para a produção separada de eletricidade.

Após a escolha do intervalo de tensão, utilizar a seguinte fórmula:

$$\eta_{E,REF-CORRIGIDO} = \eta_{E,REF} \cdot (\tau_R \cdot R + \tau_L \cdot L) \quad (3.18)$$

em que R é a percentagem de eletricidade exportada para a rede e L a percentagem consumida no local. Esta operação deve ser feita após a correção de temperatura ambiente do Estado Membro.

Em termos absolutos o PEP calcula-se da seguinte forma:

$$PEP_{CHP \text{ em termos absolutos}} = \left(\frac{F_{CHP}}{1 - PEP} - F_{CHP} \right) \quad (3.19)$$

g) Rendimento Exergético da Instalação

Finalmente o cálculo do rendimento exergético da instalação (não incluído na Diretiva) dado por,

$$\eta_{EX,CHP} = \frac{Ex_{SAI,CHP}}{Ex_{ENT,CHP}} \quad (3.20)$$

em que,

$$Ex_{SAI,CHP} = W_E + Ex_q = W_E + \left(Q_{U,D} \cdot \left(1 - \frac{T_{AMB}}{T_Q} \right) \right) \quad (3.21)$$

e

$$Ex_{ENT,CHP} = \varepsilon_a = F_D \cdot \gamma \quad (3.22)$$

Os valores de γ são apresentados na tabela seguinte e referem-se exclusivamente a combustíveis secos.

Combustível	$\gamma = \varepsilon_a / (PCI_P)_s$
Carvão vegetal	1,05
Coque de Carvão	1,09
Turfa	1,16
Briquetes de Turfa	1,16
Madeira / resíduos de madeira	1,23
Gasóleo / Diesel	1,06
Fuelóleo	1,06
GPL	1,06
Gás natural	1,04
Gás de refinaria / hidrogénio	0,985
Gás de Alto forno	0,98

Tabela 3.3 - Valores de γ para alguns combustíveis (Pinho, 2010).

3.1.2 Processo de Cálculo Segundo Metodologia Estritamente Termodinâmica

A metodologia seguida neste processo de cálculo é de âmbito puramente técnico e não tem em conta alguns dos procedimentos e definições adotadas pela Diretiva Comunitária de 2004. Os indicadores são determinados à luz de considerações termodinâmicas (Primeira e Segunda Lei da Termodinâmica aplicada a sistemas de cogeração), sem descurar a comparação com sistemas convencionais de produção energética. Inclui uma secção dedicada ao cálculo de economia de energia, quando for o caso de uma instalação não ajustada. O ajustamento será medido relativamente às necessidades do consumidor preferencial, ou seja, o consumidor que absorve a maior parte da energia produzida.

3.1.2.1 Principais Diferenças

As principais diferenças relativamente ao processo de cálculo anteriormente exposto são:

- A caldeira auxiliar é considerada parte integrante da unidade e, por isso, tanto o combustível consumido, como o calor produzido neste equipamento é utilizado no cálculo dos indicadores;
- Toda a eletricidade é produzida em modo cogeração não havendo lugar à separação virtual da unidade em parte CHP e parte não-CHP;
- O *REC* é calculado com base na produção da instalação no período em análise;
- Cálculo do rácio eletricidade/calor da procura REC_D ;
- Não são utilizados limiares mínimos para a avaliação da eficiência do sistema (η_G , *PEP*, etc.);
- São incluídos três novos indicadores: rendimento elétrico equivalente (*REE*), consumo específico de combustível (*CEC*) e demanda de energia primária (*RDEP*);
- Secção dedicada exclusivamente à determinação de economia de energia numa instalação não ajustada.

Seguidamente são expostas as várias fórmulas utilizadas bem como algumas explicações e considerações. Alguns indicadores são calculados com recurso das mesmas relações utilizadas no procedimento anterior.

3.1.2.2 Expressões e Definições

a) Rendimentos elétricos (REE e η_E), rendimento térmico (η_T) e rendimento global da instalação (η_G):

$$REE = \frac{W_E}{F - \frac{Q_U}{0,9 - 0,2 \frac{F_R}{F}}} \quad (3.23)$$

$$\eta_E = \frac{W_E + (Q_U \cdot \varphi)}{F} \quad (3.24)$$

$$\eta_Q = \frac{Q_U}{F} \quad (3.25)$$

$$\eta_G = \eta_Q \cdot (REC + 1) \quad (3.26)$$

em que,

$$Q_U = Q - Q_A \quad (3.27)$$

No cálculo do rendimento elétrico o coeficiente de perda φ só deverá ser diferente de zero em unidades que utilizem turbinas de condensação com extração de vapor. Nesses casos, ao rendimento elétrico dá-se o nome de rendimento elétrico em modo condensação.

b) Rácio Eletricidade/Calor da Instalação e da Procura

O rácio eletricidade/calor da unidade de cogeração (REC) e da procura (REC_{DE}) dado por,

$$REC = \frac{W_E}{Q_U} \quad (3.28)$$

$$REC_{DE} = \frac{W_{E,P}}{Q_P} \quad (3.29)$$

c) Poupança de Energia Primária

A poupança de energia primária PEP (ou fator de utilização de energia, FUE) definida por,

$$PEP = 1 - \left(\frac{1}{\frac{\eta_Q}{\eta_{Q,REF}} + \frac{\eta_E}{\eta_{E,REF}}} \right) = 1 - \frac{\eta_{E,REF} \cdot \frac{F}{W_E}}{1 + \frac{\eta_{E,REF}}{REC \cdot \eta_{Q,REF}}} \quad (3.30)$$

em que os valores $\eta_{Q,REF}$ e $\eta_{E,REF}$ são determinados pelo mesmo critério apresentado no cálculo de PEP_{CHP} (Formula 3.17).

d) Consumo Específico de Combustível e Demanda de Energia Primária

$$CEC = \frac{1}{\eta_G} \quad (3.31)$$

$$RDEP = 1 - PEP \quad (3.32)$$

e) Rendimento Exergético da Instalação

Finalmente o cálculo do rendimento exergético da instalação dado por,

$$\eta_{EX} = \frac{Ex_{SAI}}{Ex_{ENT}} \quad (3.33)$$

em que,

$$Ex_{SAI} = W_E + Exq = W_E + Q_U \cdot \left(1 - \frac{T_{AMB}}{T_Q}\right) \quad (3.34)$$

e

$$Ex_{ENT} = \varepsilon_a = F \cdot \gamma \quad (3.35)$$

Os valores de γ estão na Tabela 3.3, na página 31, e referem-se exclusivamente a combustíveis secos.

f) Economia de Energia de uma Instalação Não Ajustada

Na grande maioria das situações encontradas, na realidade não será de esperar que exista um ajustamento perfeito entre a produção e a procura de eletricidade e calor. As instalações funcionarão numa das seguintes situações:

- Produção de eletricidade coincidente com a procura;
- Produção de calor coincidente com a procura;
- Produções de calor e eletricidade desencontradas das respetivas procuras.

Nesta secção são dadas as expressões que permitem o cálculo dos indicadores essenciais para estes casos (Tabela 3.4). Ao contrário do cálculo dos outros indicadores anteriormente expostos, neste caso, o conceito sistema engloba a instalação de cogeração, produção separada de calor, produção de separada eletricidade, consumidor preferencial e rede SEP (Sistema Elétrico de serviço Público).

Indicadores do Sistema	Satisfação procura de eletricidade em detrimento da procura de calor	Satisfação procura de calor em detrimento da procura de eletricidade	Produção eletricidade e calor desencontradas
Rendimento Elétrico, η_{ES}	$\frac{W_E + (Q_U \cdot \varphi)}{F + F_{QN}} \quad (3.36)$	$\frac{W_E + (Q_U \cdot \varphi) + W_{EN}}{F + F_{EN}} \quad (3.37)$	$\frac{W_E + (Q_U \cdot \varphi) + W_{EN}}{F + F_{EN} + F_{QN}} \quad (3.38)$
Rendimento Térmico, η_{QS}	$\frac{Q_U + Q_N}{F + F_{QN}} \quad (3.39)$	$\frac{Q_U}{F + F_{EN}} \quad (3.40)$	$\frac{Q_U + Q_N}{F + F_{EN} + F_{QN}} \quad (3.41)$
Rendimento Global, η_{GS}	$\frac{W_E + Q_U + Q_N}{F + F_{QN}} \quad (3.42)$	$\frac{W_E + W_{EN} + Q_U}{F + F_{EN}} \quad (3.43)$	$\frac{W_E + W_{EN} + Q_U + Q_N}{F + F_{EN} + F_{QN}} \quad (3.44)$
Combustível referência necessário, F_{REF}	$\frac{Q_U + Q_N}{\eta_{Q,REF}} + \frac{W_E}{\eta_{E,REF}} \quad (3.45)$	$\frac{Q_U}{\eta_{Q,REF}} + \frac{W_E + W_{EN}}{\eta_{E,REF}} \quad (3.46)$	$\frac{Q_U + Q_N}{\eta_{Q,REF}} + \frac{W_E + W_{EN}}{\eta_{E,REF}} \quad (3.47)$
Economia combustível, ΔF	$F_{REF} - (F + F_{QN}) \quad (3.48)$	$F_{REF} - (F + F_{EN}) \quad (3.49)$	$F_{REF} - (F + F_{EN} + F_{QN}) \quad (3.50)$

Tabela 3.4 - Fórmulas para o cálculo de indicadores termodinâmicos em instalações não ajustadas.

A poupança de energia primária do sistema para os três casos, PEP_S , calcula-se através de,

$$PEP_S = \frac{\Delta F}{F_{REF}} \quad (3.51)$$

3.2 Análise Económica

A economia de uma cogeração é normalmente analisada na perspetiva de produzir energia a um preço mais baixo, comparativamente ao preço da energia produzida nos sistemas convencionais. Em parte é legítimo admitir preços mais baixos para os produtos energéticos pois, de facto, a cogeração é mais eficiente que um sistema convencional, utilizando menos energia primária para produzir energia elétrica e energia térmica útil. Mas nem tudo são aspetos positivos. Um sistema de cogeração é bastante complexo e os custos envolvidos são muito elevados. São muitos os equipamentos que o compõe sendo o preço de alguns bastante elevado e muitas vezes o negócio base do dono da instalação é completamente diferente o que o obriga a uma intervenção numa área de negócio estranha. Atualmente a tecnologia nesta área já se encontra bastante desenvolvida, mas não significa que o sistema não necessite de constantes aperfeiçoamentos para que funcione nas condições ótimas. A gestão de um sistema

destes é mais complicada e necessita de pessoal altamente especializado. Este último aspeto leva a que na maioria dos casos o dono da instalação recorra a associações com empresas ou entidades vocacionadas para a gestão de sistemas de conversão energética e que o aliviam deste modo da necessidade de se meter numa área de negócios que não era originalmente a sua.

A viabilidade de um projeto de cogeração passa também, por existir uma procura economicamente justificável. Esta questão, não menos importante, está ligada ao ajustamento entre a produção da unidade e procura do principal consumidor (indústria, sistema de aquecimento urbano, etc.). Na grande maioria dos casos este ajustamento não existe. Inevitavelmente, ao produzir menos, o preço final da eletricidade e do calor aumenta. Claro que estas situações devem ser evitadas e a solução passa por criar ligações à rede elétrica pública e/ou a consumidores de energia próximos da unidade. Isto implica aumento no investimento mas, por outro lado, aumenta o leque de consumidores e consequentemente a possibilidade de venda de mais energia.

Como se pode verificar a análise de investimento num sistema destes, implica a combinação de muitos fatores e o estudo passa por conhecer todas as possibilidades e cenários. A previsão deve ser feita com o maior rigor possível.

Inicialmente será necessária a realização de um estudo do padrão de consumo de energia elétrica e energia térmica, do principal consumidor ou outros que se encontrem próximos e estejam interessados em comprar energia, e escolha das características da unidade. O tipo de combustível escolhido influenciará muito o preço final das energias e o valor da remuneração de venda de energia elétrica, caso se pretenda avançar para a ligação à Rede Elétrica. Os custos de construção e os custos de operação, bem como os custos de manutenção da instalação devem ser conhecidos ou previstos.

O primeiro grande desafio que se impõe é precisamente a previsão dos custos envolvidos num projeto de cogeração. Existem alguns dados disponíveis em bibliografias e instituições, que podem servir de base para uma primeira aproximação. Em termos gerais os custos dividem-se em duas categorias:

- Custos construção da unidade (ou de capital) - equipamentos, construção civil, projeto e gestão da obra, juros e custos da empresa durante período de construção, etc.;
- Custos de operação e manutenção - esta categoria subdivide-se em:
 - Custos fixos: manutenção periódica, ordenados funcionários, impostos, seguros e outros serviços externos como despesas decorrentes da instalação;
 - Custos variáveis: combustível, reparação de avarias, serviços externos, nomeadamente pessoal especializado e material diverso.

Esta fase é de elevada importância pois, parametriza todo o investimento do projeto. É exigido algum rigor e método na escolha destes parâmetros e por esse motivo deve ser feito um estudo prévio e exaustivo na recolha de dados, por exemplo utilizando dados de unidades já em funcionamento. Claro que é praticamente impossível prever com boa aproximação alguns custos. São instalações de elevada complexidade e cada unidade terá as suas especificidades e condicionantes. Existem também alguns custos imprevisíveis sendo recomendado que se inclua uma margem de segurança na fase de projeto da instalação e que deverá ser definido tendo em conta o risco.

Na cogeração produz-se eletricidade e calor numa única unidade integrada. Isto significa que, em princípio, o preço unitário da energia térmica e da energia elétrica será menor comparativamente com sistemas convencionais de produção separada. Existem dois tipos de métodos para a definição dos preços finais dos produtos numa instalação de cogeração:

- Métodos complexos baseados na análise termo-económica da instalação;
- Métodos simplificados baseados na definição do produto energético principal.

A primeira metodologia é a mais completa e normalmente envolve balanços de custos baseados nos fluxos de massa e energia da e para a instalação. Assim, como todos os custos das formas de energia à entrada são contabilizados, o cálculo dos custos dos produtos energéticos é laborioso com um elevado número de equações. Na realidade, hoje em dia, já se incluem análises exergéticas na definição destes parâmetros, com o propósito de separar a qualidade das formas de energia e quantificar de forma mais realista o custo de cada uma. É uma abordagem mais indicada para uma fase de estudo económico aprofundado.

Os métodos simplificados permitem quantificar de forma aproximada o custo da energia produzida, ou seja, preço da eletricidade e preço do calor produzidos. Existem duas formas de definir estes preços utilizando este método:

- Apreça-se a eletricidade produzida, tendo em consideração as vantagens económicas da eliminação do sistema auxiliar de fornecimento de energia térmica útil, que seria necessário numa instalação convencional. Aplica-se essencialmente a instalações de cogeração industriais;
- Apreça-se o calor útil produzido, complementando-se com os preços da eletricidade vendida ou adquirida à rede. Aplica-se na análise de sistemas de aquecimento comunitário.

Nos dois métodos fazem-se comparações explícitas dos preços obtidos para a instalação, com preços já existentes para a eletricidade e para o calor útil. São também incluídos os custos de capital, operação e manutenção para o intervalo de tempo, durante o qual se faz a análise da instalação.

Por razões de simplificação da análise e dado o objetivo do programa desenvolvido, ser a criação de cenários para análise de diferentes combinações de instalações de cogeração e não o estudo aprofundado de uma, escolheu-se o primeiro método simplificado para definir o preço da eletricidade e do calor útil.

3.2.1 Definição do Preço da Eletricidade Produzida na Instalação de Cogeração

De um modo geral numa instalação de cogeração, o preço da eletricidade produzida depende tanto dos custos de capital, como das despesas correntes da instalação, combustível e manutenção,

$$(C_E)_{CG} \cdot P_E \cdot H = \sigma \cdot C_{CG} + (C_F)_{CG} \cdot (P_F)_{CG} \cdot H + OM_{CG} \quad (3.52)$$

em que:

- $(C_E)_{CG}$ é o custo específico da eletricidade produzida numa instalação de cogeração (€/MWh);
- P_E é a potência elétrica total (MW);
- C_{CG} é o custo de capital da instalação de cogeração (€);
- σ são os encargos de capital dependentes da taxa de juro i e do tempo de vida da instalação N ;
- $(C_F)_{CG}$ é o custo do combustível na instalação de cogeração (€/MWh);
- $(P_F)_{CG}$ é a potência de combustível na instalação de cogeração (MW);
- H é o número de horas (ou segundos) de funcionamento anual da instalação em análise;
- OM_{CG} é o custo anual de operação e manutenção da instalação de cogeração (€).

Na ferramenta desenvolvida considerou-se um σ constante ao longo do período de vida N da instalação,

$$\sigma = \frac{1}{N} + i \quad (3.53)$$

Para o estudo mais aprofundado devem ser conhecidos com mais pormenor, os custos da unidade de cogeração e deve ser utilizado o conceito de *cashflow*, ano a ano, durante o período de vida da cogeração.

A instalação de cogeração apresenta uma vantagem extra, relativamente a uma central elétrica convencional que é a de fornecer energia térmica útil, que noutras circunstâncias teria de ser fornecida por uma caldeira convencional,

$$C_Q \cdot P_Q \cdot H = \sigma \cdot C_B + (C_F)_B \cdot (P_F)_B \cdot H + OM_B \quad (3.54)$$

em que $(P_F)_B$ será dado por,

$$(P_F)_B = \frac{P_Q}{\eta_{Q,REF}} \quad (3.55)$$

O custo específico do calor fica então igual a,

$$C_Q = \frac{\sigma \cdot C_B + (C_F)_B \cdot (P_F)_B \cdot H + OM_B}{P_Q \cdot H} \quad (3.56)$$

Com o uso da instalação de cogeração este custo é economizado, de modo que o custo líquido de produção de eletricidade nesta unidade deverá ser corrigido,

$$(C_E)_{CG} \cdot P_E \cdot H = \sigma \cdot (C_{CG} - C_B) + [(C_F)_{CG} \cdot (P_F)_{CG} - (C_F)_B \cdot (P_F)_B] \cdot H + OM_{CG} - OM_B \quad (3.57)$$

Se as duas instalações utilizarem o mesmo combustível, o custo específico da eletricidade na instalação de cogeração será dado por,

$$(C_E)_{CG} = \frac{\sigma \cdot (C_{CG} - C_B)}{P_E \cdot H} + \frac{P_F \cdot [(C_F)_{CG} - (C_F)_B]}{P_E} + \frac{OM_{CG} - OM_B}{P_E \cdot H} \quad (3.58)$$

3.2.2 Definição do Preço de Venda do Calor e da Eletricidade

Definem-se agora as formas de cálculo para a venda dos produtos energéticos da instalação.

Considerando a venda de calor a um consumidor preferencial a um preço específico (€/MWh),

$$V_{Qu} = \alpha \cdot C_Q \quad (3.59)$$

O α será um parâmetro de valorização da venda de calor produzido na instalação de cogeração. Este parâmetro será utilizado para traçar vários cenários económicos, uma vez que implicará uma influência direta nos resultados da unidade.

Por outro lado a eletricidade será vendida tanto ao consumidor preferencial, como à Rede Elétrica. O preço específico de venda de eletricidade ao consumidor final, seguindo a mesma linha da definição do preço de venda de calor, será então

$$V_E = \lambda \cdot (C_E)_{CG} \quad (3.60)$$

em que uma vez mais λ será um parâmetro de valorização da venda de eletricidade produzida na instalação de cogeração.

Considerando a expressão para o cálculo do preço específico de venda de eletricidade à Rede Elétrica,

$$VRD = \frac{VRD_m}{EEC_m} \cdot 1000 \quad (3.61)$$

sendo VRD expresso em €/MWh.

O preço de venda da eletricidade à Rede Elétrica será calculado, seguindo o atual regime remuneratório definido na lei Portuguesa. Este divide-se em quatro tarifários distintos definidos pelas Portarias 57, 58, 59 e 60 de 15 de Janeiro de 2002. De seguida, será apresentada a explicação do método de cálculo da remuneração da venda de energia elétrica, pelas instalações de cogeração à rede do Sistema Elétrico de serviço Público (SEP).

3.2.2.1 Preço de Venda de Energia Elétrica ao SEP

Existem quatro tarifários distintos, aplicáveis a toda a energia elétrica, fornecida pelas respetivas instalações à rede do SEP:

1. A potência de ligação das instalações de cogeração seja inferior ou igual a 10 MW, utilizando como combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com exceção do fuelóleo de acordo com o definido pela Portaria n.º 58 de 2002;
2. A potência de ligação das instalações de cogeração seja superior a 10 MW, utilizando como combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com exceção do fuelóleo de acordo com o definido pela Portaria n.º 57 de 2002;
3. As instalações de cogeração sejam utilizadoras de energia primária que, em cada ano, sejam constituídas em mais de 50% por recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos independentemente da potência de ligação de acordo com o definido pela Portaria n.º 60 de 2002;
4. As instalações de cogeração que utilizem como combustível fuelóleo, independentemente da potência de ligação de acordo com o definido pela Portaria n.º 59 de 2002.

As fórmulas para o cálculo da remuneração de venda de energia elétrica à rede do SEP são:

- Nos Tarifários 1, 3 e 4,

$$VRD_m = \frac{[PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m]}{1 - LEV} \quad (3.62)$$

- No Tarifário 2,

$$VRD_m = [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m] \quad (3.63)$$

- VRD_m é a remuneração aplicável, no mês m ;
- $PF(VRD)_m$ é a Parcela Fixa da remuneração aplicável, no mês m ;
- $PV(VRD)_m$ é a Parcela Variável da remuneração aplicável, no mês m ;
- $PA(VRD)_m$ é a Parcela Ambiental da remuneração aplicável, no mês m ;
- LEV representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela instalação.

O valor de $PF(VRD)_m$ é calculado através da seguinte formula:

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \cdot CPOT_m \cdot POT_{p,m} \cdot \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (3.64)$$

- $PF(U)_{ref}$ é o valor de referência para a Parcela Variável, expresso em €/kW por mês e é fixado anualmente pelo Ministério da Economia;
- IPC_{dez} é o Índice de Preços do Consumidor, sem habitação, no continente, no mês de Dezembro do ano imediatamente anterior ao do mês m ;
- IPC_{ref} é também o Índice de Preços do Consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro do ano anterior ao da publicação do despacho que estabeleceu o valor de $PF(U)_{ref}$;
- $CPOT_m$ é um coeficiente sem dimensões que traduz a contribuição da instalação de cogeração no mês m , para a garantia de potência proporcionada pela rede do SEP;
- $POT_{p,m}$ é a potência média disponibilizada pela instalação à rede do SEP, durante as horas de ponta do mês m , expressa em kW.

O valor do $CPOT_m$ é calculado através da seguinte fórmula:

$$CPOT_m = \frac{1 - NRM_m}{0,85} \quad (3.65)$$

O NRM_m representa a relação entre o número de medidas, tomadas nas horas de ponta do mês m , em que a potência disponibilizada à rede do SEP pela instalação de cogeração foi inferior a

metade da potência $POT_{p,m}$ e o número total de medidas de potência, tomadas nas horas de ponta do mês m .

Nos Tarifários 1, 3 e 4 e para potências iguais ou inferiores a 1 MW o $CPOT_m$ toma o valor de 1.

Para o cálculo de $POT_{p,m}$ utiliza-se a seguinte fórmula:

$$POT_{p,m} = \frac{EEC_{p,m}}{NHM_{p,m}} \quad (3.66)$$

A $EEC_{p,m}$ é a energia fornecida à rede do SEP nas horas de ponta do mês m e o $NHM_{p,m}$ o numero de horas do mês m que são consideradas, num ciclo semanal, horas de ponta.

A parcela variável $PV(VRD)_m$ é calculada com recurso à seguinte fórmula:

$$PV(VRD)_m = PVC(VRD)_m + PVR(VRD)_m + PVO(VRD)_m \quad (3.67)$$

O parâmetro $PVC(VRD)_m$ é a parte correspondente a despesas com combustível, $PVR(VRD)_m$ é a parte correspondente a custos evitados nas redes a montante e $PVO(VRD)_m$ é a parte correspondente a outras despesas.

O cálculo de $PVC(VRD)_m$ faz-se através da seguinte fórmula:

$$PVC(VRD)_m = PVC(U)_{ref} \cdot IPVC_m \cdot EEC_m \cdot KMHO \quad (3.68)$$

O $PVC(U)_{ref}$ corresponde ao valor unitário de referência o qual traduz os custos com combustível que seriam necessários à operação dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela instalação de cogeração e, uma vez mais, é fixado pelo Ministério da Economia e expresso em kWh. O $IPVC_m$ é o indexante de $PVC(U)_{ref}$ relativo ao mês m e é determinado através de,

$$IPVC_m = 0,55 \cdot ALB_m \cdot \frac{TCUSD_m}{ALB_{ref} \cdot TCUSD_{ref}} + 0,45 \cdot \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (3.69)$$

Os parâmetros que compõem esta fórmula são indicadores económicos que podem ser consultados em revistas especializadas e instituições, acessíveis ao público. As descrições de cada um encontram-se nas referidas portarias.

A EEC_m , na Fórmula 3.68, é a energia fornecida à rede do SEP, no mês m e expressa em kWh. O parâmetro $KMHO$ é um coeficiente facultativo que modula o valor de $PVC(VRD)_m$, consoante o posto horário, definido num ciclo semanal. É calculado segundo a fórmula:

$$KMHO_m = \frac{KMHO_{pc} \cdot EEC_{pc,m} + KMHO_{vs} \cdot EEC_{vs,m}}{EEC_m} \quad (3.70)$$

Nesta fórmula o $KMHO_{pc}$, que representa a modulação correspondente a horas de cheias e de ponta, toma o valor de 1,250 de acordo com o definido pelas Portarias 57, 58, 59 e 60 de 2002. A $EEC_{pc,m}$ é a energia fornecida à rede do SEP pela instalação durante as horas cheias e de ponta do mês m , expressa em kWh e o $KMHO_{vs}$ é o fator que representa a modulação correspondente a horas de vazio normal e de super vazio, e toma o valor de 0,725, também de acordo com o definido pelas Portarias 57, 58, 59 e 60 de 2002. Finalmente $EEC_{vs,m}$ é a energia fornecida à rede do SEP durante as horas de vazio normal e super vazio no mês m , expressa em kWh. Se as instalações não optarem pela modulação tarifária o $KMHO_m$ será igual a 1.

Para o cálculo de $PVR(VRD)_m$ nos Tarifários 1, 3 e 4 a fórmula a utilizar é a seguinte:

$$PVR(VRD)_m = PVR(U) \cdot EEC_{pc,m} \cdot \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (3.71)$$

No Tarifário 2 a fórmula de cálculo de $PVR(VRD)_m$ é a seguinte:

$$PVR(VRD)_m = PVR(U)_{ref} \cdot KPVR_m \cdot EEC_{pc,m} \cdot \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (3.72)$$

Em que o $KPVR_m$ corresponde a um coeficiente sem dimensão, que exprime a existência ou a inexistência de custos evitados de transporte e que toma os seguintes valores:

- $KPVR_m = 1$, quando $PGA = 30$ MW;
- $KPVR_m = 1 - 0,1 \cdot (PGA - 30)$, quando $30 \text{ MW} < PGA < 40 \text{ MW}$;
- $KPVR_m = 0$, quando $PGA \geq 40 \text{ MW}$.

sendo PGA a potência em MW garantida, à rede do SEP, pela instalação.

O $PVR(U)_{ref}$ na Fórmula 3.72 é o valor unitário de referência, estabelecido anualmente pelo Ministério da Economia, e deve corresponder ao somatório entre o custo unitário de operação e de manutenção da rede de transporte, e o custo unitário de investimento em novos meios de transporte que serão evitados pela cogeração que substitua os meios da rede de transporte em causa. Este valor é expresso em kWh.

O $PVR(U)$ na Fórmula 3.71 deve corresponder aos custos de constituição e operação das redes a montante do ponto de interligação que são evitados pela instalação e é expresso em kWh. A fórmula que permite o cálculo destes custos:

$$PVR(U) = [13500 - (POT_{pc,r,m} - 1000)] \cdot \frac{PVR(U)_{ref}}{13500} \quad (3.73)$$

A potência média disponibilizada, pela instalação, durante as horas de cheias e de ponta do mês m , expressa em kW é calculada nos Tarifários 1 e 3 através das seguintes fórmulas:

- $POT_{pc,r,m} = 1000 \text{ kW}$, nos casos em que $POT_{pc,m} \leq 1000 \text{ kW}$;

- $POT_{pc,r,m} = POT_{pc,m}$ nos casos em que $POT_{pc,m} > 1000$ kW

No caso do Tarifário 4 o valor tomado pela $POT_{pc,r,m}$ será:

- $POT_{pc,r,m} = 1000$ kW, nos casos em que $POT_{pc,m} < 1000$ kW;
- $POT_{pc,r,m} = POT_{pc,m}$ nos casos em que $1000 \text{ kW} \leq POT_{pc,m} < 10000$ kW;
- $POT_{pc,r,m} = 10000$ kW, nos casos em que $10000 \text{ kW} \leq POT_{pc,m} < 30000$ kW;
- $POT_{pc,r,m} = 10000 + (POT_{pc,m} - 30000) \cdot 0,45$, nos casos em que $30000 \text{ kW} \leq POT_{pc,m} < 40000$ kW;
- $POT_{pc,r,m} = 14500$ kW, nos casos em que $POT_{pc,m} \geq 40000$ kW.

O valor de $POT_{pc,m}$ é calculado da seguinte forma:

$$POT_{pc,m} = \frac{EEC_{pc,m}}{NHM_{pc,m}} \quad (3.74)$$

O parâmetro $NHM_{pc,m}$ é o número de horas do mês m que são consideradas, num ciclo semanal, horas de ponta e cheia.

O valor de $PVO(VRD)_m$ da Fórmula 4.50 nos Tarifários 1, 3 e 4 é calculado através da seguinte fórmula:

$$PVO(VRD)_m = PVO(U)_{ref} \cdot EEC_m \cdot KMHO \cdot \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (3.75)$$

Já no Tarifário 2 este parâmetro é calculado pela fórmula:

$$PVO(VRD)_m = PVO(U)_{ref} \cdot EEC_m \cdot \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (3.76)$$

O valor unitário de referência, $PVO(VRD)_{ref}$, deve corresponder aos outros custos, com exceção dos custos com combustível, que seriam necessários à operação dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela instalação de cogeração e é traduzido pelo parâmetro $PVO(U)_{ref}$ sendo fixado anualmente pelo Ministério da Economia. Este valor é expresso em kWh.

Para o cálculo de $PA(VRD)_m$, nos primeiros 120 meses de exploração, a fórmula utilizar é a seguinte:

$$PA(VRD)_m = PA(U)_{ref} \cdot CCR_{ref} \cdot CEA \cdot EEC_m \cdot KMHO \cdot \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (3.77)$$

Após os primeiros 120 meses:

$$PA(VRD)_m = PA(U)_{ref} \cdot CCR_{ref} \cdot CEA_{red} \cdot EEC_m \cdot KMHO \cdot \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \quad (3.78)$$

O $PA(U)_{ref}$ é uma vez mais um valor unitário de referência fixado pelo Ministério da Economia, expresso em €/g, e deve corresponder a uma valorização do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção, cuja construção é evitada pela instalação. O CCR_{ref} é o montante unitário das emissões de dióxido de carbono evitadas pela cogeração e toma o valor de 133 g/kWh, de acordo com o definido pelas Portarias 57, 58, 59 e 60 de 2002. O CEA é um coeficiente sem dimensão que traduz a eficiência ambiental da instalação e pode ser determinado utilizando as seguintes fórmulas:

- Tarifário 1:

$$CEA = (20 \cdot \eta_{hom} - 11) \cdot \frac{2,5 - 0,004 \times EMI55_m}{4} \quad (3.79)$$

Após os primeiros 120 meses:

$$CEA_{red} = (20 \cdot \eta_{hom} - 11) \cdot \frac{2,5 - 0,004 \times EMI55_m}{8} \quad (3.80)$$

O $EMI55_m$ é um parâmetro que traduz a emissão de dióxido de carbono emitida por uma central convencional, produzindo a mesma energia elétrica da instalação de cogeração. É fixado em 370 g/kWh, de acordo com o definido pelas Portarias 57, 58 e 60 de 2002 e em 570 g/kWh, de acordo com o definido pela Portaria n.º 59 de 2002. Para o η_{hom} , que traduz a eficiência ambiental da instalação de cogeração, utiliza-se a seguinte fórmula:

$$\eta_{hom} = \min \left[0,75 ; \frac{EE_{lic}}{CB_{lic} - ET_{lic} / 0,9} \right] \quad (3.81)$$

O parâmetro EE_{lic} representa o valor, certificado pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGE) no ato de licenciamento, da energia elétrica que será produzida anualmente pela instalação de cogeração, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção, expresso em kWh. Por outro lado, ET_{lic} representa a energia térmica útil que será consumida anualmente a partir da energia térmica produzida na instalação, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos, expresso em kWh. Por ultimo, CB_{lic} , é a energia primária que será consumida anualmente na instalação de cogeração, expresso em kWh. Sempre que for realizada uma auditoria à instalação o η_{hom} poderá ser ajustado conforme as fórmulas constantes na Portaria n.º 57 de 2002.

- Tarifário 2:

$$CEA = (20 \cdot \eta_{cal,m} - 11) \cdot \frac{2,5 - 0,004 \cdot EMI55_m}{7} \quad (3.82)$$

Após os primeiros 120 meses:

$$CEA_{red} = (20 \cdot \eta_{cal} - 11) \cdot \frac{2,5 - 0,004 \cdot EMI55_m}{14} \quad (3.83)$$

O $\eta_{cal,m}$ traduz a eficiência ambiental da instalação no mês m e é calculado através de uma das seguintes fórmulas:

- $\eta_{cal,m} = \eta_{ver,m}$, nos casos em que $\eta_{ver,m} < \eta_{dec} - 0,1$ ou $\eta_{ver,m} > \eta_{dec}$;
- $\eta_{cal,m} = \eta_{dec}$ nos casos em que $\eta_{dec} - 0,1 \leq \eta_{ver,m} \leq \eta_{dec}$.

O valor de η_{dec} é a eficiência ambiental declarada pelo cogrador no processo de licenciamento e é calculada através da seguinte fórmula:

$$\eta_{dec} = \frac{EE_{dec}}{(CB_{dec} - ET_{dec})/0,9} \quad (3.84)$$

O parâmetro EE_{dec} é o valor da energia elétrica que será produzida anualmente pela instalação, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção, expresso em kWh, ET_{dec} o valor da energia térmica útil que será consumida anualmente a partir da energia térmica produzida na instalação, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética expresso em kWh e CB_{dec} o valor da energia primária, que será consumida anualmente expressa também em kWh.

- Tarifário 3:

$$CEA = (20 \cdot \eta_{hom} - 9) \cdot \frac{2,5 - 0,004 \cdot EMI55_m}{4} + \frac{CR}{CB} \cdot \frac{EMI55_m}{CCR_{ref}} \quad (3.85)$$

O parâmetro CR é o valor da energia primária renovável consumida anualmente pela instalação de cogeração e o CB a energia primária total consumida anualmente pela instalação. O valor de η_{hom} , no ato de licenciamento, é calculado através da seguinte fórmula:

$$\eta_{hom} = \min \left[0,65; \frac{EE_{lic}}{CB_{lic} - ET_{lic} / (0,9 - 0,2 \cdot CR_{lic} / CB_{lic})} \right] \quad (3.86)$$

Para além dos parâmetros já definidos anteriormente, CR_{lic} corresponde ao valor da fração de energia primária renovável que será consumida anualmente na instalação. Sempre que for realizada uma auditoria à instalação, o η_{hom} poderá ser ajustado conforme as fórmulas constantes na Portaria n.º 60 de 2002.

- Tarifário 4:

$$CEA = (20 \cdot \eta_{hom} - 10) \cdot \frac{3,0 - 0,004 \cdot EMI55_m}{4} \quad (3.87)$$

Após os primeiros 120 meses:

$$CEA_{red} = (20 \cdot \eta_{hom} - 10) \cdot \frac{3,0 - 0,004 \cdot EMI55_m}{8} \quad (3.88)$$

Para o η_{hom} , que traduz a eficiência ambiental da instalação de cogeração, utiliza-se a seguinte expressão:

$$\eta_{hom} = \min \left[0,70 ; EE_{lic} / (CB_{lic} - \frac{ET_{lic}}{0,9}) \right] \quad (3.89)$$

Sempre que for realizada uma auditoria à instalação o η_{hom} poderá ser ajustado conforme as fórmulas constantes na Portaria n.º 59 de 2002.

Finalmente, o parâmetro LEV utilizado no cálculo da remuneração nos Tarifários 1, 3 e 4, tomará o valor de 0,020 para centrais com potência de ligação maior ou igual a 5 MW e 0,040 para centrais com potência de ligação menor do que 5 MW.

3.2.3 Estudo Económico da Unidade de Cogeração

O total dos custos da unidade de cogeração, expresso em €, será então dado pela seguinte fórmula:

$$T_{CUSTOS} = Q \cdot C_Q + W_E \cdot (C_E)_{CG} \quad (3.90)$$

O total das vendas de energia da unidade de cogeração, expresso em €, será dado pela fórmula,

$$T_{VENDAS} = Q_U \cdot V_{QU} + \beta \cdot (W_E - W_{E,A}) \cdot V_E + (1 - \beta) \cdot (W_E - W_{E,A}) \cdot V_{ER} \quad (3.91)$$

em que β corresponde à percentagem de eletricidade vendida ao consumidor preferencial.

O resultado operacional será a diferença entre as vendas e os custos da instalação,

$$RO = T_{VENDAS} - (T_{CUSTOS} - i \cdot C_{CG}) \quad (3.92)$$

Para o cálculo de RO não deve ser considerado o valor do juro anual de capital.

O resultado antes de impostos:

$$RAI = RO - i \cdot C_{CG} \quad (3.93)$$

Considerando uma taxa de 25% para o imposto, I , sobre o resultado operacional, teremos o resultado líquido da unidade,

$$RL = RO - I \quad (3.94)$$

em que,

$$I = 0,25 \cdot RL \quad (3.95)$$

O *payback* económico será calculado com recurso à seguinte fórmula:

$$PE = \frac{RL}{C_{CG}} \quad (3.96)$$

A análise deste indicador permitirá conhecer em quanto tempo o investimento será pago. Será expresso em anos e deverá ser considerado como uma aproximação, visto ter como base uma metodologia simplificada.

Capítulo 4

Aplicação para Análise Termo-Económica de Sistemas de Cogeração

Neste capítulo são dadas explicações pormenorizadas acerca da aplicação desenvolvida.

4.1 Introdução

Na área da energia e especificamente na produção combinada de calor e eletricidade existem diversas aplicações que permitem estudos técnicos e económicos. Num levantamento realizado por Hudson (2003) destacam-se algumas dessas aplicações:

- *Cogeneration Ready Reckoner*: desenvolvido por *Australian Department of Industry, Science, and Resources* por *Sinclair Knight Merz*, mais vocacionado para o estudo de sistemas de cogeração em indústrias;
- *RECIPRO*: desenvolvido por *Thermoflow, Inc.* e mais vocacionado para o estudo de sistemas de cogeração em pequenas indústrias ou serviços;
- *Plant Design Expert (PDE)*: desenvolvido por *Thermoflow, Inc.*, para o estudo, incluindo *design* da unidade, da aplicação de sistemas de cogeração com turbina a gás;
- *Building Energy Analyzer (BEA)*: desenvolvido por *InterEnergy Software*, para aplicação de cogeração em edifícios comerciais;
- *D-Gen Pro*: desenvolvido por *Architectural Energy Corporation and Gas Technology Institute* para o estudo da aplicação de cogeração no aquecimento de edifícios comerciais;
- *HeatMap CHP*: desenvolvido por *Washington State Energy Office*, para simulação em ambiente 3-D de sistemas de cogeração;
- *GT Pro*: desenvolvido por *Thermoflow, Inc.*, centrado no estudo detalhado de sistemas industriais de cogeração que utilizem turbinas a gás;

- **SOAPP-CT.25:** desenvolvido por *Electric Power Research Institute (EPRI)* e também centrado no estudo de sistemas de cogeração com turbinas a gás.

Nesta lista incluem-se programas, tanto de uso gratuito como de pagamento de licença, sendo que os preços variam bastante. Cada programa é descrito quanto ao seu objetivo, tipo de cálculos, duração da análise (e intervalo de tempo entre cada registo), tecnologias disponíveis, tipos de cogeração, custos e viabilidade.

Atualmente existem mais programas disponíveis no mercado. Destaca-se o programa gratuito RETScreen 4, baseado em *Microsoft Excel* e que se centra na avaliação de produção de energia em cogeração, utilizando combustíveis renováveis. Permite fazer uma análise da produção, da poupança de energia, da redução de emissões, viabilidade financeira e risco (NRCAN, 2012).

Outra aplicação, mais simples, é o “Simulador do Cogrador” da COGEN Portugal (COGEN, 2011a). Esta ferramenta permite avaliar a rentabilidade de um projeto de cogeração, tendo em conta parâmetros como: potência elétrica da central, rendimento elétrico e global da mesma, período de funcionamento anual, tipo de combustível, duração do projeto, capital investido e custos fixos e variáveis da exploração da unidade de cogeração. Tem a capacidade de calcular a remuneração referente à energia elétrica vendida à Rede, utilizando a metodologia de cálculo de acordo com as portarias em vigor (Portarias 57, 58, 59 e 60 de 2002). No final são calculados alguns rácios, como o período de retorno de investimento (*payback*) e a taxa interna de rentabilidade (*TIR*) do projeto, de forma a determinar a viabilidade potencial de um determinado esquema de cogeração. Este simulador baseia-se em alguns pressupostos como, a produção de eletricidade e calor constantes ao longo do tempo e totalmente ajustadas à procura, custos e vendas anuais constantes e utiliza estes dados para prever o comportamento financeiro do investimento. Evidentemente que o resultado obtido é apenas uma pista, contudo continua a ser uma ferramenta interessante e de fácil e rápida utilização e fornece uma primeira aproximação da capacidade de retorno do projeto.

Foi precisamente com esta filosofia que se partiu para a criação do Programa para Análise Termo-Económica de Sistemas de Cogeração, o PATESC. Desenvolveu-se uma ferramenta de fácil e rápida utilização, mas que produzisse resultados esclarecedores quanto à necessidade de se avançar para um estudo mais aprofundado da implementação de um sistema de cogeração. O programa, também baseado em *Microsoft Excel*, apresenta resultados no campo termodinâmico e no campo económico com auxílio de gráficos e tabelas. Em termos de avaliação de desempenho termodinâmico, para além dos indicadores normalmente calculados, integra uma secção exclusiva para o cálculo do rendimento da unidade, seguindo a metodologia apresentada na Diretiva 2004/8/CE. Esta é uma das grandes capacidades do PATESC pois permite conhecer a classificação quantitativa e qualitativa da energia produzida na unidade ao nível das normas comunitárias e dessa forma antever a possibilidade de beneficiar de apoios. Isto porque, de acordo com o que está previsto na normativa, passará a

existir uma relação direta entre a eficiência e poupança de energia primária, num sistema de cogeração, e o financiamento da União Europeia para a implementação destes sistemas. Outra grande vantagem do programa é a possibilidade de criar de forma simples e intuitiva vários cenários para a mesma instalação, bastando para isso variar alguns parâmetros como o *REC*, custo e venda dos produtos energéticos e quantidades fornecidas aos diferentes consumidores. Os resultados são apresentados em tabelas e gráficos. De referir também as folhas de sumários que podem ser impressas e que agregam os resultados dos vários parâmetros calculados, seja para análise de desempenho termodinâmico seja para análise económica do sistema.

4.2 O que é o PATESC?

O PATESC – Programa para Análise Termo-Económica de Sistemas de Cogeração - é uma ferramenta de cálculo de parâmetros essenciais do desempenho termodinâmico e económico de uma unidade de cogeração, possibilitando a análise de vários cenários. Pode ser utilizada na fase de projeto ou mesmo em pleno funcionamento da unidade de cogeração sendo, neste último caso, mais indicada para otimização do sistema e melhor aproveitamento económico dos produtos energéticos produzidos.

As suas principais características são:

- Programa simples, intuitivo e de fácil utilização permitindo o cálculo dos indicadores mais importantes de um projeto de cogeração;
- Secção dedicada ao cálculo de indicadores termodinâmicos seguindo a metodologia da Diretiva comunitária vigente: rendimento global, eletricidade de cogeração, poupança de energia primária, etc.;
- Cálculo de parâmetros para avaliação de desempenho estritamente termodinâmico da cogeração, incluindo o cálculo do rendimento exergético e a avaliação do desempenho em instalações não ajustadas;
- Cálculo da remuneração da venda de energia elétrica de produção em regime especial (PRE), utilizando a metodologia da lei em vigor, Portarias 57, 58, 59 e 60 de 2002;
- Cálculo de parâmetros económicos com possibilidade de analisar a influência da variação do preço de venda dos produtos energéticos, a um consumidor preferencial e ao sistema elétrico de serviço público, SEP, sobre o desempenho económico;
- Informação disponível e integrada nas várias secções: lista de tipos de tecnologias abrangidas pela Diretiva, lista de combustíveis e respetivos PCI's, rendimento de produção separada de calor e eletricidade, fatores de correção para cálculo do

rendimento de produção separada corrigida e lista de fatores de conversão para o cálculo do rendimento exergético;

- Base de dados com alguns custos típicos.

4.3 Estrutura do PATESC

O programa divide-se em quatro secções:

- Introdução de dados característicos da unidade, dados de produção e custos, incluindo dados para o cálculo do rendimento da produção separada de eletricidade e calor e cálculo da remuneração da venda de energia elétrica;
- Área dedicada ao desempenho termodinâmico, segundo a metodologia da Diretiva 2004/8/CE e área dedicada ao cálculo de indicadores de desempenho, segundo a metodologia estritamente termodinâmica;
- Área dedicada à análise económica da unidade com possibilidade de criar várias combinações entre a produção e venda dos produtos energéticos;
- Sumários com valores essenciais do desempenho termodinâmico segundo a metodologia da Diretiva 2004/8/CE, desempenho estritamente termodinâmico e desempenho económico com demonstração de resultados.

4.3.1 Folhas para a Introdução dos Dados

Todas as células que se encontram a branco podem e devem ser preenchidas. As restantes estão bloqueadas pois, ou são resultados de cálculos efetuados ou são valores predefinidos presentes na base de dados do PATESC.

4.3.1.1 Instalação e Produção

Na folha “Produção” deverão ser preenchidos os valores das potências instaladas, as características da instalação, a produção de energia elétrica e térmica e respetivos autoconsumos, as necessidades energéticas do consumidor preferencial, a produção no primeiro ano e em modo cogeração integral e os dados referentes aos combustíveis utilizados.

A imagem mostra a interface do programa PATESC. No topo, há um título: "Programa para Análise Termo-económica de Sistemas de Cogeração - PATESC". Abaixo, há uma seção intitulada "Dados da instalação e da produção". Dentro desta seção, há um campo rotulado "Tipo de unidade:" com uma lista suspensa que atualmente mostra "Motor de combustão interna". À direita do campo, há um ícone de seta para baixo. Abaixo do campo, há duas informações: "Rendimento Global Mínimo, η_{G-REF} : 75%" e "Rácio Implícito Eletricidade/Calor, $REC_{DEFAULT}$: 0,75".

Figura 4.1 - Campo para escolha do tipo de unidade na folha “Produção” do PATESC.

O primeiro passo consiste em escolher o tipo de unidade de cogeração que se pretende estudar. Foram incluídas todas as tecnologias presentes no Anexo I da Diretiva 2004/8/CE, conforme se pode verificar na Figura 4.2. É automaticamente apresentado o rendimento global mínimo da unidade selecionada, bem como o rácio eletricidade/calor implícito conforme, uma vez mais, os valores de referência presentes na Diretiva.

Figura 4.2 - Tecnologias disponíveis na escolha do tipo de unidade.

Figura 4.3 – Área para potências instaladas e outras características da unidade.

Depois do tipo de unidade surge a área relativa às potências instaladas, total de energias produzidas e consumidas e demais características da unidade (Figura 4.3 e Figura 4.4). As características da unidade são necessárias, essencialmente, para encontrar os rendimentos de produção separada de eletricidade e calor. É possível introduzir a potência da caldeira auxiliar (se existir) e a respetiva produção de calor durante o período em estudo. O combustível consumido neste equipamento será calculado utilizando o respetivo rendimento. As potências deverão ser expressas em kW. O ano de início de produção entende-se como

Figura 4.4 - Energia produzida e consumida e necessidades do consumidor preferencial.

primeiro ano em que se começou a produzir eletricidade. De acordo com a normativa europeia, a temperatura média ambiente é a temperatura média do ar do estado membro onde se encontra a unidade. Em Portugal, de acordo com a informação disponível (PORDATA, 2011), a temperatura média do ar em todo o território nacional é igual a 16,6 °C. A temperatura média do calor útil é a correspondente à máxima temperatura do calor disponível e varia conforme o tipo de tecnologia. A unidade de cogeração produz eletricidade a uma tensão de ligação específica, seja para consumo no local ou exportada para a rede. A energia consumida no local corresponde à quantidade que é autoconsumida pela própria instalação mais a energia que é enviada para o consumidor preferencial. Entende-se por “consumidor preferencial” a entidade que consome ou irá consumir a grande maioria de energia produzida pela cogeração e assume-se que se encontra no raio de proximidade muito pequeno não existindo perdas substanciais no transporte de energia.

Depois de introduzir o número de horas de funcionamento anual da instalação, é possível determinar a quantidade de energia elétrica e térmica produzida, bastando para isso premir o botão “Cálculo produção”. Esta função é útil para casos em que ainda não existem dados recolhidos da produção aonde é necessária uma primeira estimativa para se proceder à avaliação termo-económica, como por exemplo na fase de projeto ou no primeiro ano de funcionamento da instalação. A área correspondente às energias pode ser também preenchida manualmente. Todas as energias devem ser expressas em MWh. O parâmetro coeficiente perda de energia ϕ deverá ser colocado no caso das instalações que utilizem turbinas de condensação com extração de vapor. O botão “Apagar” elimina todas as potências introduzidas, temperaturas, fração de energia consumida no local, horas de funcionamento, rendimento caldeira auxiliar, parâmetro ϕ e energias.

Figura 4.5 - Informações necessárias para o caso de primeiro ano de funcionamento e funcionamento em modo cogeração integral na folha “Produção”.

Caso seja o primeiro ano de funcionamento da unidade, deverá ser selecionada a opção “Fase experimental ou primeiro ano de operação” na caixa “Primeiro ano” e preenchido o

REC de projeto (Figura 4.5). Por outro lado, existindo dados de produção em modo cogeração integral, isto é, modo de funcionamento da unidade de cogeração em que a recuperação do calor gerado pela própria unidade é a máxima tecnicamente possível, deverá ser preenchida a caixa respetiva de forma a ser possível o cálculo de REC_{ATUAL} .

Combustíveis

Tipo de combustível 1: Gás natural

Percentagem 1: 100 %

PCI combustível 1: 45,1 MJ/kg

Custo combustível 1: 25 €/MWh

Tipo de combustível 2: Carvão vegetal

Percentagem 2: 0 %

PCI combustível 2: 29,5 MJ/kg

Custo combustível 2: 0 €/MWh

Figura 4.6 - Caixa para escolha dos tipos de combustíveis consumidos na unidade cogeração na folha "Produção".

Finalmente deverá ser escolhido o combustível, utilizando para isso a caixa correspondente (Figura 4.6). É possível selecionar no máximo dois combustíveis com a respetiva percentagem bem como o poder calorífico inferior (PCI) expresso em MJ/kg e o custo específico expresso em €/MWh. Na listagem de combustíveis foram considerados os mesmos presentes nas tabelas da eficiência da produção separada da normativa europeia.

4.3.1.2 Análise Económica

Dados para Análise Económica

Capital investido e previsão de custos - Cogeração

Custo total da unidade: 3.474.425 €

Custos período construção: 0 €/mês

Duração período construção: 0 meses

Juro anual (%): 5 %

Duração do investimento: 15 anos

Custos anuais fixos: 6.400 €

Custos anuais variáveis: 0,0074 €/kWh

Apagar

Capital investido e previsão custos - Situação convencional

Custo total da instalação: 694.885 €

Juro anual (%): 5 %

Duração do investimento: 15 Anos

Custos anuais fixos: 1.280 €

Custo anuais variáveis: 0,0015 €/kWh

Custo energia elétrica: 100 €/MWh

Figura 4.7 - Folha "Custos" para introdução de valores necessários para a análise económica.

Os dados relativos ao capital investido e custos (ou previsão de custos) das duas possibilidades – cogeração e instalação térmica alternativa ou convencional - são introduzidos

na folha “Custos” de acordo com o ilustrado na Figura 4.7. Entende-se por instalação térmica alternativa por unidade de produção exclusivamente térmica, que satisfaz somente a procura de calor. As entradas são:

- Custo total (€) correspondente ao custo de todo o equipamento do sistema, construção da unidade, projeto e gestão da obra, custos da constituição da empresa, taxas, licenças e outras contingências;
- Custos período construção (€/mês) correspondente aos custos mensais médios, para além do custo total da unidade, durante o período em que a empresa não irá ter qualquer receita da sua atividade principal e que carecem de financiamento. Devem-se incluir custos de funcionamento da empresa, salários de funcionários, fornecimentos de serviços externos e seguros;
- Duração do período de construção (meses) correspondente ao período necessário para a construção civil e montagem da unidade de cogeração, para cálculo do financiamento do total de custos do período de construção;
- Juro anual (%) correspondente à taxa anual bruta aplicada tanto ao custo total como aos custos do período de construção;
- Duração do investimento (anos) correspondente ao máximo tempo de vida da unidade sem que sejam necessárias grandes requalificações;
- Custos anuais fixos (€) para a revisão de equipamentos e substituição de peças periódica, seguros, custos de funcionamento da empresa, como salários de funcionários, material de escritório, etc. Estes custos não estão dependentes da produção e são contabilizados após o período de construção e montagem da unidade;
- Custos anuais variáveis (€/kWh) correspondentes à monitorização do funcionamento da unidade, reparação de avarias imprevistas, custos com material, etc. São custos que dependem diretamente da produção, mas que não incluem custos com combustível;
- Custo energia elétrica correspondente ao preço a que a companhia de eletricidade vende a energia elétrica.

4.3.1.3 Remuneração da Venda de Energia Elétrica à Rede

Dados para Cálculo da Remuneração da Venda de Energia Elétrica

Potência elétrica ligação, P_E : kW Energia elétrica fornecida mês m : kWh

Cheias mês m : kWh Nº horas cheia mês m :

Pontas mês m : kWh Nº horas ponta mês m :

Vazio mês m : kWh ☒ Modulação tarifária Nº horas vazio mês m :

Combustível (GN, FO, REN):

Porcentagem REN, F_R/F :

NOTA
Introduzir restantes valores das varias parcelas na folha "Remuneração PRE".

Figura 4.8 - Folha "PRE" para introdução de dados para o cálculo do valor da venda de energia elétrica à Rede.

Para o cálculo da remuneração da venda de energia elétrica, conforme descrito no Capítulo 3 e segundo a legislação atual, são necessários alguns dados. O primeiro dado necessário é a potência elétrica de ligação. Neste caso, ao contrário de outros, existe uma correspondência direta com a potência elétrica instalada, inserida na folha "Produção", ficando a célula automaticamente preenchida. A energia elétrica fornecida no mês m é a energia total disponível para entrega à Rede, sem autoconsumos e sem a energia entregue ao consumidor preferencial. Para efeitos de estudo esta quantidade pode ser estimada de acordo com a produção de eletricidade esperada da unidade. Depois devem ser preenchidas as quantidades de energia (em kWh) entregues no mês m em hora de cheia, ponta e vazio e os respectivos números de horas em cada tarifário. O combustível utilizado deverá enquadrar-se num de três grupos: gás natural, GPL ou combustível líquido e fuelóleo ou combustível renovável. Para a escolha do último a energia primária utilizada têm que ser constituída em mais de 50 % por recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos (Portaria n.º 60 de 2002).

4.3.2 Folha para o Cálculo dos Valores de Referência da Produção Separada

Os rendimentos de produção separada de eletricidade e produção separada de calor podem ser consultados no Anexo III da Diretiva 2004/8/CE. Esta informação está integrada no PATESC e, para além de selecionar automaticamente os valores, efetua a devida correção de acordo com o método previsto na normativa. Na folha "Referência" a única informação a ter em atenção é a caixa "Forma de energia térmica" na instalação em estudo. Existem duas formas à escolha e cada uma delas apresenta um valor de referência para o rendimento na produção separada de calor: vapor ou água quente e uso direto de gases de escape. As restantes informações utilizadas para o cálculo destes rendimentos são introduzidas na folha "Produção", nas demais características da unidade e temperatura média ambiente.

Cálculo dos Valores de Referência da Eficiência da Produção Separada

Rendimento para produção separada de eletricidade

Fator correção temperatura (%): Valor referência base (%):

Exportada VALOR REFERÊNCIA, $\eta_{E,Ref}$ (%):

Fator correção perda rede evitada:

Consumida

Rendimento para produção separada de calor

Forma energia térmica: VALOR REFERÊNCIA, $\eta_{Q,Ref}$ (%):

Figura 4.9 - Valores para os rendimentos da produção separada apresentados na folha "Referência".

4.3.3 Folha para Avaliação do Desempenho Termodinâmico segundo a Diretiva 2004/8/CE

Esta folha divide-se em três partes. Na primeira parte são calculadas as energias produzidas e as energias consumidas conforme as definições da normativa europeia, apresentadas no Capítulo 3. São determinados os vários rendimentos com destaque para o rendimento global da instalação. No Gráfico 1 (Figura 4.10) concorrem dois rendimentos: rendimento global

Cálculo de Parâmetros Termodinâmicos da Unidade de Cogeração
segundo Diretiva 2004/8/CE e Decisão da Comissão de 19 de Novembro de 2008

Rendimento Elétrico, Rendimento Térmico e Rendimento Global da Instalação

Combustível caldeira auxiliar, F_B : MWh Rendimento Elétrico, $\eta_{E,D}$ (%):

Elettricidade, W_E : MWh Rendimento Térmico, $\eta_{Q,D}$ (%):

Calor Útil, $Q_{U,D}$: MWh RENDIMENTO GLOBAL, $\eta_{G,D}$ (%):

Energia produzida na unidade, $W_E + Q_{U,D}$: MWh

Energia consumida, ou energia de alimentação, F_D : MWh

NOTA
Estes valores não têm em conta o combustível consumido e o calor da caldeira auxiliar de acordo com Anexo II da Diretiva 2004/8/CE. Para uma análise estritamente termodinâmica ver "A.Termodinâmica".

Gráfico 1 - Rendimento global da instalação vs. rendimento de referência

Gráfico 2 - Balanço produção da instalação

Comparação do rendimento global com os limiares definidos na diretiva:

a. Rendimento global da instalação é inferior ao limiar mínimo do Anexo II

b. Parte da eletricidade pode não ser produzida em cogeração

Figura 4.10 - Primeira parte da folha "Diretiva 2004.08.CE" para cálculo da eficiência de uma unidade de cogeração de acordo com a metodologia presente na Diretiva Europeia.

mínimo da unidade selecionada e rendimento global do caso em estudo. Se este último for menor que o de referência é apresentada a informação “Parte da eletricidade pode não ser produzida em cogeração”. Se pelo contrário, o rendimento determinado for igual ou superior, surge uma mensagem com a informação “Toda a eletricidade é produzida em cogeração”. Estas definições estão descritas na normativa europeia e já foram apresentadas no Capítulo 2.

A segunda parte está, precisamente, relacionada com o rendimento global da instalação em estudo e no caso particular de ser necessário determinar a quantidade de eletricidade não cogorada. A aplicação integra o procedimento descrito no Capítulo 3 escolhendo automaticamente o rácio eletricidade/calor a utilizar no cálculo da quantidade de energia elétrica cogorada. A quantidade de energia elétrica não cogorada será a diferença entre a energia elétrica total produzida e a energia elétrica cogorada. São também calculados os respetivos combustíveis consumidos para estas duas quantidades de energia elétrica.

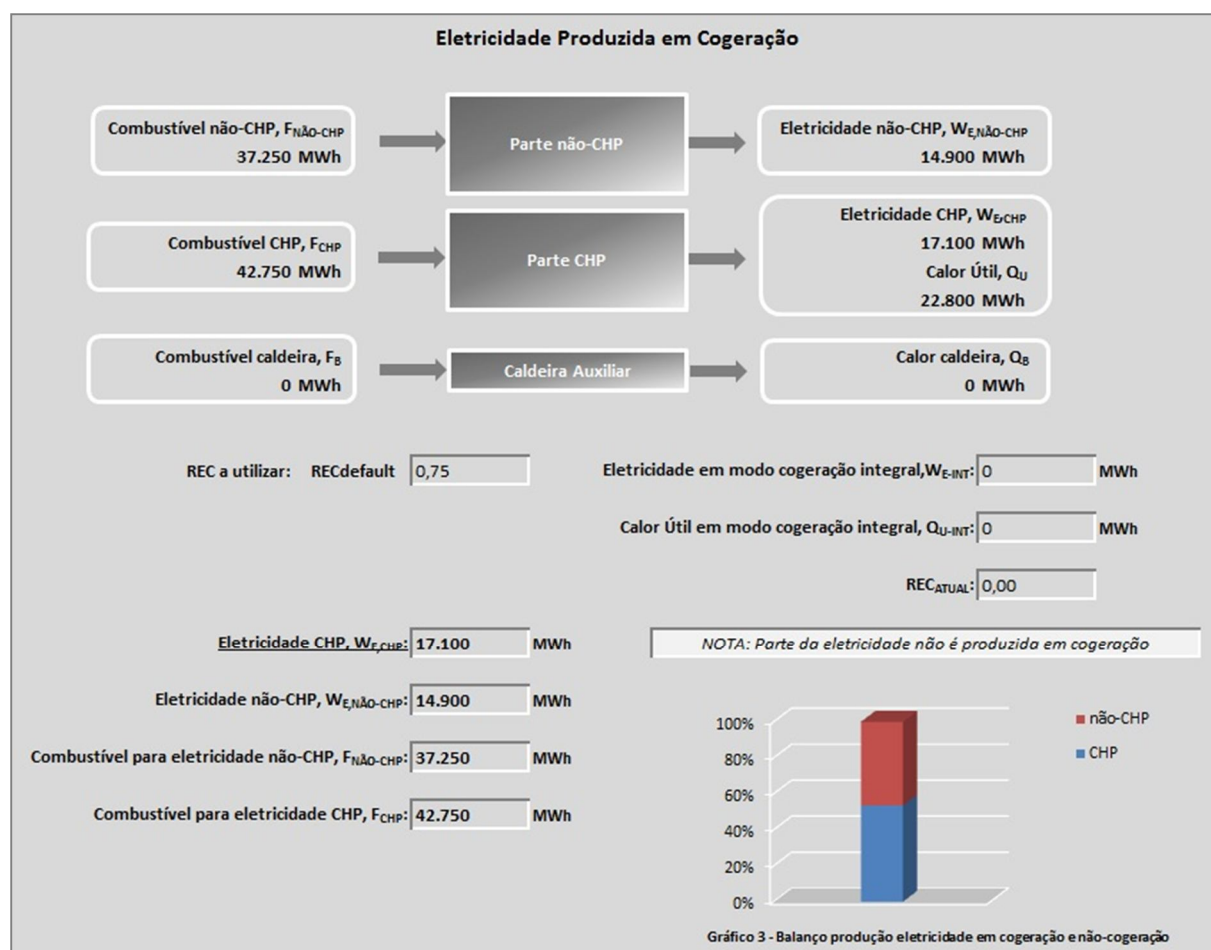


Figura 4.11 - Segunda parte da folha “Diretiva 2004.08.CE” referente ao cálculo de eletricidade produzida em cogeração conforme procedimento presente na normativa.

De acordo com a Diretiva 2004/8/CE o consumo e a produção de energia nas caldeiras exclusivamente térmicas, caldeiras auxiliares que em muitos casos fazem parte das instalações, devem ser excluídos da unidade uma vez que não contribuem para o processo de cogeração. Por outro lado, existindo parte de eletricidade não produzida em cogeração, conforme a metodologia definida no Anexo II da normativa, esta deverá ser distinguida da produção em cogeração bem como o respetivo combustível consumido. O esquema simplificado apresentado nesta secção resume exatamente estas particularidades dividindo a produção em parte CHP e parte não-CHP e excluindo o calor gerado e combustível consumido na caldeira auxiliar. No caso ilustrado na Figura 4.11 – Unidade de cogeração com motor de combustão interna - não existe calor produzido na caldeira auxiliar, mas parte da eletricidade não é produzida em cogeração como se pode ver no Gráfico 3. De notar que o rácio eletricidade/calor utilizado para os cálculos for o $REC_{DEFAULT}$ isto porque não foi introduzido o REC_{DESIGN} nem foram dados os valores de consumo e produção de energia em modo cogeração integral na folha “Produção”, Figura 4.5.

Rendimento Elétrico e Rendimento Térmico de Cogeração	
Rendimento Elétrico de Cogeração, $\eta_{E,CHP}$ (%):	40,0 %
Rendimento Térmico de Cogeração, $\eta_{Q,CHP}$ (%):	53,3 %
Poupança Energia Primária em Cogeração	
PEP _{CHP} (%):	28,7 %
PEP _{CHP} em termos absolutos:	17.208 MWh
Produção de eletricidade em cogeração de ELEVADA EFICIÊNCIA	
Rendimento Exergético de Cogeração	
Exergia entra, $Ex_{ENT,CHP}$:	83.200 MWh
Exergia sai, $Ex_{SAI,CHP}$:	54.116 MWh
Fator conversão, γ :	1,04
RENDIMENTO EXERGÉTICO, $\eta_{EX,CHP}$ (%):	65,0 %

Figura 4.12 - Secção presente na folha “Diretiva 2004.08.CE” para os resultados obtidos de alguns indicadores de eficiência da unidade de cogeração.

A terceira parte da folha “Diretiva 2004.08.CE” dá a conhecer os rendimentos da produção elétrica e produção térmica em cogeração, poupança de energia primária (*PEP*) e rendimento exergético (ver expressões de cálculo no Capítulo 3). De acordo com o resultado do *PEP* e segundo a metodologia para a determinação da eficiência do processo de cogeração da normativa europeia, são apresentadas as seguintes informações:

- “Produção de eletricidade em cogeração de ELEVADA EFICIÊNCIA”, no caso de *PEP* igual ou superior a 10 % para instalações com potência elétrica instalada igual ou superior a 1000 kW. Esta informação também é válida para as instalações de pequena

dimensão e micro-cogeração (potência elétrica instalada inferior a 1000 kW) sendo estas somente obrigadas a alcançar uma poupança de consumo da energia primária;

- “Produção de eletricidade em cogeração EFICIENTE”, no caso de *PEP* superior a 0 % e inferior a 10 % para instalações com potência elétrica instalada igual ou superior a 1000 kW;
- “Produção de eletricidade em cogeração NÃO EFICIENTE”, nos outros casos em que não há qualquer poupança de energia primária.

No cálculo do rendimento exergético é utilizada a temperatura média do calor útil na exergia do calor (parte integrante da exergia que sai) introduzida na folha “Produção” e o fator de conversão do *PCI*. O PATESC inclui uma tabela para os vários fatores de conversão de alguns combustíveis e a escolha é feita automaticamente consoante o “Tipo de combustível 1” escolhido na folha “Produção”.

4.3.4 Folha para Avaliação de Desempenho Segundo Metodologia Estritamente Termodinâmica

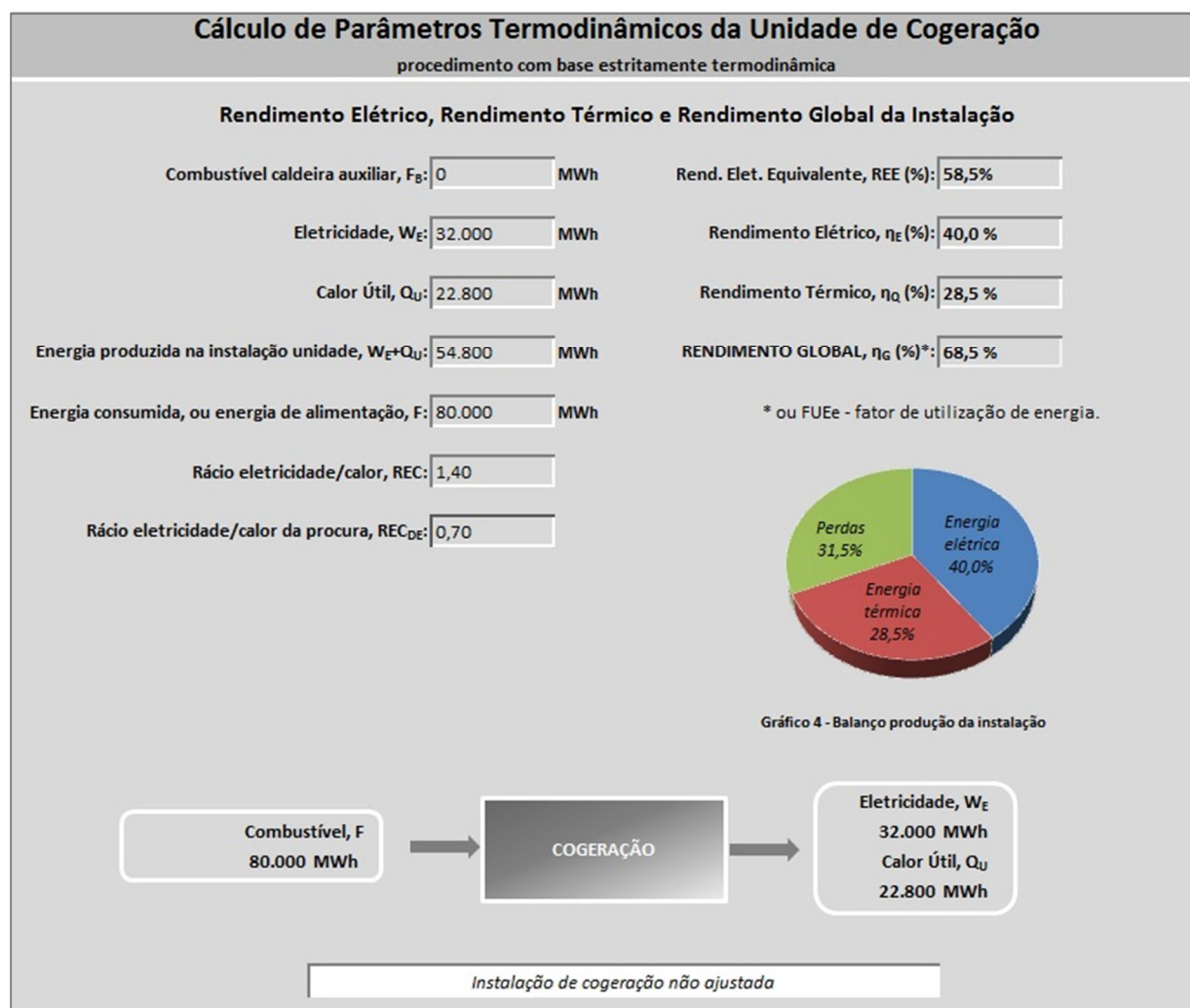


Figura 4.13 - Primeira parte da folha “A.Termodinâmica”.

Esta folha é dedicada ao cálculo de parâmetros termodinâmicos, seguindo apenas uma filosofia técnica. Os aspetos legais não são tidos em linha de conta e os indicadores calculados baseiam-se em toda a unidade, quer seja produção de calor em caldeira exclusivamente térmica ou produção de eletricidade não cogerada.

O principal objetivo da folha “A.Termodinâmica” é o desempenho técnico do sistema, como um todo, num procedimento linear de cálculo de parâmetros essenciais para a avaliação de sistemas de cogeração. Na primeira parte da folha são apresentados dois novos parâmetros: rácio eletricidade/calor da procura, REC_{DE} , e rendimento elétrico equivalente, REE . O primeiro relaciona a quantidade das duas formas de energia que o consumidor preferencial necessita. O REE , ao contrário do rendimento elétrico, não engloba o combustível consumido para a produção de calor útil (considerando um rendimento térmico de 90 %). Pretende ser uma outra forma de determinar a eficiência na produção de energia elétrica na unidade da cogeração. Tanto as energias produzidas como o combustível consumido, utilizam expressões de cálculo diferentes da folha “Diretiva 2004.08.CE” (Capítulo 3). Incluem-se também um gráfico com a repartição de energias produzidas e um esquema simplificado da unidade.

Poupança de Energia Primária e Consumo Específico de Combustível da Instalação	
Poupança energia primária, PEP (%):	11,3 %
PEP em termos absolutos:	10.192 MWh
Consumo específico combustível, CEC:	1,46 MWh combustível/MWh energia produzida
Demanda de energia primária, RDEP (%):	88,7 %

Rendimento Exergético da Instalação	
Exergia entra, Ex_{ENT} :	83.200 MWh
Exergia sai, Ex_{SAI} :	54.116 MWh
Fator conversão, γ :	1,04
RENDIMENTO EXERGÉTICO, η_{EX} (%): 65,0 %	

Figura 4.14 - Secção específica para o cálculo da poupança de energia primária e rendimento exergético da folha “A.Termodinâmica”.

A informação relativa ao ajustamento da instalação, e que se pode ler nesta folha, é determinada consoante o REC da unidade e o REC_{DE} :

- “Instalação de cogeração perfeitamente ajustada”, se $REC_{DE} = REC$. A instalação satisfaz plenamente as necessidades do consumidor preferencial;

- “Instalação de cogeração não ajustada”, se $REC_{DE} \neq REC$. A instalação pode ou não satisfazer as necessidades do consumidor preferencial. Para mais informações, incluindo quantidades de energia envolvidas, deverá ser consultado o ponto “Economia de Energia no Sistema Global”.

Economia de energia no sistema global

Balço eletricidade	Balço calor
Eletricidade cogeração, W_E : 60.000 MWh	Calor Útil cogeração, Q_U : 104.000 MWh
Eletricidade cons. preferencial, W_{EP} : 46.560 MWh	Calor cons. preferencial, Q_P : 104.000 MWh
Diferença de eletricidade, ΔW_E : 13.440 MWh	Diferença de calor, ΔQ : 0 MWh
Eletricidade necessária, W_{EN} : 0 MWh	Calor necessário, Q_N : 0 MWh
Combustível necessário, F_{EN} : 0 MWh	Combustível necessário, F_{QN} : 0 MWh

Rendimento Elétrico do sistema, η_{ES} (%): 30,0	Sistema global
Rendimento Térmico do sistema, η_{HS} (%): 48,0	
RENDIMENTO GLOBAL do sistema, η_{GS} (%): 78,0	
Economia de combustível, ΔF : 29.703 MWh	
Poupança de energia primária do sistema, PEP_s (%): 12,9	

Figura 4.15 - Secção exclusiva para análise de casos de sistemas não ajustados presente na folha “A.Termodinâmica”.

Nos dois pontos seguintes são apresentados os valores do *PEP*, percentual e em termos absolutos, consumo específico de combustível, *CEC*, demanda de energia primária, *RDEP*, e rendimento exergético da instalação. Todas as respetivas expressões estão presentes no Capítulo 3.

Uma outra novidade, desta folha, é o cálculo de alguns indicadores de desempenho termodinâmico, no caso de instalações não ajustadas à procura de energia por parte do consumidor preferencial. De facto, na grande maioria das situações, é este o cenário, mesmo com um estudo prévio e estatístico das necessidades energéticas, deste consumidor. É prática comum, na maioria das indústrias, ajustar a produção de calor da unidade de cogeração e vender ou até mesmo comprar eletricidade à rede. A explicação tem precisamente a ver com a facilidade na venda de excesso de eletricidade, por oposição à dificuldade na venda de excesso de calor, quer pelo transporte quer pelo valor exergético desta forma de energia. As expressões encontram-se na Tabela 3.4 no Capítulo 3. A economia de combustível inclui duas caixas: balanço de eletricidade e balanço de calor. Em cada caixa existe um procedimento que

permite obter a quantidade de energia excedente ou a quantidade de energia necessária e o respetivo combustível. De notar que, caso se verifique que a energia excede a procura do consumidor preferencial, a mesma não é considerada inútil, admitindo-se que existem outros consumidores capazes de a receber, como por exemplo, a Rede Elétrica ou consumidor de calor. Por sistema global entende-se: unidade cogeração + consumidor preferencial + Rede Elétrica SEP e/ou consumidor de calor + unidade produção separada de calor + unidade produção separada de eletricidade. Os rendimentos de referência utilizados no cálculo da poupança de energia do sistema, *PEPs*, para as unidades de produção separada de energia são escolhidas automaticamente consoante o tipo de combustível 1 selecionado na folha “Produção”.

4.3.5 Folha para o Cálculo da Remuneração da Venda de Energia Elétrica à Rede

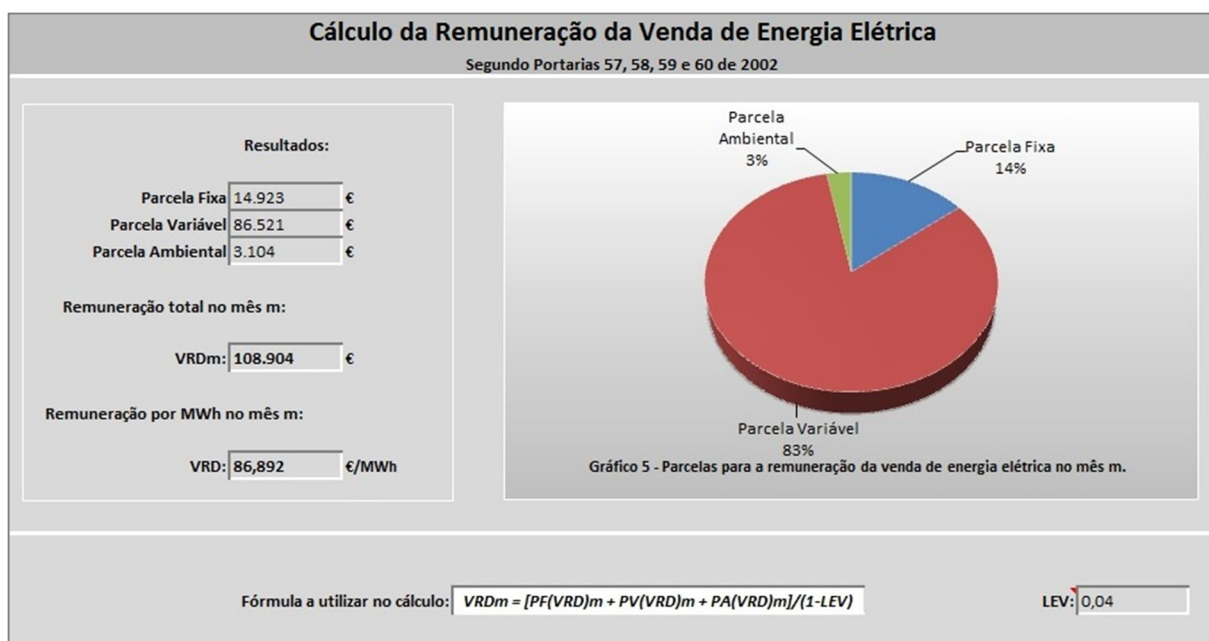


Figura 4.16 - Resultados das três parcelas envolvidas no cálculo da remuneração da venda de energia à rede. Informação apresentada na folha “Remuneração PRE”.

Os quatro tarifários que se encontram atualmente em vigor na legislação portuguesa são descritos nas Portarias 57, 58, 59 e 60 de 2002. Como se pôde constatar no Capítulo 3 o processo exige um grande número de expressões e parâmetros que, em muitos casos, não são fáceis de encontrar. Foi com o objetivo de criar uma rotina de cálculo do valor da remuneração da venda de energia elétrica, que se criou a folha “Remuneração PRE”.

Para o cálculo do valor da remuneração é necessário encontrar os valores para cada uma das três parcelas: Parcela Fixa, Parcela Variável e Parcela Ambiental. Cada parcela tem uma caixa específica com a fórmula de cálculo e valores de todas as variáveis que participam na sua determinação. As expressões de cálculo apresentadas nesta folha, bem como as

expressões utilizadas para o cálculo de algumas variáveis são, em muitos casos, dependentes do combustível utilizado na unidade de cogeração e potência elétrica instalada. Todas as variáveis já se encontram pré-preenchidas e todas incluem uma breve descrição com a respetiva expressão utilizada, se assim for necessária (passar o cursor no ponto vermelho no canto superior direito da célula). É aconselhável que, sempre que seja feito um novo estudo, sejam verificados os valores de alguns parâmetros e, se necessário, ajustados conforme as novas realidades (caso de parâmetros económicos que dependem do ano a que se referem).

Parcela fixa PF(VRD)m

$$PF(VRD)m = PF(U)ref \times CPOTm \times POTp,m \times IPCdez/IPCref$$

PF(U)ref: 5,3013 €/kW/mês

IPCdez: 105

IPCref: 100

IPCdez98: 100

NRMm: 0

CPOtm: 1,1765

NHMP,m: 110

POTp,m: 2,279 kW

EECP,m: 250.667 kWh

PF(VRD)m: 14.923 €

Figura 4.17 - Exemplo de cálculo do valor de uma parcela envolvida na remuneração da venda de energia à Rede Elétrica.

A folha “Remuneração PRE” inclui um gráfico com os diferentes pesos das parcelas, bem como um quadro resumido dos valores encontrados e o valor específico da remuneração, (€/MWh) conforme ilustrado na Figura 4.16.

4.3.6 Folha para Avaliação Económica das Alternativas

Programa para Análise Termo-económica de Sistemas de Cogeração - PATESC

Avaliação Económica das Alternativas

Unidade cogeração

Investimento cogeração e custos acumulados

Valor capital: 3.474.425 €

Custos acumulados período construção: 0 €

Total: 3.474.425 €

Custos anuais unidade cogeração

Combustível: 2.000.000 €

Custos fixos: 4.920 €

Custos variáveis: 237.368 €

Amortizações edifício+equip.: 231.628 €

Situação convencional

Investimento instalação térmica

Valor capital: 694.885 €

Custos anuais instalação térmica

Combustível: 666.667 €

Custos fixos: 984 €

Custos variáveis: 35.605 €

Amortizações: 46.326 €

Juro: 34.744 €

Total: 784.326 €

Ata: A.Termodinâmica Remuneração PRE A.Económica Cenários T Cenários

Figura 4.18 - Secção inicial da Folha “A.Económica” com alguns valores de investimento e custos de uma cogeração com motor de combustão interna e de uma instalação exclusivamente térmica.

Na folha “A.Económica” procedem-se aos cálculos dos custos envolvidos e das receitas alcançadas na unidade de cogeração, com vista à análise económica de diferentes

configurações. Existem três caixas: “Unidade de cogeração”, “Situação convencional” e “Cogeração versus convencional”. Como os próprios nomes indicam as duas primeiras caixas são relativas aos balanços de duas situações distintas e a última será uma comparação direta entres os custos estimados das duas configurações para o consumidor preferencial. Note-se que a maioria das células são exclusivamente de leitura (cor cinzenta) e têm como objetivo elucidar o utilizador sobre a influência dos dados de entrada sobre as várias rubricas e indicadores económicos. Os únicos parâmetros que podem ser alterados são os que determinam o preço de venda das energias e a quantidade de eletricidade que será entregue a cada um dos consumidores (parâmetro β).

A caixa “Unidade de cogeração” divide-se em cinco áreas:

- Investimento cogeração e custos acumulados;
- Custos anuais da unidade de cogeração;
- Custos resultantes dos produtos;
- Vendas cogeração;
- Resultados.

O valor do custo de capital apresentado é igual ao valor introduzido na folha “Custos”. O custo acumulado no período de construção é determinado com base na informação inserida na mesma folha. Por uma questão de simplificação para o cálculo das amortizações (edifício e equipamento) admite-se um tempo de vida igual à duração do investimento. O valor do juro é calculado tendo como base o total do investimento na cogeração e custos acumulados, sendo utilizada a taxa inserida na folha “Custos”. De facto a soma da rubrica amortizações e juro corresponde à anuidade do financiamento, mas não tem em consideração, por exemplo, capitalizações periódicas. Foi assim considerado por se ter optado por um estudo que considera, em todos os anos, o mesmo montante de custos e receitas,

Vendas cogeração	
Calor para venda:	22.800 MWh
Parâmetro venda de calor útil, α :	1,4
Preço venda calor:	45,752 €/MWh
Eletricidade para venda:	31.040 MWh
Parâmetro venda elet. C. preferencial, λ :	1,5
Fracção elet. consumidor Preferencial, β :	0,8
Eletricidade vendida cons. Preferencial:	24.832 MWh
Fracção elet. SEP:	0,2
Eletricidade vendida SEP:	6.208 MWh
Preço venda elet. preferencial:	87,343 €/MWh
Preço venda elet. SEP:	86,892 €/MWh
Valor venda elet. C. preferencial:	2.168.894 €
Valor venda elet. SEP:	539.424 €
Total venda eletricidade:	2.708.318 €/ano
Total venda calor:	1.043.153 €/ano

Figura 4.19 - Área específica para a definição de preços e cálculo do total de vendas dos produtos energéticos da unidade de cogeração.

realizando-se assim, uma aproximação simples do retorno do investimento.

Na área dos custos resultantes dos produtos é aplicada a metodologia apresentada no capítulo anterior. O custo da eletricidade será igual ao custo anual total da cogeração, menos o custo total anual que seria necessário suportar para produzir calor numa instalação de produção exclusivamente térmica. Os valores específicos dos dois produtos energéticos são calculados com base na respetiva quantidade produzida.

Seguindo para as vendas dos produtos de cogeração é possível, como já foi referido anteriormente, definir o preço de venda de cada um e a repartição da quantidade de eletricidade vendida a cada um dos consumidores (preferencial e rede). O parâmetro α será o correspondente ao preço do calor útil e o λ ao preço da eletricidade vendida ao consumidor preferencial. Os valores específicos de venda são calculados multiplicando estes parâmetros pelo custo específico de cada um, definido nos “Custos resultantes dos produtos”. O parâmetro β será a fração correspondente à quantidade de eletricidade vendida ao consumidor preferencial. O valor da remuneração de venda de eletricidade à Rede é precisamente o valor determinado na folha “Remuneração PRE”. No final desta área são apresentados os valores totais (em €) da venda dos produtos energéticos.

Finalmente, nos “Resultados”, é apresentado um resumo do total de custos e do total de vendas. O resultado líquido é a diferença dos dois sem incluir o juro anual. Esse valor é introduzido no resultado antes de impostos. Para efeito de impostos considera-se uma taxa de 25% sendo o resultado líquido a diferença entre o resultado antes de impostos e o valor do juro anual. O *payback* económico é expresso em anos e é o resultado líquido anual da cogeração sobre o total de investimento na unidade de cogeração e custos acumulados.

O custo do calor, bem como os restantes custos para o consumidor preferencial, caso este opte por uma situação convencional (sem recurso à produção de energia numa unidade de cogeração), são definidos na caixa “situação convencional” incluindo:

- Investimento instalação térmica alternativa;
- Custos anuais da instalação térmica alternativa;
- Custo resultante do calor;
- Custo da eletricidade comprada à rede do SEP;
- Custos com energias.

O cálculo do conjunto de rubricas segue o mesmo procedimento da unidade de cogeração. A quantidade de eletricidade comprada à rede e o calor produzido, são os correspondentes às quantidades definidas na unidade de cogeração para o consumidor preferencial. O custo da eletricidade (€/MWh) neste caso é definido pela Rede Elétrica e pode ser alterado na folha “Custos”. Admite-se que o sistema térmico convencional opera em modo perfeitamente ajustado produzindo somente a energia necessária ao funcionamento da indústria.

Na caixa “Cogeração versus convencional” é quantificada a poupança que o consumidor preferencial obterá optando por uma unidade de produção combinada de calor e eletricidade. A poupança é determinada pela diferença entre o total de custos das energias na situação convencional e o total de custos na compra de energia a uma unidade de cogeração. Esta poupança depende diretamente dos parâmetros α , λ e β e, dado estes serem variáveis, é possível encontrar o ponto que mais convém às duas partes – unidade cogeração e consumidor preferencial.

4.3.7 Folhas dos Cenários T e dos Cenários E

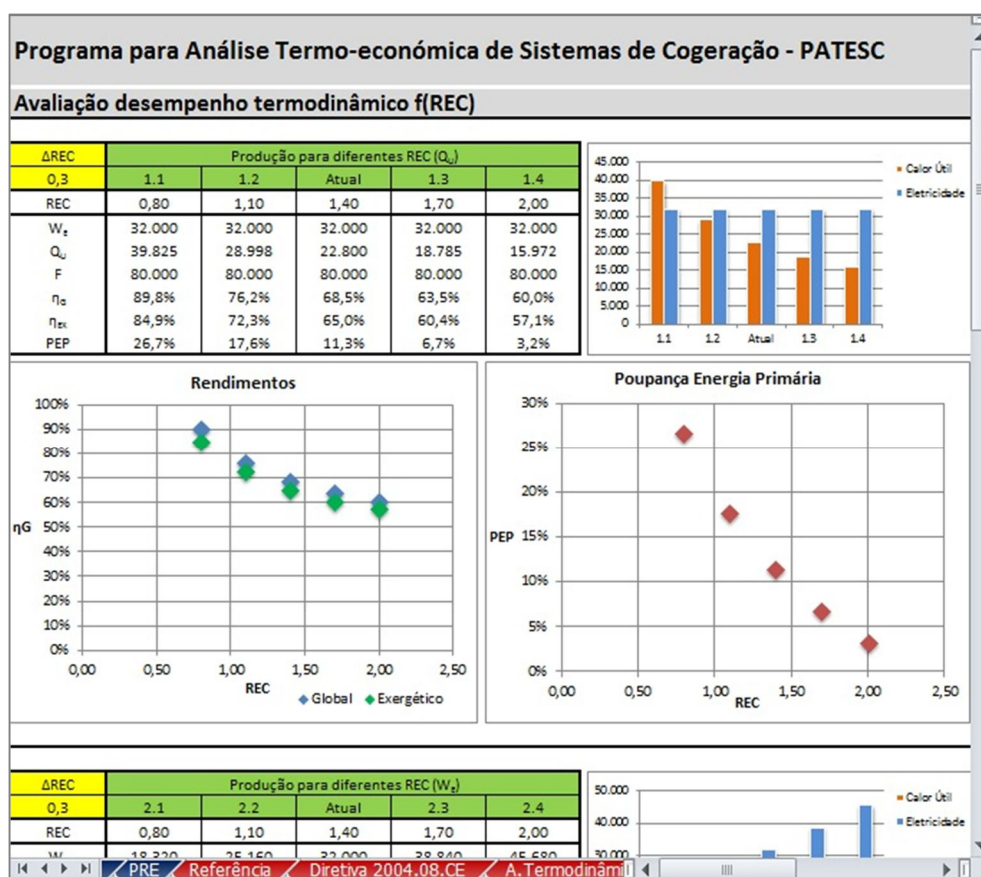


Figura 4.20 - Folha “Cenários T” para estudo da influência do REC no desempenho termodinâmico do sistema.

Uma das principais vantagens do PATESC é a possibilidade de criar vários cenários a partir de alguns elementos de uma unidade de cogeração. É precisamente na folha “Cenários T” que o utilizador da aplicação pode explorar o comportamento termodinâmico da unidade. A variável escolhida é o rácio eletricidade/calor e o ponto de partida são as condições introduzidas na folha “Produção” (coluna “Atual” nas tabelas). Foram criadas duas tabelas. Na primeira, a variação do *REC* implica a variação proporcional do calor útil produzido, mantendo-se iguais a quantidade de energia elétrica e combustível consumido. Pelo contrário, na segunda tabela, a variação do *REC* promove a variação da eletricidade, mantendo o calor útil e o combustível consumido inalteráveis. Os passos para os diferentes rácios podem ser

alterados na célula imediatamente abaixo de “ ΔREC ”. São apresentados dois gráficos: um para o rendimento global e exergético e outro para o *PEP*. Assim o utilizador terá maior facilidade em perceber a influência na variação das quantidades energéticas produzidas (diferentes *REC*) em três indicadores de desempenho termodinâmico da unidade de cogeração escolhida.

A folha “Cenários E” explora as diferentes combinações entre os parâmetros α , λ e β e promove o estudo da instalação atual e de quatro instalações da folha “Cenários T”. Em cada instalação é possível variar os três parâmetros em simultâneo e analisar a sua influência no preço de venda das energias, no resultado líquido da unidade de cogeração, no *payback* económico e até mesmo na poupança para o consumidor preferencial relativamente à situação convencional. A análise é facilitada pela visualização de gráficos incluídos em cada cenário. É também possível variar o passo do parâmetro λ .

Estas duas folhas em conjunto são as de maior interesse, em termos de análise integrada a nível termodinâmico e económico, de um projeto de cogeração. Qualquer dado que seja alterado produzirá uma variação nos resultados que se apresentam nestas duas folhas.

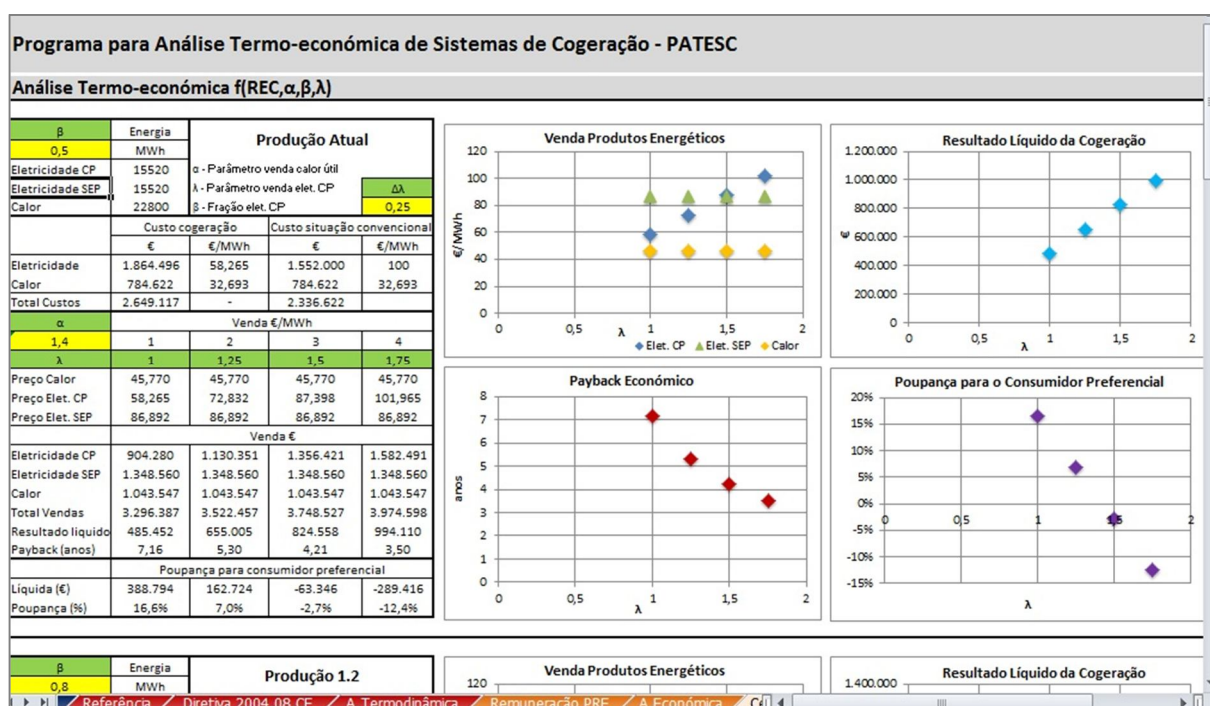


Figura 4.21 - Folha “Cenários E” para o estudo da influência dos preços das energias na viabilidade do projeto.

4.3.8 Sumários e Restantes Folhas

São disponibilizadas folhas de sumários para as folhas “Diretiva 2004.08.CE”, “A.Termodinâmica” e “A.Económica” com as principais características e indicadores. Estas folhas têm precisamente o formato de uma folha A4 e podem ser impressas. Têm uma área exclusiva para a colocação do local de produção e todas incluem um pequeno gráfico.

Por último enumeram-se as restantes informações que se encontram integradas no PATESC:

- Custos típicos de capital e manutenção para sistemas de cogeração com turbinas a gás e motores de combustão interna e para sistemas de produção exclusivamente térmica (caldeiras);
- Tecnologias de cogeração abrangidas pela Diretiva 2004/08/CE, incluindo valores para eficiência global mínima e rácio eletricidade/calor implícito. Estas tecnologias são as que se encontram no menu da folha “Produção”;
- Valores de referência harmonizados em matéria de eficiência para a produção separada de calor e eletricidade. São os valores utilizados para os cálculos de alguns indicadores tais como *PEP* e combustível consumido na caldeira auxiliar;
- Fatores de correção relativos às perdas da rede evitadas, para aplicação de valores de referência harmonizados em matéria de eficiência, para a produção separada de eletricidade;
- Fatores de conversão do *PCI* a pressão constante para as respetivas exergias químicas de alguns combustíveis secos.

Todas estas tabelas podem ser atualizadas.

Capítulo 5

Estudo de Exemplos

Neste capítulo são analisados dois exemplos típicos de sistemas de cogeração, em Portugal, utilizando a ferramenta na criação de várias combinações. Os dados operacionais das duas instalações foram consultados no seminário “Linhas de orientação para o cálculo de eletricidade de cogeração de elevada eficiência” (Pinto, 2009) organizado pela COGEN Portugal. Para os custos das instalações e custos de operação foi utilizado um estudo de várias tecnologias de cogeração disponibilizado pela *U.S. Environmental Protection Agency* (USEPA, 2008). Os restantes dados foram arbitrados de forma a ser possível proceder ao estudo.

5.1 Turbina a Gás com Recuperação de Calor

O esquema típico de um sistema de cogeração com turbina a gás é ilustrado na seguinte figura:

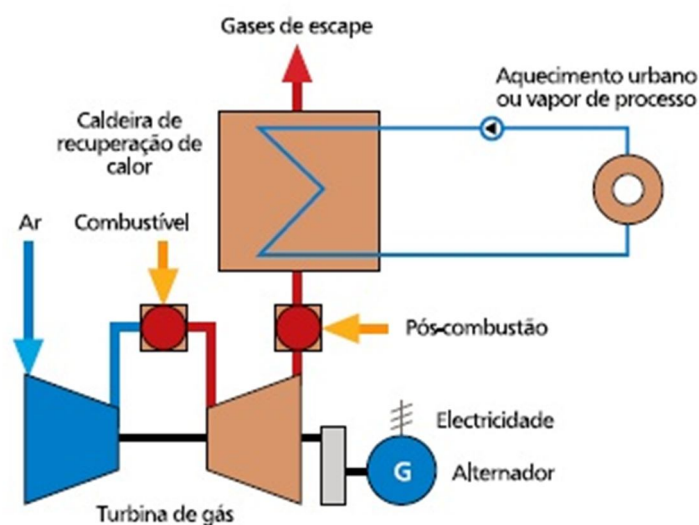


Figura 5.1 - Esquema de cogeração baseado em turbina de gás (COGEN, 2009)

5.1.1 Dados Introduzidos no PATESC

Turbina de gás com recuperação de calor			
Potências instaladas		Características da instalação	
Potência elétrica	7.500 kW	Ano de construção	2008
Potência térmica	12.750 kW	Tipo de combustível	Gás natural
Potência caldeira auxiliar	1.000 kW	Temperatura média ambiente	15 °C
Dados operacionais (COGEN, 2009)		Temperatura média calor útil	500 °C
Funcionamento anual	8000 horas	Tensão de ligação	30 kV
Produção total de eletricidade	60.000 MWh	Fração de energia consumida no local	81 %
Autoconsumo de eletricidade	1.800 MWh	Valores medidos cogeração integral	Pressupõe-se que instalação opera em modo cogeração integral
Produção total de calor	102.000 MWh		
Autoconsumo de calor	6.000 MWh		
Produção calor caldeira auxiliar	8.000 MWh		
Rendimento caldeira auxiliar	85 %		
Combustível total consumido	200.000 MWh		
Necessidades energéticas do consumidor preferencial			
Eletricidade	46.560 MWh		
Calor	104.000 MWh		

Tabela 5.1 – Potências instaladas, dados operacionais e características da instalação de cogeração com turbina a gás e necessidades energéticas do consumidor preferencial.

Dados análise económica	Unidade cogeração	Unidade exclusivamente térmica
Custo total da unidade	7.705.929 €	1.541.186 €
Juro anual	5 %	5 %
Duração investimento	15 anos	15 anos
Custos anuais fixos	52.500 €	10.500 €
Custos anuais variáveis	0,0047 €/kWh	0,0009 €/kWh
Custos período construção	6.500 €/mês	
Duração período construção	24 meses	

Tabela 5.2 – Custos anuais da unidade de cogeração com turbina a gás e custos anuais da unidade exclusivamente térmica.

Dados do mês m para cálculo da remuneração da venda de energia à rede elétrica	
Energia elétrica fornecida mês m	970.000 kWh
Energia fornecida horário cheias	485.000 kWh
Energia fornecida horário pontas	194.000 kWh
Energia fornecida horário vazio	291.000 kWh
Horas cheias	110
Horas pontas	110
Horas vazio	0

Tabela 5.3 – Dados necessários para o cálculo do valor de referência para a remuneração da venda de energia elétrica à Rede na unidade de cogeração com turbina a gás.

5.1.2 Análise dos Resultados

5.1.2.1 Desempenho Termodinâmico da Instalação

Seguindo o procedimento de cálculo da normativa europeia para a eficiência de uma unidade de cogeração, apresentado na folha “Diretiva 2008.08.CE”, obtêm-se os seguintes valores:

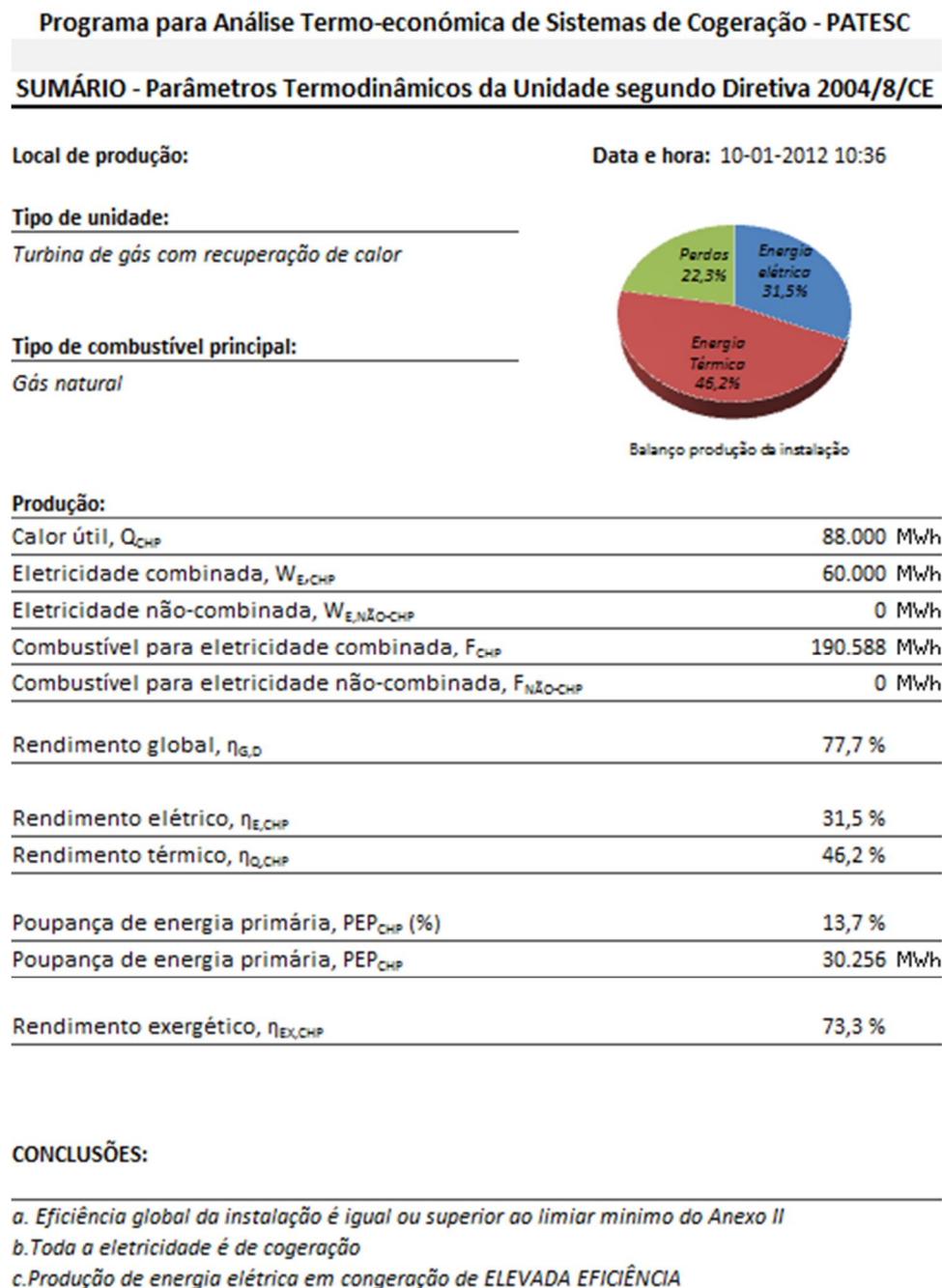


Figura 5.2 - Sumário apresentado na PATESC para os resultados segundo metodologia da diretiva europeia da unidade de cogeração com turbina a gás.

Como se pode ver no sumário apresentado na Figura 5.2, em termos de produção, só uma parte do calor é considerada útil. A explicação tem a ver com o facto de, por um lado, existir calor consumido pela própria instalação de cogeração, e por outro, o calor produzido pela caldeira auxiliar não ser considerado calor obtido em cogeração pois este equipamento não é parte integrante da unidade de acordo com as regras para a delimitação de sistemas de cogeração (Decisão da Comissão de 19 de Novembro de 2008). Assim, o combustível consumido por este equipamento também é retirado ao total de combustível, sendo o valor que se apresenta neste sumário menor do que o introduzido na folha “Produção”. Por outro lado verifica-se que a eletricidade foi toda produzida em cogeração, pois o rendimento global deste sistema é maior que o limiar mínimo definido no documento da normativa comunitária (75 %). O rendimento elétrico de cogeração é inferior ao rendimento térmico e a percentagem de perdas igual a 22,3 %, conforme o gráfico ilustrado no sumário para o balanço de produção. A instalação obteve um bom aproveitamento energético no período em causa, alcançando 13,7 % de poupança de energia primária o que em termos absolutos significa uma redução de energia primária consumida de 30.256 MWh. A unidade de cogeração é classificada como sendo de elevada eficiência, pois permite uma poupança de energia primária superior a 10 %, conforme os limites impostos pela Diretiva 2004/08/CE. No que diz respeito ao desempenho da unidade, utilizando um critério de avaliação exergética, verifica-se uma diferença de 4,4 % no rendimento comparativamente ao valor obtido para o rendimento global. Dado a exergia calor depender da temperatura média do calor útil, foram arbitrados vários valores para esta temperatura. Os resultados obtidos são apresentados na figura seguinte:

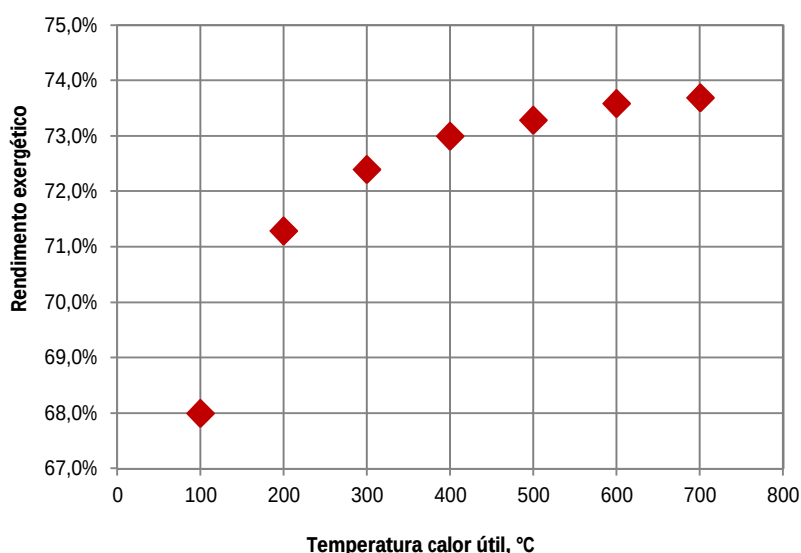


Figura 5.3 - Influência da temperatura do calor útil no rendimento exergético do sistema de cogeração com turbina a gás.

Como seria de esperar o rendimento exergético é tanto maior quanto maior for a temperatura a que o calor está disponível. A função é do tipo $\eta_{EX} = f(C1 - C2/T_Q)$ sendo $C1$ e

C2 constantes, verificando-se assim uma maior taxa de variação em temperaturas mais baixas e uma tendência para um valor máximo próximo dos 74,0 % para temperaturas mais altas. A exergia calor será no limite igual ao valor dado pela análise térmica convencional (Primeira Lei da Termodinâmica). A “exergia que sai” será, neste caso, igual à energia útil produzida pela instalação e o rendimento dependerá somente do fator de conversão. Percebe-se então a razão pela qual o rendimento exergético é sempre menor que o rendimento global convencional mesmo para temperaturas de calor útil elevadas.

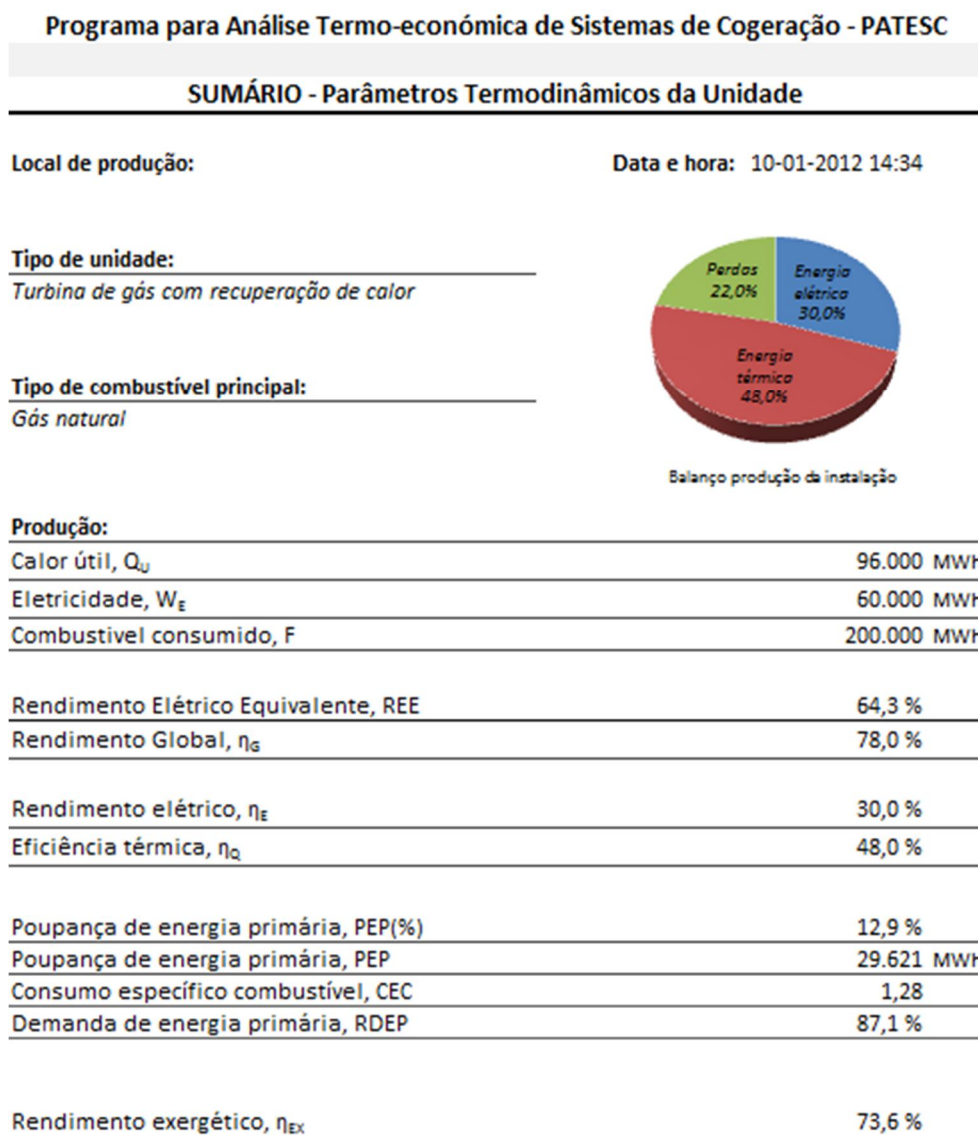


Figura 5.4- Sumário apresentado na PATESC para os resultados segundo metodologia estritamente termodinâmica para avaliação de desempenho da unidade cogeração com turbina a gás.

O sumário da Figura 5.4 apresenta os resultados de alguns parâmetros da análise de desempenho estritamente termodinâmica. Neste caso considera-se a caldeira auxiliar parte integrante da unidade de cogeração, traduzindo-se numa maior quantidade de calor produzido e numa maior quantidade de combustível consumido. Por esse motivo o rendimento elétrico sofre uma pequena diminuição e, em sentido contrário, aumenta o rendimento térmico. É

interessante verificar que a poupança de energia primária é menor nesta abordagem. Analisando a expressão que permite o cálculo do *PEP* (Formúla 3.30, Capítulo 3) e consultando os rendimentos de referência para a produção separada na folha “Referência” (em que o rendimento de referência para a produção de eletricidade é muito menor do que para a produção de calor), conclui-se que o rendimento elétrico tem maior influência na poupança do que o rendimento térmico. Assim, apesar do rendimento global nesta situação ser superior, o rendimento elétrico diminui, fazendo com que a poupança de energia primária seja menor. Em termos absolutos consegue-se uma diminuição de consumo de energia primária de 29.621 MWh. Determina-se também o consumo específico de combustível, que não é mais do que o inverso do rendimento global e traduz a quantidade de combustível consumido por unidade de energia produzida. A demanda de energia primária, calculada a partir do *PEP*, traduz a quantidade necessária de energia primária relativamente ao convencional.

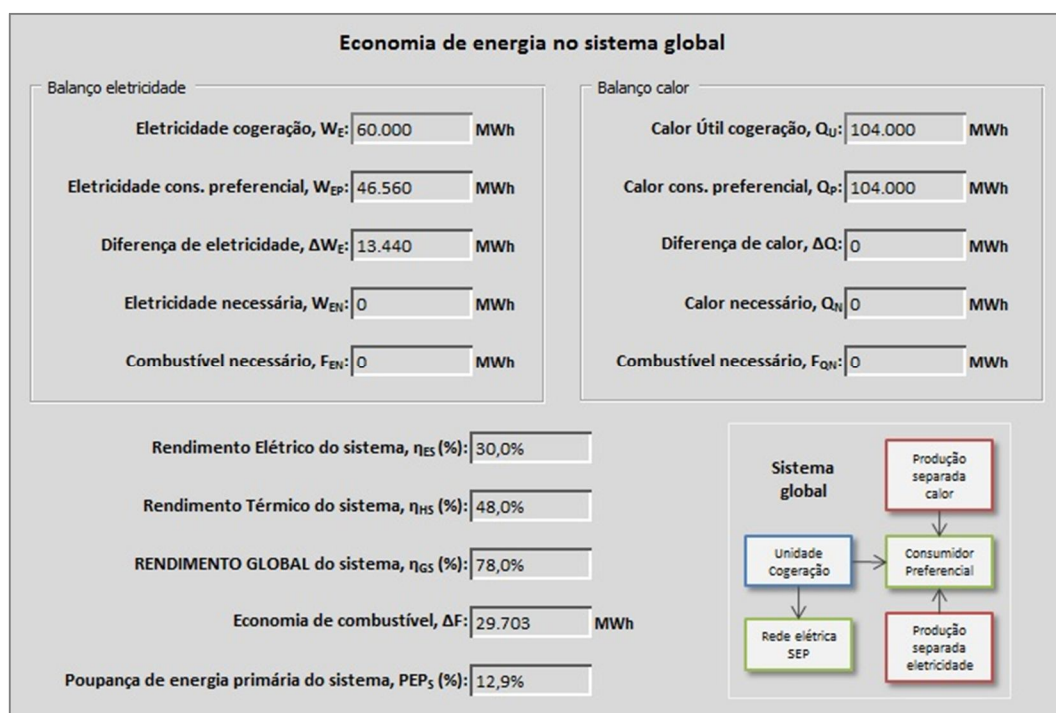


Figura 5.5 - Valores encontrados para a eficiência de um sistema global na unidade de cogeração com turbina a gás.

Em termos de economia de energia no sistema global, os valores para o rendimento global e *PEP* não sofrem qualquer alteração, como se pode ver na Figura 5.5, visto considerar-se a instalação de cogeração totalmente ajustada às necessidades do consumidor preferencial vendendo a restante eletricidade ao SEP (20 %).

O PATESC determina de forma automática alguns indicadores de desempenho termodinâmico, para diferentes cenários de produção, em que as quantidades de eletricidade e calor diferem das que foram inicialmente introduzidas. Na Tabela 5.4, para além da Produção Atual, apresentam-se quatro casos de produção com diferentes quantidades de calor útil. Estas

quantidades são determinadas consoante o rácio eletricidade/calor escolhido, mantendo a produção de eletricidade constante. Existem dois rácios inferiores ao rácio atual e dois superiores. O passo de variação ΔREC é o único parâmetro a ser introduzido nesta folha. Para o caso em estudo escolheu-se um ΔREC igual a 0,1.

ΔREC	Produções com diferentes $REC (Q_U)$				
0,1	1.1	1.2	Atual	1.3	1.4
REC	0,43	0,53	0,63	0,73	0,83
W_E (MWh)	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
Q_U (MWh)	141.176	114.286	96.000	82.759	72.727
F (MWh)	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000
η_G	100,6%	87,1%	78,0%	71,4%	66,4%
η_{EX}	94,7%	82,1%	73,6%	67,4%	62,8%
PEP	28,5%	20,0%	12,9%	7,0%	1,9%

Tabela 5.4 – Indicadores de desempenho termodinâmico, da unidade de cogeração com turbina a gás, para diferentes quantidades de calor útil.

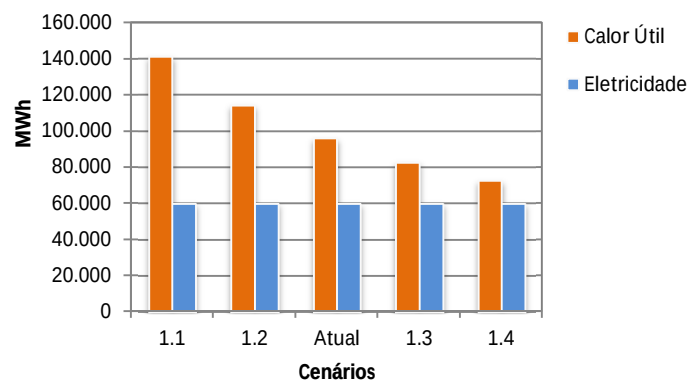


Figura 5.6 - Balanço de calor útil e eletricidade para diferentes $REC (Q_U)$ na unidade de cogeração com turbina a gás.

Evidentemente que, tanto o rendimento como a poupança de energia primária, diminuem à medida que se aproveita menor quantidade de calor. O desempenho da instalação para a Produção Atual é bastante equilibrado, com um rendimento global acima de 75 % (rendimento mínimo conforme a informação constante na normativa europeia), um rendimento exergético próximo do global e com uma poupança de energia primária acima de 10 %. Para a gama escolhida de REC obtém-se um rendimento global máximo acima de 100 % e uma poupança de energia primária próxima de 30 %. Neste caso o aproveitamento térmico é muito elevado, chegando mesmo a ser fisicamente impossível a sua concretização. A Produção 1.2 está mais próxima da realidade obtendo um rendimento global de 87,1 % e um PEP de 20 %. As produções com REC superior ao da Produção Atual são perfeitamente realistas visto que, em muitas ocasiões, pode não ser possível aproveitar todo o calor

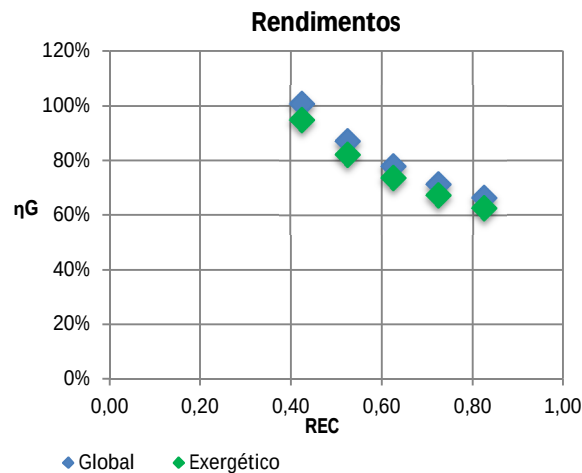


Figura 5.7 - Rendimentos globais e exergéticos do sistema com turbina a gás para diferentes quantidades de calor útil

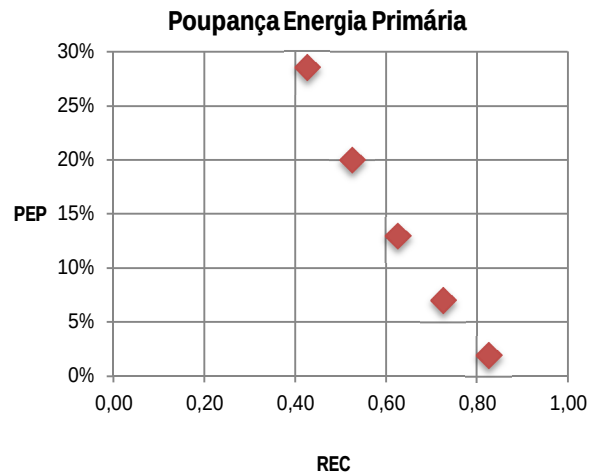


Figura 5.8 - Poupança de energia primária do sistema com turbina a gás para diferentes quantidades de calor útil.

disponível, existindo uma parte rejeitada para o meio ambiente. Note-se que, mesmo para a Produção 1.4 em que o aproveitamento térmico é menor, o sistema permite um menor consumo de energia primária (PEP igual a 1,9 %) relativamente aos sistemas de produção separada. A diferença entre o rendimento global e o rendimento exergético, para rácios eletricidade/calor menores, é ligeiramente superior do que para rácios maiores. Isto explica-se pelo facto da “exergia que sai” depender da temperatura do calor útil e da temperatura ambiente e, quanto maior a quantidade de calor útil, maior será a influência dessas duas temperaturas conforme a Fórmula 3.34 (Capítulo 3).

Na Tabela 5.5 apresentam-se os valores dos três indicadores termodinâmicos, uma vez mais, para cinco produções diferentes, incluindo Produção Atual, mas neste caso mantém-se a quantidade de calor útil constante e faz-se variar a quantidade de eletricidade. Admitem-se dois rácios eletricidade/calor, inferiores ao da Produção Atual, e dois superiores, sendo neste caso escolhido um ΔREC igual a 0,2.

ΔREC	Produções com diferentes REC (W_E)				
0,2	2.1	2.2	Atual	2.3	2.4
REC	0,23	0,43	0,63	0,83	1,03
W_E (MWh)	21.600	40.800	60.000	79.200	98.400
Q_U (MWh)	96.000	96.000	96.000	96.000	96.000
F (MWh)	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000
η_G	58,8%	68,4%	78,0%	87,6%	97,2%
η_{EX}	55,2%	64,4%	73,6%	82,8%	92,1%
PEP	-32,5%	-5,1%	12,9%	25,7%	35,2%

Tabela 5.5 - Indicadores de desempenho termodinâmico, da unidade de cogeração com turbina a gás, para diferentes quantidades de eletricidade.

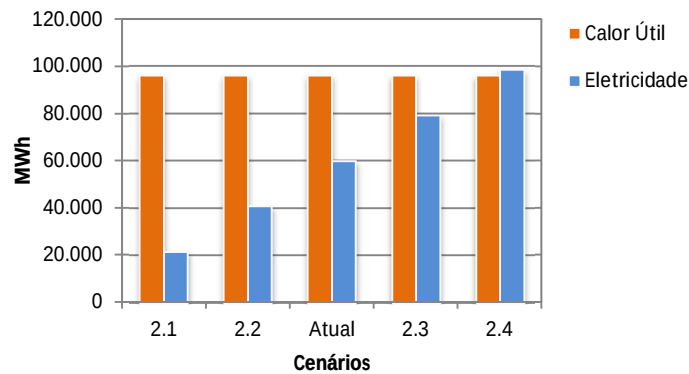


Figura 5.9 - Balanço de calor útil e eletricidade para diferentes REC (W_E) na unidade de cogeração com turbina a gás.

Pela análise da Figura 5.11 as Produções 2.1 e 2.2 não são desejáveis, visto que, não se obtém qualquer poupança no consumo de energia primária. A Produção 2.3 é bastante interessante, com um melhor desempenho termodinâmico do que a Produção Atual, mas existem dúvidas quando à sua exequibilidade. No *Catalog of CHP Technologies* (2008) realizado pela *U.S. Environmental Agency* para este tipo de tecnologia, com 5.457 kW de potência elétrica instalada, o valor do rácio eletricidade/calor indicado é de 0,66 (valor em 2007). Apesar da potência elétrica instalada no sistema em estudo ser superior (7.500 kW) e 0,66 ser um valor de 2007, não deixa de ser pertinente a dúvida quanto à possibilidade de se produzir eletricidade e calor com uma razão da ordem do que a Produção 2.3 apresenta. Por estas mesmas dúvidas considera-se que a Produção 2.4 é ainda mais irrealista, pois neste caso o REC chega mesmo a ultrapassar a unidade.

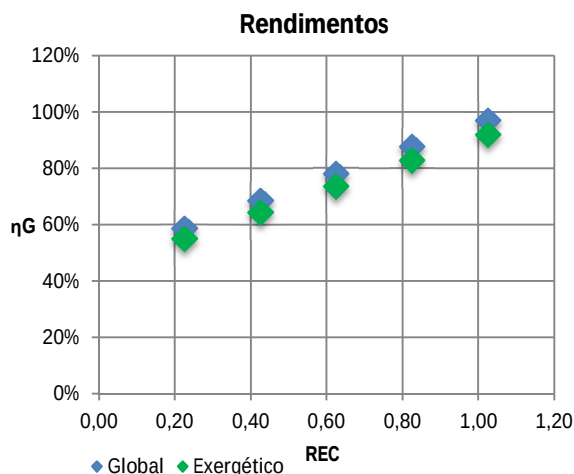


Figura 5.10 - Rendimentos globais e exergéticos do sistema com turbina a gás para diferentes quantidades de eletricidade.

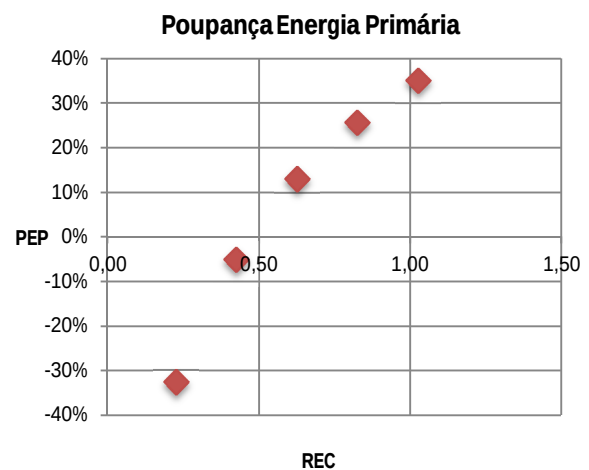


Figura 5.11 - Poupança de energia primária do sistema com turbina a gás para diferentes quantidades de eletricidade.

5.1.2.2 Estudo da Remuneração da Venda de Energia Elétrica

As remunerações para a venda dos produtos energéticos ao consumidor preferencial foram calculadas com base na metodologia apresentada no Capítulo 3. Foi necessário arbitrar a quantidade de energia elétrica fornecida no mês m . Para isso, dividiu-se pelos doze meses a quantidade produzida de energia elétrica anual disponível para entrega à Rede. As quantidades de eletricidade entregues no mês m , nos diferentes horários, foram arbitradas do seguinte modo: 50 % entregue em horário de cheia, 30 % em horário de vazio e 20 % em horário de ponta.

No que diz respeito ao cálculo do valor de remuneração da venda de energia elétrica, para os valores arbitrados, presentes na Tabela 5.3, a aplicação encontra um valor específico de 90,243 €/MWh para o preço de energia entregue, sendo a Parcela Variável a maior responsável, com cerca de 79 % do valor total.

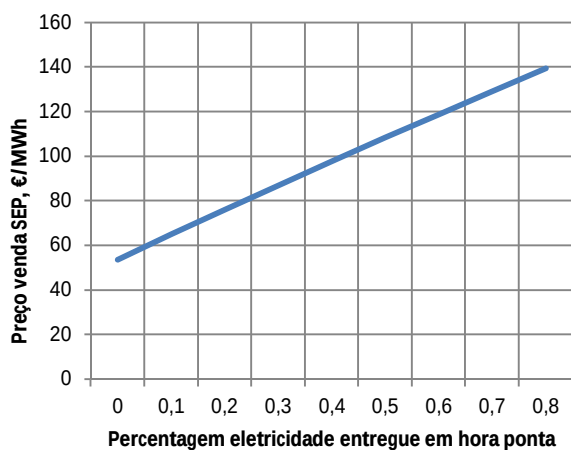


Figura 5.12 – Influência da quantidade de eletricidade entregue em hora de ponta no preço da eletricidade vendida à Rede para 20% da energia entregue em hora de cheia – unidade de cogeração com turbina a gás.

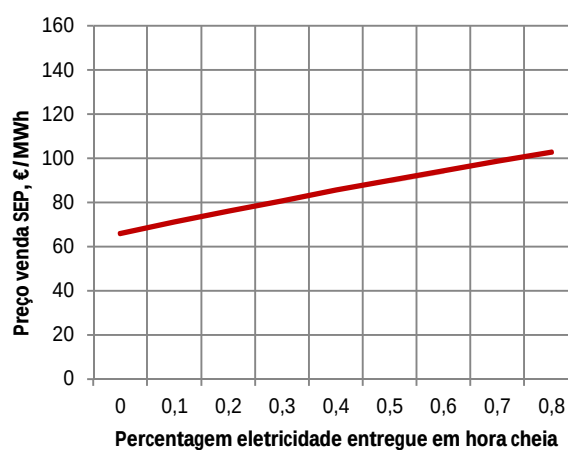


Figura 5.13 - Influência da quantidade de eletricidade entregue em hora de cheia no preço da eletricidade vendida à Rede para 20% da energia entregue em hora de ponta – unidade de cogeração com turbina a gás.

As diversas quantidades de energia entregues nos diferentes horários influenciam muito este preço. Foi por esse motivo que se criaram duas situações distintas ilustradas pelas Figuras 5.12 e 5.13. Na primeira figura fixou-se a percentagem de energia entregue à rede em hora de cheia e arbitraram-se várias percentagens para a eletricidade entregue em hora de ponta. Neste caso, o aumento de energia entregue em hora de ponta implica a diminuição de energia entregue em hora de vazio. Por outro lado, na segunda figura, fixou-se a percentagem de energia entregue à rede em hora de ponta e arbitraram-se várias percentagens para a eletricidade entregue em hora de cheia. Uma vez mais a energia entregue em hora de vazio também variou em proporção com a entregue em hora de cheia. Da análise destas duas figuras demonstra-se que o preço de venda de energia elétrica à rede é mais sensível a variações da quantidade de energia entregue em hora de ponta do que a entregue em hora de cheia. Para a

primeira figura o valor máximo atingido é de 140 €/MWh e para o segundo um pouco superior a 100 €/MWh. De referir também que em ambos os casos, e como já seria de esperar, deve-se evitar ao máximo vender energia ao SEP em horário de vazio, visto ser a que apresenta preços mais baixos.

5.1.2.3 Análise dos Resultados Económicos da Produção Atual

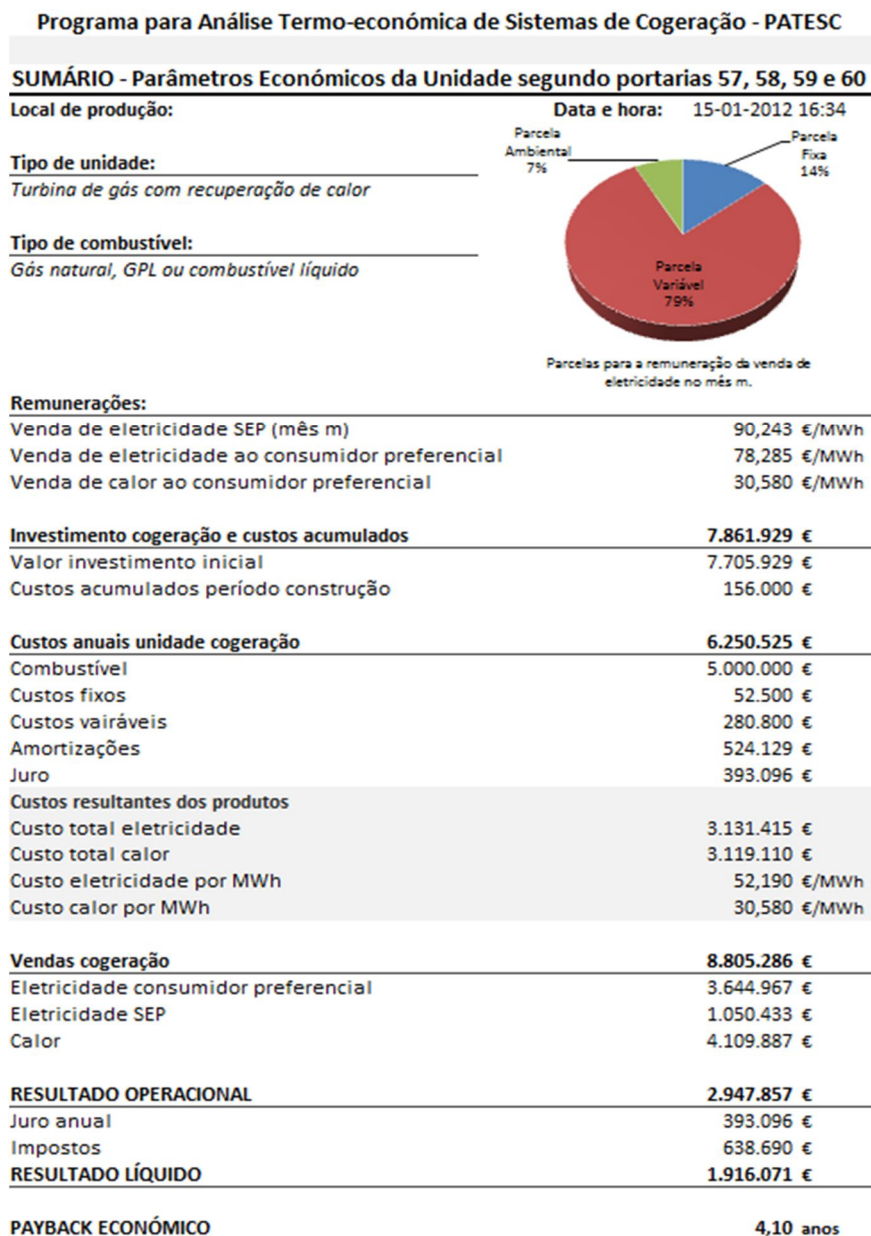


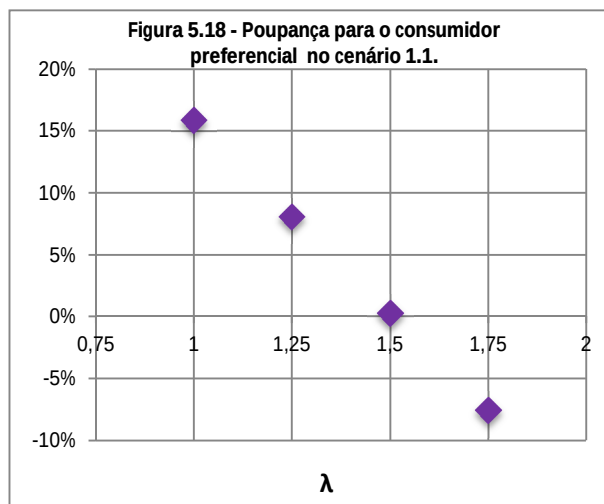
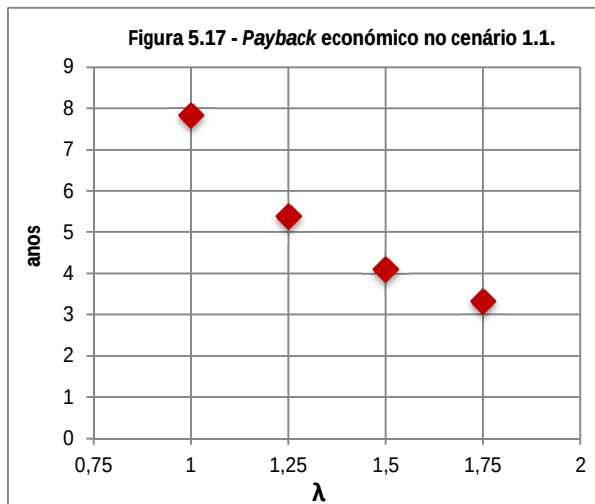
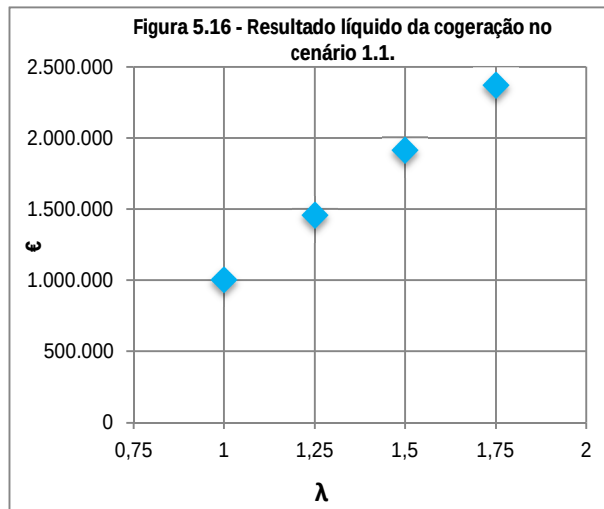
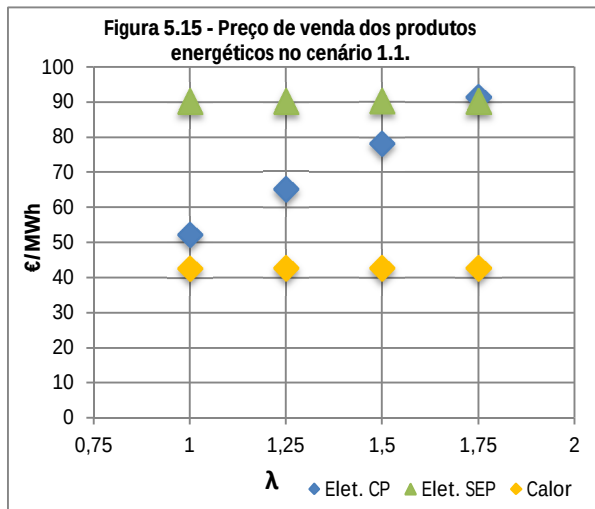
Figura 5.14 - Sumário apresentado no PATESC para os resultados económicos da unidade de cogeração com turbina gás.

Os resultados económicos para o período em análise são apresentados na folha “Sumário-Económica” (Figura 5.14). O estudo implica a escolha de dois parâmetros, α e λ , que definem respetivamente os preços de venda de calor e de eletricidade. O preço de venda é determinado multiplicando cada um dos parâmetros pelo respetivo custo de produção. Os valores dos

custos anuais da unidade exclusivamente térmica foram arbitrados (20 % dos custos anuais da unidade de cogeração) devido à grande dificuldade em encontrar informação fidedigna. Para a instalação atual escolheu-se 1,4 para α e 1,5 para λ . Admitiu-se também que 80 % da energia disponível é vendida ao consumidor preferencial (β igual a 0,8) sendo os restantes 20 % entregues ao SEP. O resultado líquido obtido é de 1.916.071 € com um *payback* económico de 4 anos. Aparentemente o retorno do investimento não se mostra muito interessante, sendo 4 anos um período algo longo. Este indicador deverá somente servir para auxiliar o interessado, no sistema de cogeração, na tomada de decisão em avançar com um estudo mais aprofundado, utilizando para isso metodologias mais complexas e rigorosas. Por outro lado, o consumidor preferencial, ao comprar eletricidade e calor à unidade de cogeração, consegue uma poupança de 0,26% comparativamente à situação convencional. Pela perspectiva deste consumidor os resultados também não são animadores.

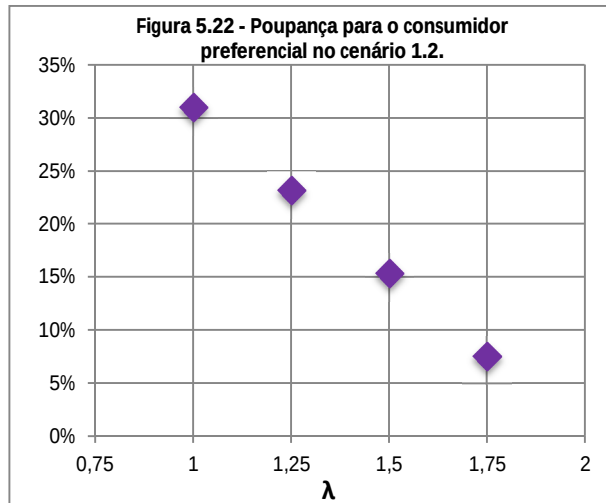
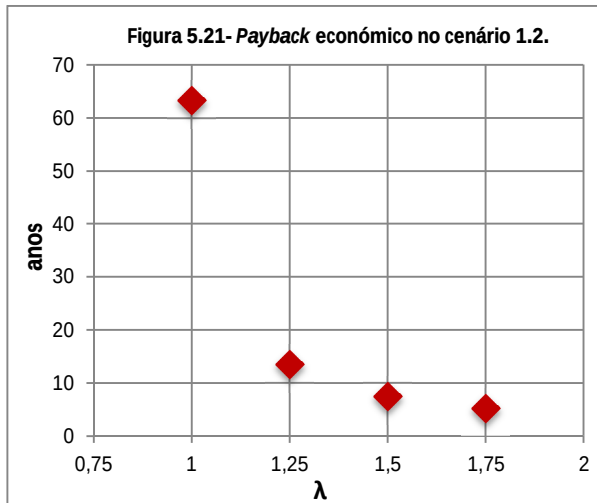
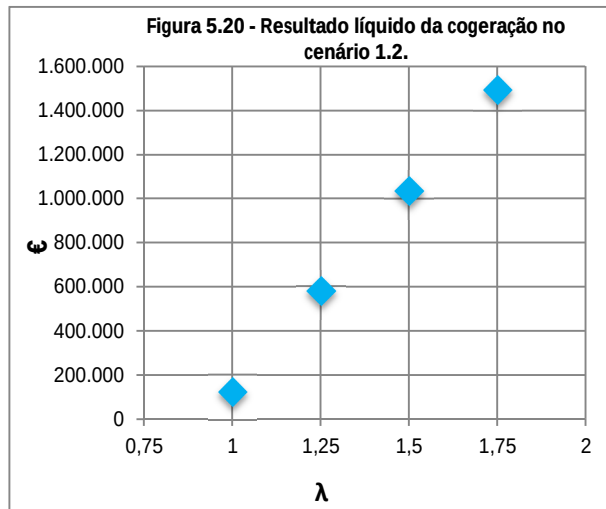
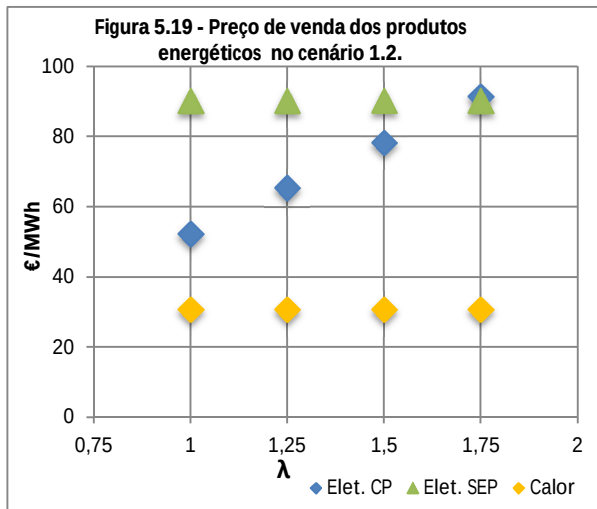
5.1.2.4 Análise dos Resultados Económicos para Outros Cenários

Nesta secção é estudada a influência dos parâmetros de venda de energia no resultado líquido da cogeração, no *payback* económico e na poupança para o consumidor preferencial, fazendo recurso da folha “Cenários E”. Para o conjunto de Cenários 1.1 a 1.5 admite-se a mesma produção de energia da Produção Atual. Para o Cenário 1.6 admitem-se as quantidades de energia da Produção 1.2.

Cenário 1.1: $\theta = 0,8$; $\alpha = 1,4$; $\Delta\lambda = 0,25$; Produção Atual

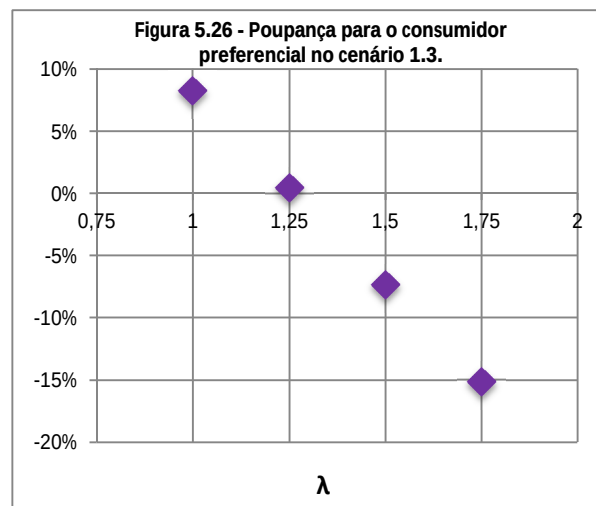
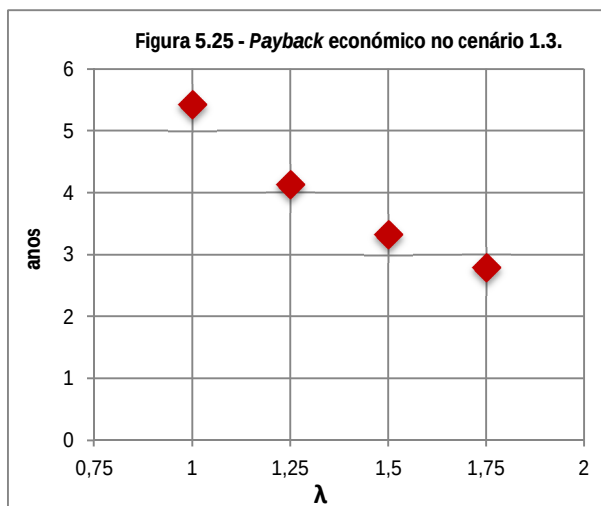
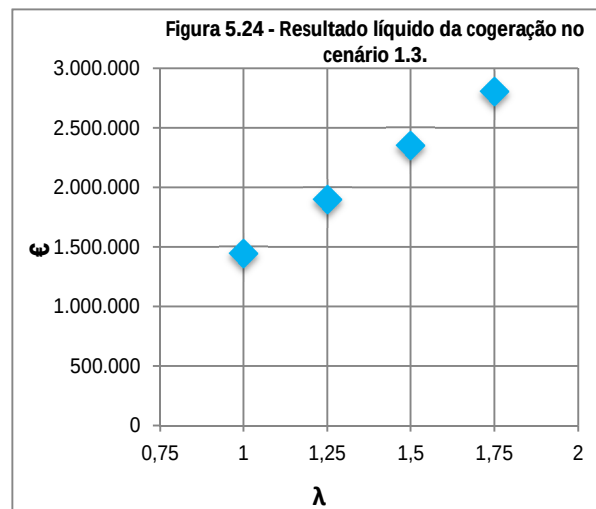
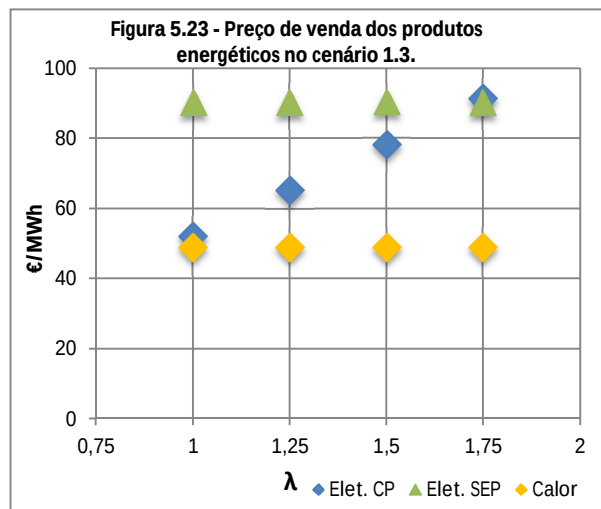
Da análise da Figura 5.15 verifica-se que o *payback* económico só será interessante para λ igual a 1,5 e 1,75. A primeira situação já foi discutida no parágrafo anterior. A segunda situação é mais interessante na perspetiva da rentabilidade da unidade de cogeração com um aumento de aproximadamente 500.000 € no resultado líquido anual e um *payback* próximo dos 3,5 anos. Contudo, para o consumidor preferencial, esta situação não é vantajosa como se pode verificar na Figura 5.18, pagando mais pela energia adquirida à unidade de cogeração. Conclui-se que o Cenário 1.1 não apresenta qualquer solução satisfatória para nenhum dos intervenientes – unidade cogeração e consumidor preferencial.

Cenário 1.2: $\beta = 0,8$; $\alpha = 1$; $\Delta\lambda = 0,25$; Produção Atual



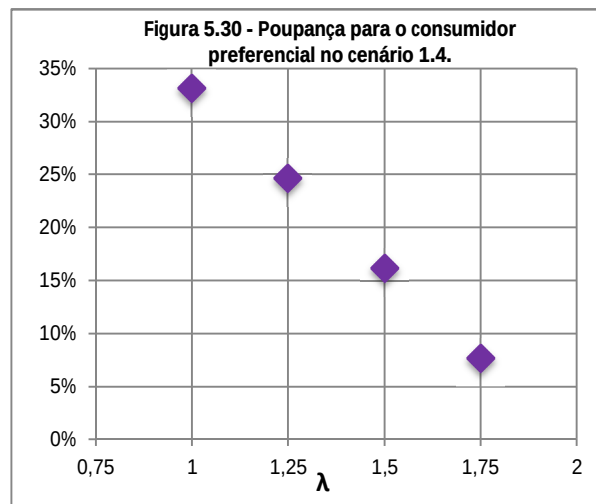
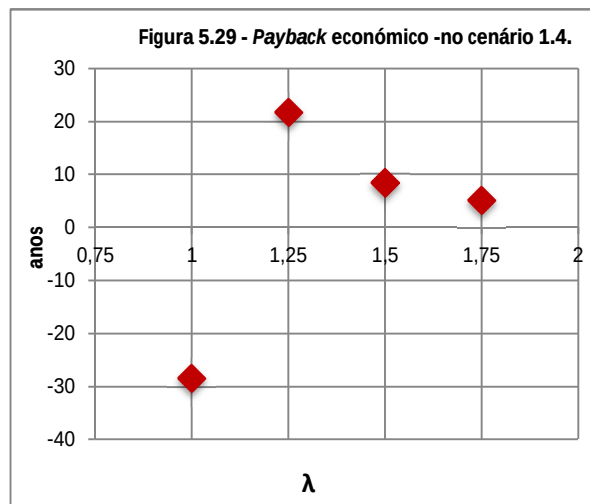
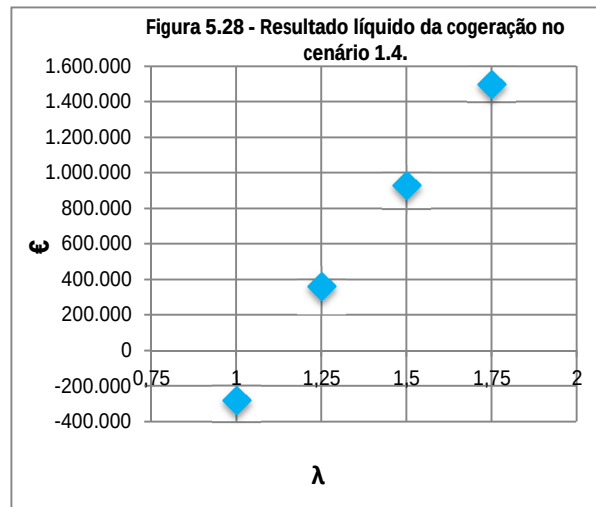
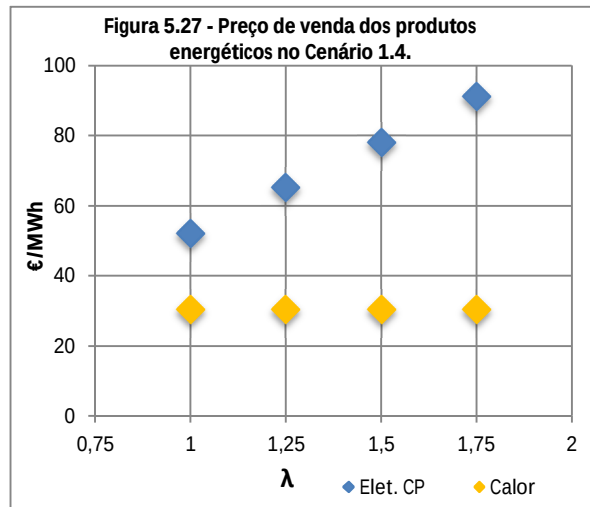
Neste cenário o calor é vendido ao mesmo preço de custo na unidade de cogeração ($\alpha=1$). A consequência evidente desta decisão é a melhoria na poupança anual para o consumidor preferencial (Figura 5.22) mesmo comprando a eletricidade a um preço próximo do custo da eletricidade adquirida ao SEP em $\lambda=1,75$ (admitindo que o preço específico da eletricidade comprada SEP é igual a 100 €/MWh). Os resultados de unidade de cogeração são menos positivos chegando mesmo a ultrapassar os 60 anos para *payback* económico em $\lambda=1$. A situação mais favorável, para a unidade de produção neste cenário, consegue apenas um *payback* de aproximadamente 5 anos.

Cenário 1.3: $\beta = 0,8$; $\alpha = 1,6$; $\Delta\lambda = 0,25$; Produção Atual



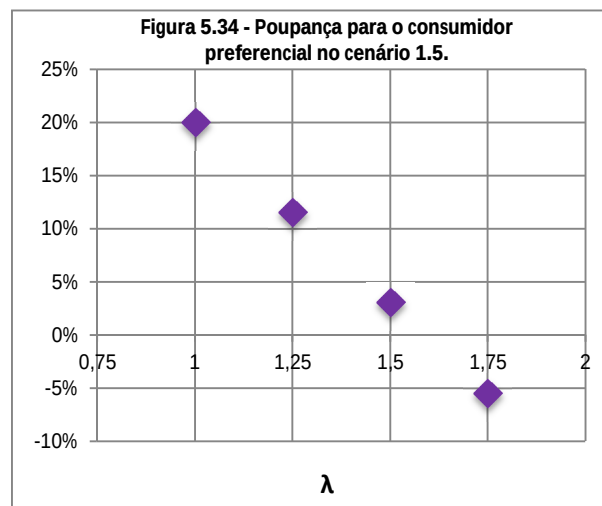
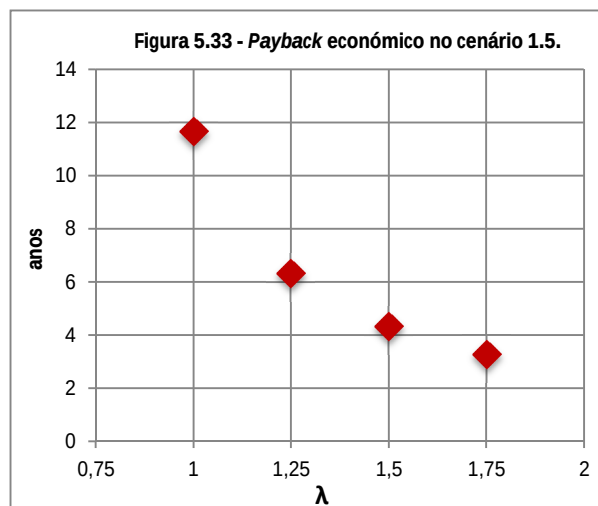
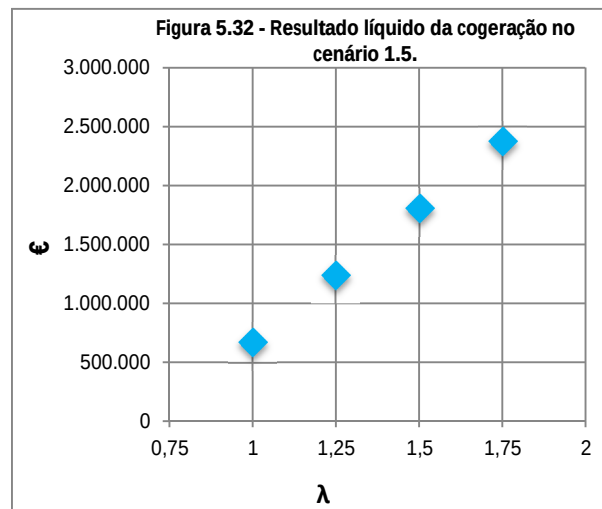
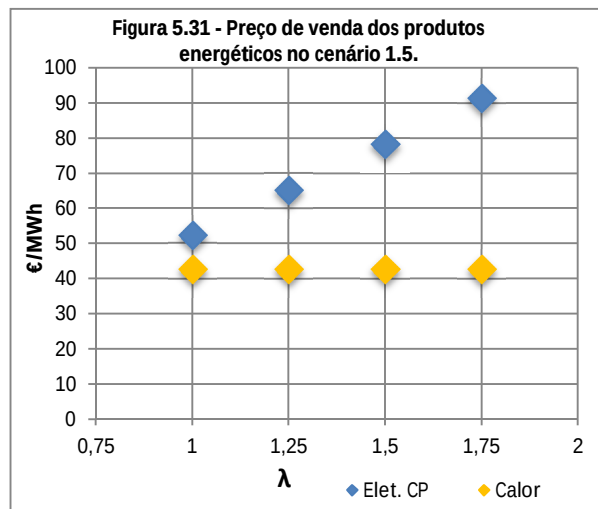
Analisando somente na perspetiva da unidade de cogeração, o aumento de preço de venda do calor vai obviamente beneficiar os seus resultados, mas a poupança para o consumidor preferencial só será possível a partir de um λ de aproximadamente 1,25. Na Figura 5.25 verifica-se que, para este valor de λ , o *payback* económico é um pouco superior a 4 anos. Tal como no Cenário 1.1, o Cenário 1.3 não apresenta nenhuma solução de compromisso entre resultados económicos satisfatórios da unidade de cogeração e poupança para o consumidor preferencial.

Cenário 1.4: $\beta = 1$; $\alpha = 1$; $\Delta\lambda = 0,25$; Produção Atual



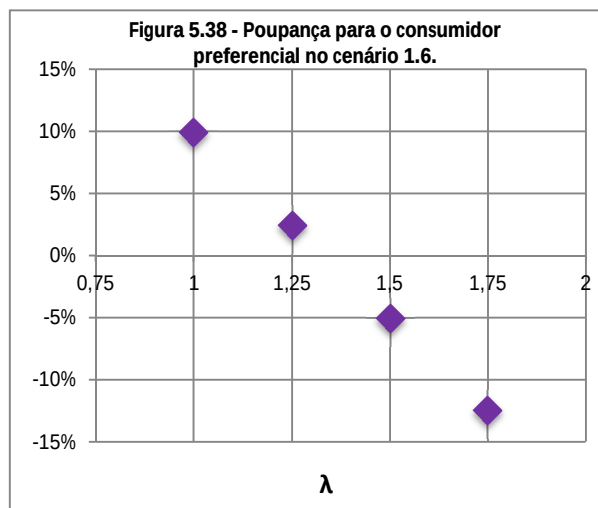
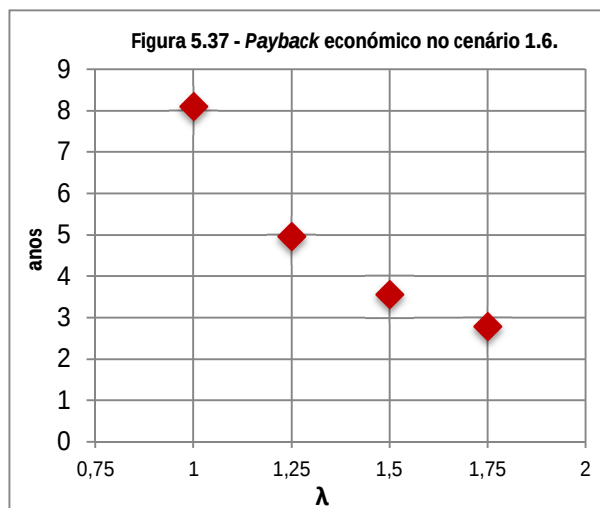
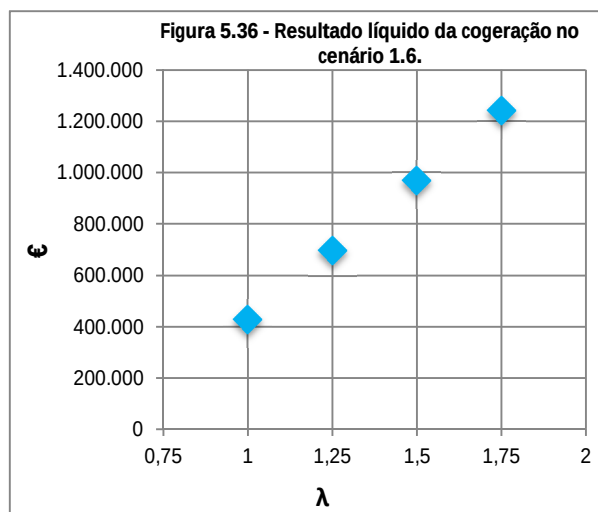
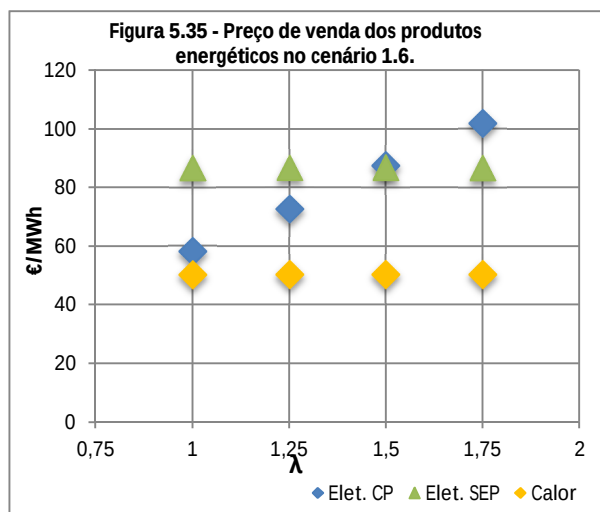
Neste cenário considera-se toda a eletricidade vendida ao consumidor preferencial e admite-se que o calor é vendido ao mesmo preço de custo. Uma consequência imediata desta medida será a maior dependência dos resultados da unidade de cogeração relativamente aos preços da energia vendida ao consumidor preferencial. De facto, na Figura 5.29, confirma-se exatamente isso, onde se apresentam valores para o *payback* económico muito distantes. No caso de $\lambda=1$ chega-se mesmo a um valor negativo para este indicador devido ao resultado líquido da cogeração ser inferior a zero. O valor mínimo para o *payback* é de aproximadamente 5 anos com uma poupança para o consumidor preferencial acima de 5 %.

Cenário 1.5: $\beta = 1$; $\alpha = 1,4$; $\Delta\lambda = 0,25$; Produção Atual



Neste cenário mantêm-se a venda de toda a quantidade de eletricidade ao consumidor preferencial mas aumenta-se o preço de venda do calor. O *payback* económico, para os quatro preços de venda de eletricidade praticados, é inferior relativamente ao Cenário 1.4. O consumidor preferencial para $\lambda=1,75$ não tira qualquer benefício da compra de energia à unidade de cogeração. Comparando diretamente este Cenário 1.5 com o Cenário 1.1, em que a única diferença é o aumento de energia vendida ao consumidor preferencial, conclui-se que o Cenário 1.5 é o que apresenta um conjunto de resultados mais favoráveis para os dois intervenientes.

Cenário 1.6: $\beta = 0,8$; $\alpha = 1,65$; $\Delta\lambda = 0,25$; Produção 1.2



A produção de calor útil na Produção 1.2 é um pouco superior à Produção Atual conforme ilustrado na Tabela 5.4. Este cenário foi criado com o intuito de conhecer a influência deste aumento nos diversos parâmetros económicos. O parâmetro α foi ajustado para que o preço praticado neste cenário seja semelhante ao preço de venda do calor no Cenário 1.1, facilitando a comparação direta entre estes dois. Para $\lambda=1,25$ obtém-se para a unidade de cogeração um *payback* económico inferior a 4 anos. Já para o consumidor preferencial, para este valor de parâmetro de venda de eletricidade, consegue uma poupança de aproximadamente 2,5 %. Em comparação com o Cenário 1.1 o consumidor preferencial é um pouco prejudicado mas o retorno para a instalação de cogeração faz-se num menor período de tempo. Esta situação parece ser vantajosa para os dois intervenientes já que alcança resultados satisfatórios para ambos ao nível termo-económico.

5.2 Motor de Combustão Interna

O esquema típico de um sistema de cogeração baseado em motores alternativos é ilustrado na seguinte figura:

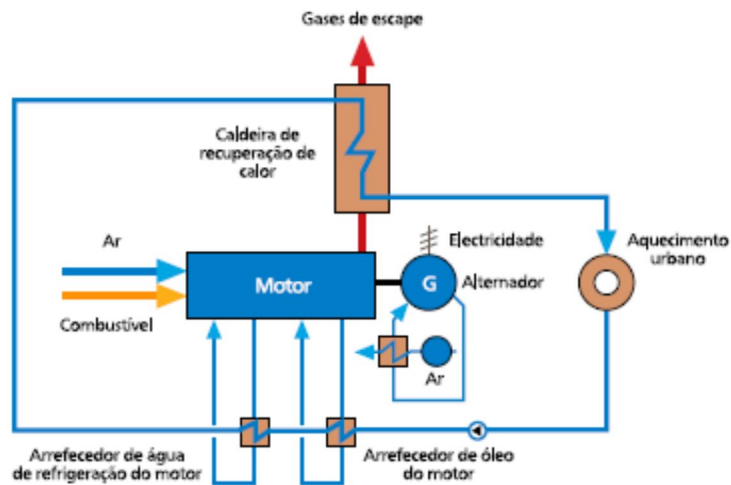


Figura 5.39 - Esquema de cogeração baseado em motor alternativo.
(COGEN, 2009).

5.2.1 Dados Introduzidos no PATESC

Motor de combustão interna com recuperação de calor			
Potências instaladas		Características da instalação	
Potência elétrica	4.000 kW	Ano de construção	2006
Potência térmica	4.300 kW	Tipo de combustível	Gás natural
Potência caldeira auxiliar	0 kW	Temperatura média ambiente	12 °C
Dados operacionais (COGEN, 2009)		Temperatura média calor útil	400 °C
Funcionamento anual	8000 horas	Tensão de ligação	15 kV
Produção total de eletricidade	32.000 MWh	Fração de energia consumida no local	53 %
Autoconsumo de eletricidade	960 MWh	Valores medidos cogeração integral	Não existem.
Produção total de calor	24.000 MWh		
Autoconsumo de calor	1.200 MWh		
Produção calor caldeira auxiliar	0 MWh		
Rendimento caldeira auxiliar	85 %		
Combustível total consumido	80.000 MWh		
Necessidades energéticas do consumidor preferencial			
Eletricidade	16.000 MWh		
Calor	22.800 MWh		

Tabela 5.6 – Potências instaladas, dados operacionais e características da instalação de cogeração com motor de combustão interna e necessidades energéticas do consumidor preferencial.

Dados análise económica	Unidade cogeração	Unidade exclusivamente térmica
Custo total da unidade	3.474.425 €	694.885 €
Juro anual	5 %	5 %
Duração investimento	15 anos	15 anos
Custos anuais fixos	6.400 €	1.280 €
Custos anuais variáveis	0,0074 €/kWh	0,0015 €/kWh
Custos período construção	0	
Duração período construção	0	

Tabela 5.7 – Custos anuais da unidade de cogeração com motor de combustão interna e custos anuais da unidade exclusivamente térmica.

Dados do mês m para cálculo da remuneração da venda de energia à rede elétrica	
Energia elétrica fornecida mês m	1.253.333 kWh
Energia fornecida horário cheias	626.667 kWh
Energia fornecida horário pontas	250.667 kWh
Energia fornecida horário vazio	376.000 kWh
Horas cheias	110
Horas pontas	110
Horas vazio	0

Tabela 5.8 – Dados necessários para o cálculo do valor de referência para a remuneração da venda de energia elétrica à rede na unidade de cogeração com motor de combustão interna.

5.2.2 Análise dos Resultados

5.2.2.1 Desempenho Termodinâmico da Instalação

Seguindo o procedimento de cálculo da normativa europeia para a eficiência de uma unidade de cogeração, apresentado na folha “Diretiva 2008.08.CE”, obtém-se os seguintes valores:

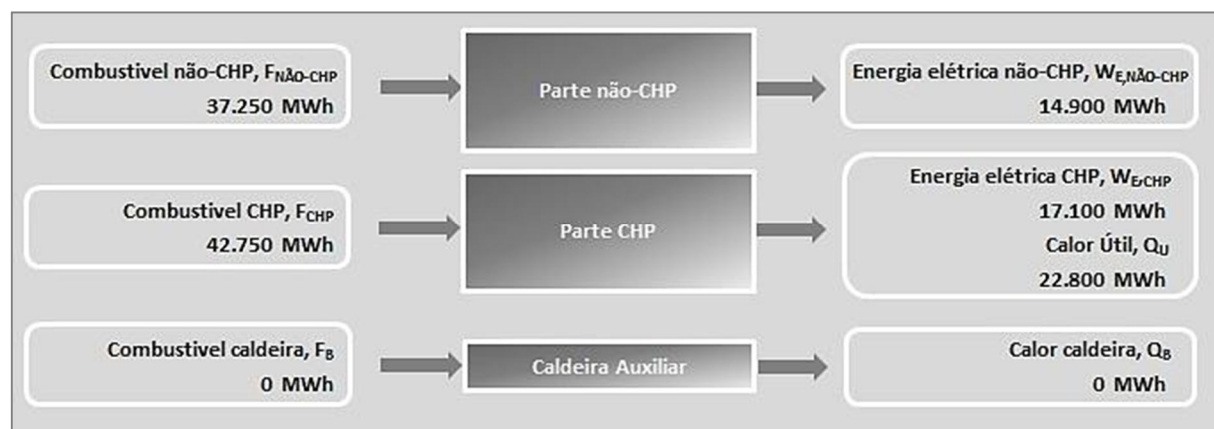


Figura 5.40 – Balanço de produção na unidade de cogeração com motor de combustão interna conforme Diretiva 2004/08/CE.

Programa para Análise Termo-económica de Sistemas de Cogeração - PATESC
SUMÁRIO - Parâmetros Termodinâmicos da Unidade segundo Diretiva 2004/8/CE

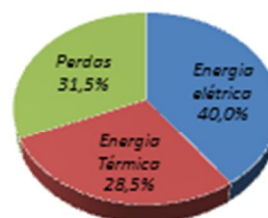
Local de produção:

Data e hora: 15-01-2012 10:30

Tipo de unidade:

Motor de combustão interna

Tipo de combustível principal:

Gás natural

Balanco produção da instalação

Produção:

Calor útil, Q_{CHP}	22.800 MWh
Elettricidade combinada, $W_{E,CHP}$	17.100 MWh
Elettricidade não-combinada, $W_{E,NÃO-CHP}$	14.900 MWh
Combustível para eletricidade combinada, F_{CHP}	42.750 MWh
Combustível para eletricidade não-combinada, $F_{NÃO-CHP}$	37.250 MWh
Rendimento global, $\eta_{G,D}$	68,5 %
Rendimento elétrico, $\eta_{E,CHP}$	40,0 %
Rendimento térmico, $\eta_{Q,CHP}$	53,3 %
Poupança de energia primária, PEP_{CHP} (%)	28,7 %
Poupança de energia primária, PEP_{CHP}	17.208 MWh
Rendimento exergético, $\eta_{EX,CHP}$	65,0 %

CONCLUSÕES:

- a. Eficiência global da instalação é inferior ao limiar mínimo do Anexo II
 b. Parte de eletricidade não é considerada de cogeração
 c. Produção de energia elétrica em cogeração de **ELEVADA EFICIÊNCIA**

Figura 5.41 – Sumário apresentado na PATESC para os resultados segundo metodologia da diretiva europeia da unidade de cogeração com motor de combustão interna.

Ao contrário do exemplo anterior relativo a um sistema de cogeração baseado em turbina a gás, nesta instalação existe uma parte de eletricidade não produzida em modo cogeração. Primeiro verifica-se que o rendimento global é inferior ao limiar mínimo do Anexo II da Diretiva 2004/08/CE. Depois, seguindo a metodologia desta normativa para rendimentos globais inferiores aos limites estabelecidos, é necessário conhecer o rácio eletricidade/calor

em modo cogeração integral. No caso em estudo, esses dados não existem e a instalação já opera alguns anos não sendo possível definir um rácio de projeto. É portanto um caso em que é necessário recorrer ao rácio implícito que a normativa dispõe para alguns tipos de tecnologias, incluindo a cogeração baseada em motor de combustão interna. Com este parâmetro é calculada a quantidade de eletricidade produzida em cogeração. Os rendimentos de cogeração, a poupança de energia primária e o rendimento exergetico são calculados somente utilizando as quantidades de energia consumidas e produzidas em modo cogeração.

Fazendo uma comparação entre os rendimentos de cogeração e os rendimentos ditos normais, que não fazem qualquer distinção entre eletricidade cogerada e não cogerada, não deixa de ser interessante verificar que, o rendimento térmico de cogeração é bastante superior ao rendimento térmico (ver gráfico circular incluído na Figura 5.41 e Figura 5.42). Este aumento é devido essencialmente à menor quantidade de combustível consumida em modo cogeração.

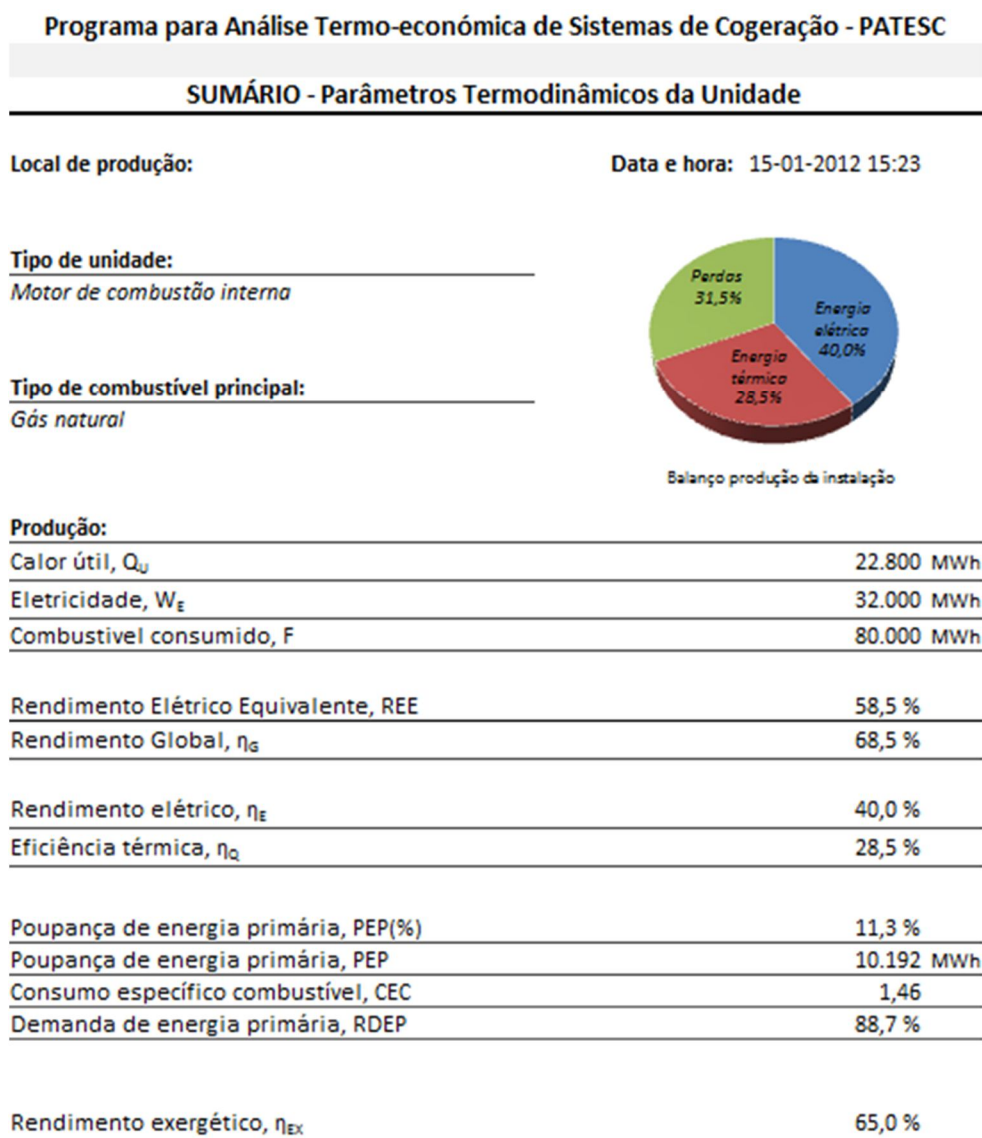


Figura 5.42 - Sumário apresentado no PATESC para os resultados obtidos segundo metodologia estritamente termodinâmica para avaliação de desempenho da cogeração com motor de combustão interna.

Como se pode ver na Figura 5.42 o *PEP* obtido, no processo de cálculo estritamente termodinâmico, é menor do que o *PEP* calculado com os valores da energia em produção de cogeração. Aliás, a metodologia da diretiva leva a que se encontre um valor absoluto de *PEP* superior. Estes resultados devem ser analisados com algum cuidado visto ter sido utilizado um *REC* de referência que pode ser bastante diferente do *REC* determinado em modo cogeração integral.

ΔREC	Produção para diferentes <i>REC</i> (Q_U)				
0,3	1.1	1.2	Atual	1.3	1.4
<i>REC</i>	0,80	1,10	1,40	1,70	2,00
W_E (MWh)	32.000	32.000	32.000	32.000	32.000
Q_U (MWh)	39.825	28.998	22.800	18.785	15.972
F (MWh)	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000
η_G	89,8%	76,2%	68,5%	63,5%	60,0%
η_{EX}	84,9%	72,3%	65,0%	60,4%	57,1%
<i>PEP</i>	26,7%	17,6%	11,3%	6,7%	3,2%

Tabela 5.9 - Indicadores de desempenho termodinâmico, da unidade de cogeração com motor de combustão interna, para diferentes quantidades de calor útil.

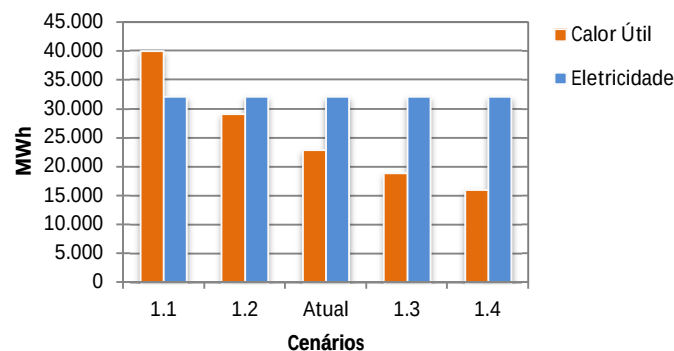


Figura 5.43 - Balanço de calor útil e eletricidade para diferentes *REC* (Q_U) na unidade de cogeração com motor de combustão interna.

Para o caso em estudo escolheu-se um ΔREC igual a 0,3. Uma das formas de melhorar o desempenho da instalação é o aumento de utilização do calor útil. Uma vez mais, de acordo com o *Catalog of CHP Technologies* realizado pela U.S. Environmental Agency (2008), para este tipo de tecnologia com 3.000 kW e 5.000 kW de potência elétrica instalada, o valor típico do rácio eletricidade/calor respetivo é de 0,97 e de 1,12 (valores para sistemas típicos em 2007). Tendo em conta esta informação, a Produção 1.2 apresenta um panorama mais favorável. A Produção 1.1 já se distancia um pouco dos valores típicos do *REC* e as produções 1.3 e 1.4 resultam em valores de desempenho muito baixos. Por outro lado um aumento de produção de energia elétrica em relação à instalação atual faz aumentar o *REC*. Para um rácio igual a 1,7 (Produção 2.3) tanto o rendimento global como a poupança de

energia primária são superiores os alcançados na Produção 1.2. Resta saber se existe possibilidade de aumentar a produção de eletricidade.

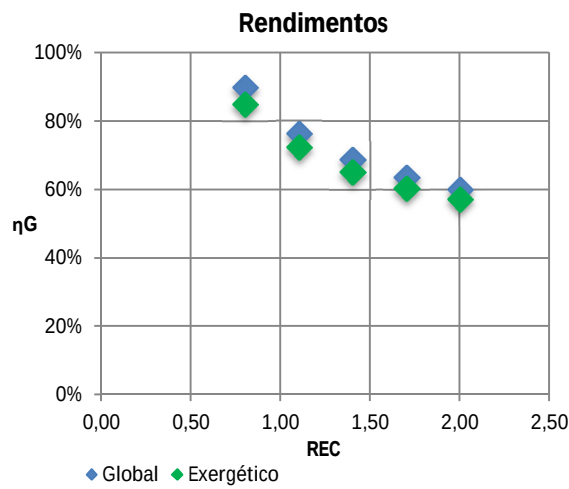


Figura 5.44 - Rendimentos globais e exergéticos do sistema com motor de combustão interna para diferentes quantidades de calor útil.

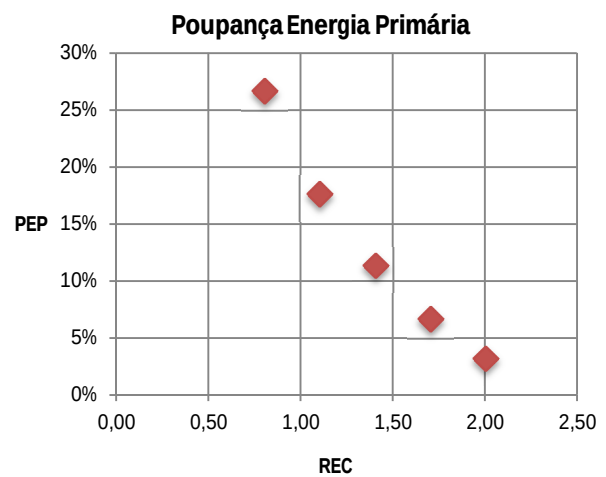


Figura 5.45 - Poupança de energia primária do sistema com motor de combustão interna para diferentes quantidades de calor útil.

ΔREC	Produção para diferentes REC (W_E)				
0,3	2.1	2.2	Atual	2.3	2.4
REC	0,80	1,10	1,40	1,70	2,00
W_E (MWh)	18.320	25.160	32.000	38.840	45.680
Q_U (MWh)	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800
F (MWh)	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000
η_G	51,4%	60,0%	68,5%	77,1%	85,6%
η_{EX}	48,6%	56,8%	65,0%	73,3%	81,5%
PEP	-28,1%	-4,8%	11,3%	23,1%	32,1%

Tabela 5.10 - Indicadores de desempenho termodinâmico, da unidade de cogeração com motor de combustão interna, para diferentes quantidades de eletricidade.

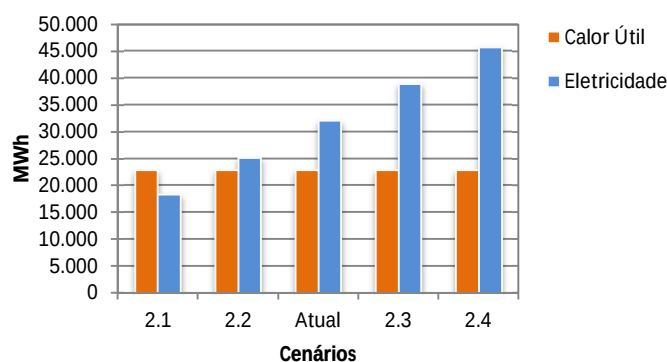


Figura 5.46 - Balanço de calor útil e eletricidade para diferentes REC (W_E) na unidade de cogeração com motor combustão interna.

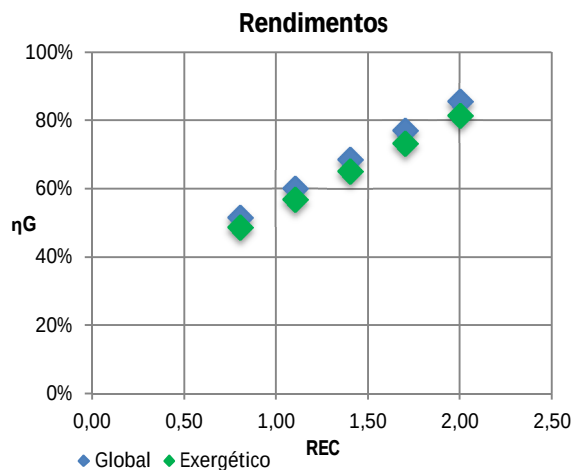


Figura 5.47 - Rendimentos globais e exergéticos do sistema com motor de combustão interna para diferentes quantidades de eletricidade.

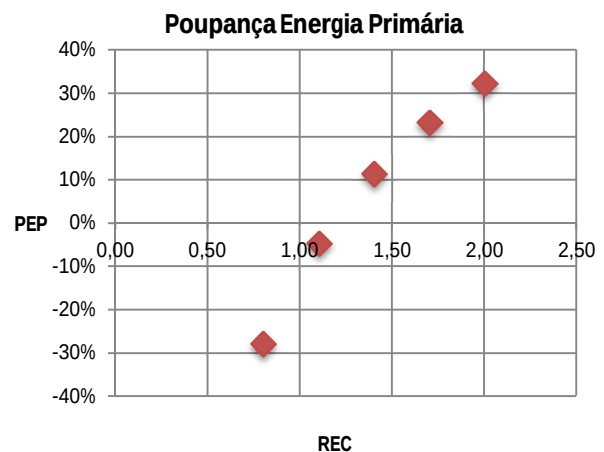


Figura 5.48 - Poupança de energia primária do sistema com motor de combustão interna para diferentes quantidades de eletricidade.

5.2.2.2 Análise dos Resultados Económicos da Produção Atual

Uma vez mais, as remunerações para a venda dos produtos energéticos ao consumidor preferencial foram calculadas com base na metodologia apresentada no Capítulo 3. Foi necessário arbitrar a quantidade de energia elétrica fornecida no mês m . Para isso, dividiu-se pelos doze meses a quantidade produzida de energia elétrica anual, disponível para entrega à Rede. As quantidades de eletricidade entregues no mês m nos diferentes horários foram arbitradas do seguinte modo: 50 % entregue em horário de cheia, 30 % em horário de vazio e 20 % em horário de ponta.

Para a Produção Atual escolheu-se 1,4 para α e 1,5 para λ . Admitiu-se também que 50 % da energia disponível é vendida ao consumidor preferencial sendo os restantes 50 % entregues ao SEP. O resultado líquido obtido é de 824.558 € com um *payback* económico de 4,21 anos. Tal como no exemplo da instalação de cogeração com turbina a gás, o tempo de retorno do investimento é demasiado longo. Mesmo para o consumidor preferencial, ao comprar eletricidade e calor à unidade de cogeração em estudo, vai gastar mais 2,71 % comparativamente à situação convencional.

Programa para Análise Termo-económica de Sistemas de Cogeração - PATESC

SUMÁRIO - Parâmetros Económicos da Unidade segundo portarias 57, 58, 59 e 60

Local de produção:

Data e hora: 15-01-2012 16:34

Tipo de unidade:

Motor de combustão interna

Tipo de combustível:

Gás natural, GPL ou combustível líquido



Remunerações:

Venda de eletricidade SEP (mês m)	86,892 €/MWh
Venda de eletricidade ao consumidor preferencial	87,398 €/MWh
Venda de calor ao consumidor preferencial	32,693 €/MWh

Investimento cogeração e custos acumulados

Valor investimento inicial	3.474.425 €
Custos acumulados período construção	0 €

Custos anuais unidade cogeração

Combustível	2.000.000 €
Custos fixos	6.400 €
Custos variáveis	237.368 €
Amortizações	231.628 €
Juro	173.721 €
Custos resultantes dos produtos	
Custo total eletricidade	1.864.496 €
Custo total calor	784.622 €
Custo eletricidade por MWh	58,265 €/MWh
Custo calor por MWh	32,693 €/MWh

Vendas cogeração

Eletricidade consumidor preferencial	3.748.527 €
Eletricidade SEP	1.356.421 €
Calor	1.348.560 €
	1.043.547 €

RESULTADO OPERACIONAL

Juro anual	1.273.131 €
Impostos	173.721 €
Impostos	274.853 €
RESULTADO LÍQUIDO	824.558 €

PAYBACK ECONÓMICO

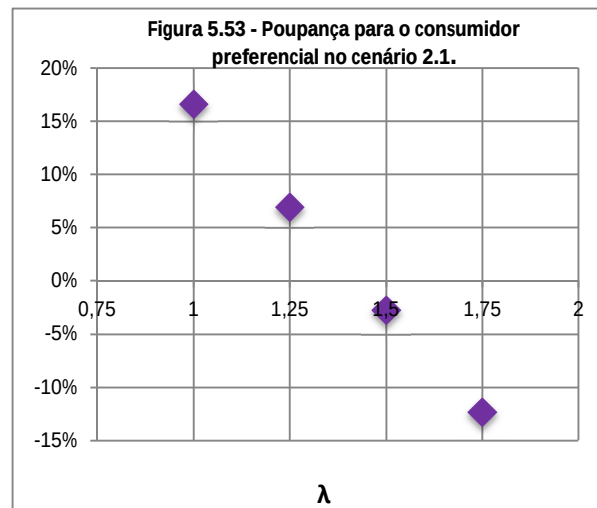
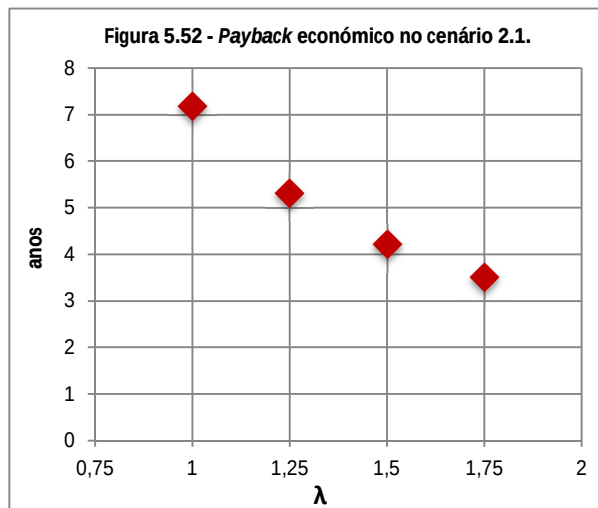
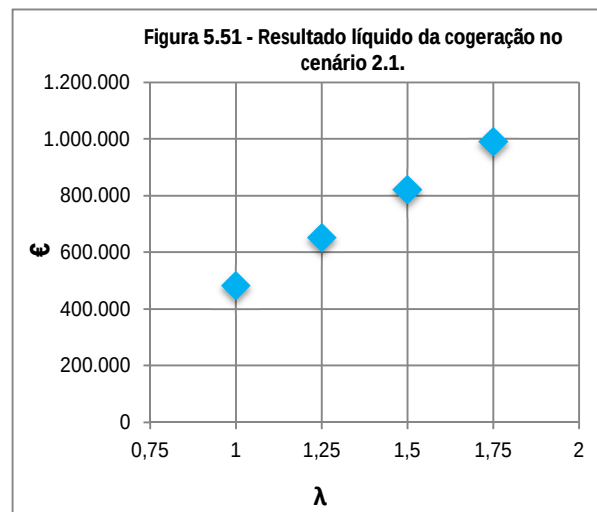
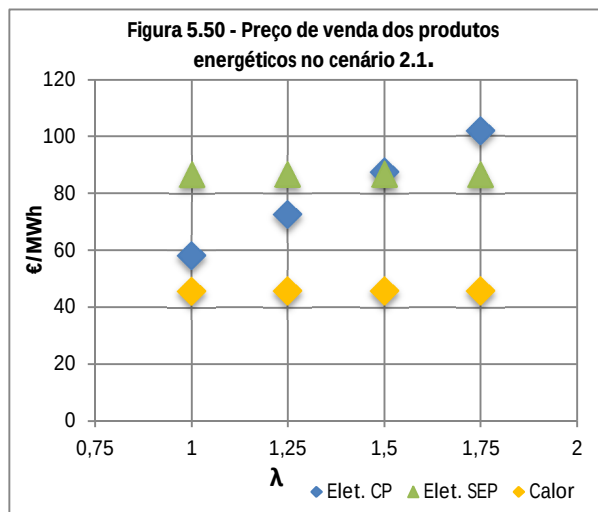
4,21 anos

Figura 5.49 - Sumário apresentado no PATESC para os resultados económicos na unidade de cogeração com motor de combustão interna.

5.2.2.3 Análise dos Resultados Económicos para Outros Cenários

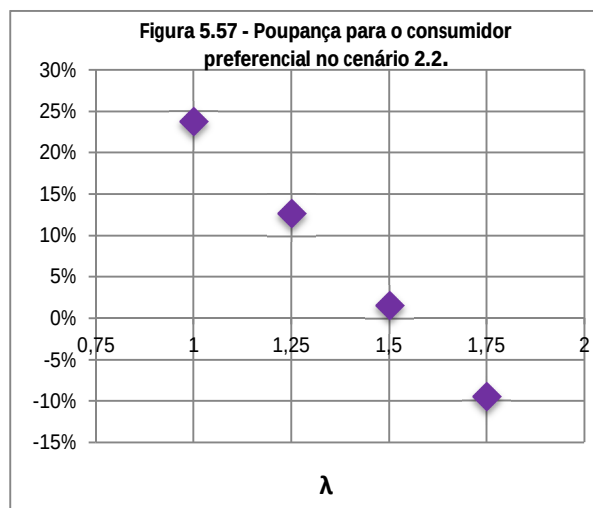
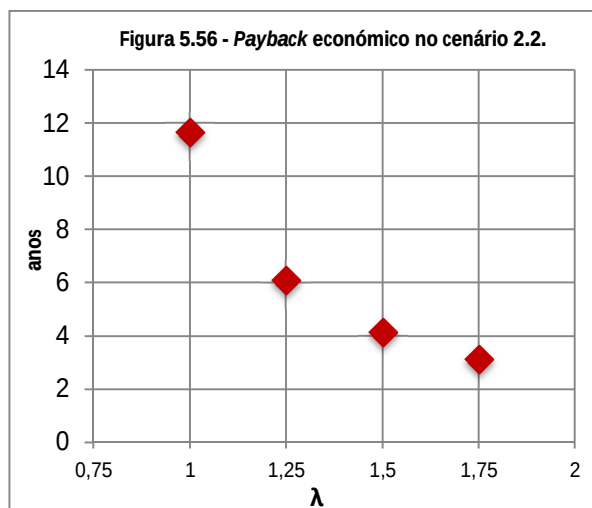
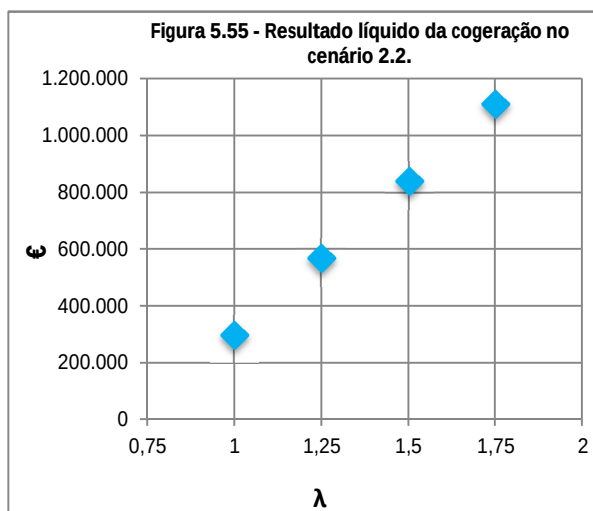
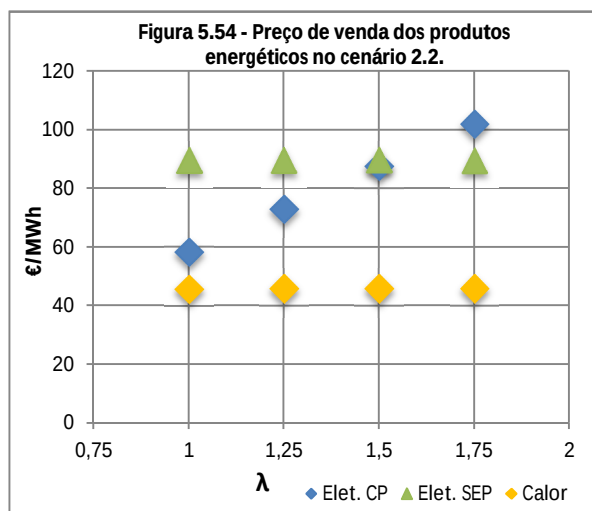
Para este exemplo de instalação de cogeração baseada em motor de combustão interna são apresentados três conjuntos de gráficos para vários cenários. Admite-se a mesma produção de energia da Produção Atual para os cenários 2.1 e 2.2 e a produção de energia da Produção 1.2 para o Cenário 2.3.

Cenário 2.1: $\beta = 0,5$; $\alpha = 1,4$; $\Delta\lambda = 0,25$; Produção Atual

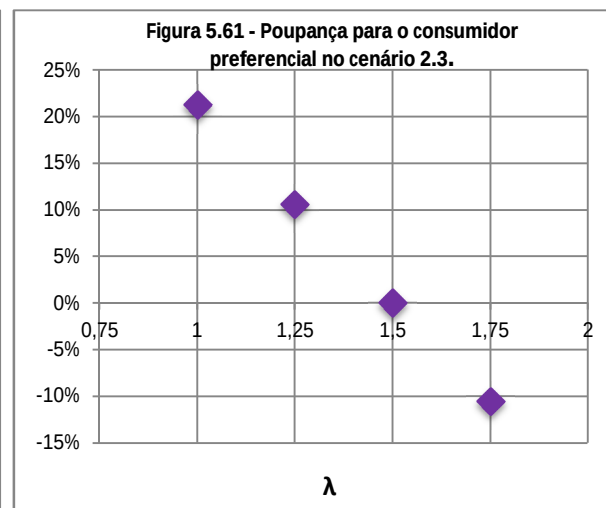
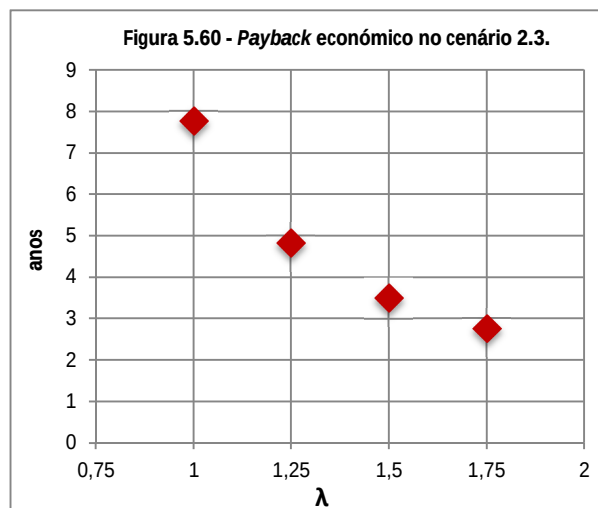
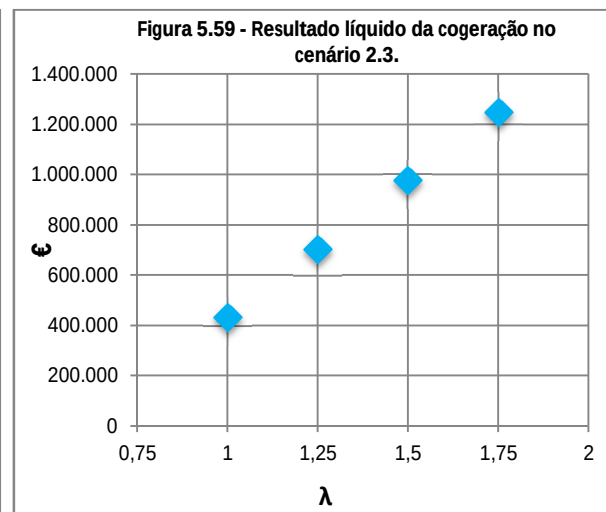
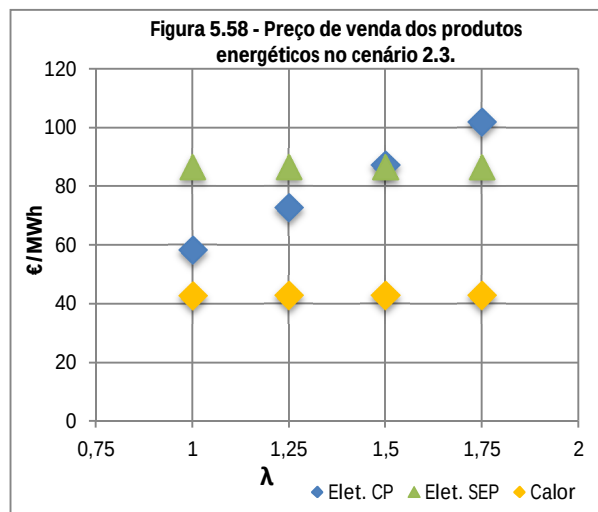


Da análise das hipóteses estudadas neste cenário verifica-se que, fornecendo a mesma quantidade de eletricidade ao consumidor preferencial, mesmo que se aumente o preço de venda ao mesmo, a melhoria no *payback* económico da cogeração não é significativa. De referir também que os resultados líquidos neste cenário são bastante inferiores aos resultados líquidos do Cenário 1.1 do exemplo da instalação com turbina a gás, mas têm a grande vantagem de obrigar a um menor investimento líquido.

Cenário 2.2: $\beta = 0,8$; $\alpha = 1,4$; $\Delta\lambda = 0,25$; Produção Atual



Como se viu no Cenário 2.1 era necessário trabalhar um pouco mais a combinação de parâmetros para que fosse possível encontrar uma solução mais favorável para os dois intervenientes. Foi com esse propósito que se atribuiu um valor de 0,8 para o parâmetro β , aumentando assim a quantidade de eletricidade vendida ao consumidor preferencial. O valor de venda de eletricidade ao SEP também sofreu um aumento, pois o seu cálculo depende da quantidade fornecida. Analisando os resultados verifica-se desde logo melhorias. Para $\lambda = 1,5$ o consumidor preferencial já obtém uma pequena poupança relativamente à situação convencional. O *payback* económico do investimento na unidade de cogeração mantém-se perto dos 4 anos.

Cenário 2.3: $\beta = 0,8$; $\alpha = 1,65$; $\Delta\lambda = 0,25$; Produção 1.2

A Produção 1.2, como se pode ver na Tabela 5.10, disponibiliza uma maior quantidade de calor do que a Produção Atual. Com esta medida admite-se que o consumidor preferencial irá consumir todo o calor útil produzido na unidade de cogeração. Em termos económicos, tanto para a unidade de cogeração como para o consumidor preferencial, esta medida parece ser positiva, principalmente para $\lambda = 1,5$. O preço de venda de eletricidade ao consumidor preferencial continua a ser menor do que o preço típico de compra à rede elétrica (admite-se 100 €/MWh, preço médio). O tempo de retorno do investimento diminui e o consumidor preferencial, apesar de não ter qualquer vantagem em comprar os produtos energéticos à unidade de cogeração, também não é prejudicado (Poupança perto de 0 %). Se se tiver em conta que este interveniente poderá ser um dos investidores (muitas vezes o único) no projeto da unidade, e que com isso também irá beneficiar dos lucros da cogeração, esta solução parece ser a melhor.

Capítulo 6

Conclusões e Perspetivas de Trabalho Futuro

O trabalho proposto consistia na criação de uma ferramenta capaz de fornecer dados para uma análise termodinâmica e económica de um dado sistema de cogeração. O processo criativo nem sempre foi fácil, muito devido à complexidade de um sistema com estas características. Por esse motivo na realização deste trabalho houve necessidade de se simplificar alguns métodos, de modo a que no final fosse possível exemplificar os dois casos apresentados no Capítulo 5.

A escolha dos dados de entrada foi muito influenciada pela metodologia da Diretiva 2004/08/CE. Este foi o ponto de partida, pois desde muito cedo, foi decidido que a aplicação iria integrar a metodologia da normativa europeia. Existia também a preocupação em criar uma aplicação o mais abrangente possível e que possibilita-se o estudo de vários tipos de unidade. Esta preocupação esteve sempre presente na construção de todas as secções e, na opinião do autor, foi conseguida.

Na metodologia presente na Diretiva Europeia para o cálculo da eletricidade de cogeração é necessário conhecer o rácio eletricidade/calor, que deverá ser determinado com os dados de produção em modo de cogeração integral. Isto implica que sejam feitas medições em períodos pequenos, pois a instalação não irá produzir sempre a mesma quantidade de calor. No exemplo estudado para o sistema de cogeração com motor de combustão interna, ao utilizar-se o rácio eletricidade/calor implícito determina-se um valor de eletricidade cogerada muito abaixo da quantidade total de eletricidade produzida durante o período em análise. Seria interessante no futuro verificar a diferença entre a quantidade de eletricidade cogerada, calculada a partir do rácio eletricidade/calor implícito, e a quantidade de eletricidade cogerada, calculada a partir do rácio eletricidade/calor atual, pois este poderá ser um aspeto importante na altura de apresentar um pedido de financiamento à União Europeia.

Nos exemplos estudados no Capítulo 5 a aplicação demonstrou a sua potencialidade. Os gráficos dos vários cenários são de facto úteis e ajudam a perceber a influência que alguns dados têm sobre a viabilidade da cogeração. Também se salienta o interesse da quantificação da poupança para o consumidor preferencial nas várias combinações. A folha “Cenários E” é

portanto uma área de elevada importância e que permite prever o comportamento económico do projeto de cogeração para variadíssimas situações.

Ao mesmo tempo ficou claro que existem algumas áreas que necessitam de maior atenção. O *payback* económico do investimento de um projeto de cogeração depende muito do capital investido e da previsão de todos os custos. Se estes parâmetros não forem bem definidos a análise será pouco esclarecedora. Para a unidade exclusivamente térmica não foram encontrados valores credíveis para o capital investido e custos para as potências instaladas nos dois casos estudados e por esse motivo foram arbitrados. Esta é uma área que no futuro deverá ser aprofundada e, se possível, criar uma base de dados de custos de capital e custos de operação e manutenção para vários tipos de instalação de produção energética.

Um outro aspeto que se verificou no decorrer deste trabalho foi a dificuldade em definir um preço de venda de eletricidade à rede elétrica. O cálculo envolve demasiados dados e expressões e a sua compreensão não é simples. Os dados devem ser revistos sempre que se pretenda fazer um novo estudo.

No final conclui-se que o PATESC cumpre com os objetivos propostos, permitindo o cálculo de vários indicadores termodinâmicos e económicos para várias combinações de dados de uma determinada instalação, de forma simples e eficaz.

Capítulo 7

Referências e Bibliografia

AEA, 2008, *ENER20 Combined Heat and Power (CHP)*, Inglaterra [figura]: EUROSTAT, Share of combined heat and power in gross electricity production in 2007.

BP, 2011, *Médias mensais e anuais das Taxas de Câmbio de Referência* [online], disponível em <http://www.bportugal.pt/pt-PT/Estatisticas/Dominios%20Estatisticos/EstatisticasCam>. Acedido a 26/01/2012.

Bejan, A.; Tsatsaronis, G. e Moran, M., *Thermal Design and Optimization*, Wiley Interscience Publication, Cap. 7.

Costa, J. M. , 2011, *Seminário: A Cogeração em Portugal – Desafios e Oportunidades*, Lisboa.

CHE, 2011, *Economic Indicators*, Estados Unidos da América.

COGEN, 2009, *Manual de Apoio ao Cogrador*, Lisboa.

COGEN, 2011a, *Simulador do Cogrador* [online], disponível em: http://www.cogenportugal.com/general_content/showInformation.aspx?mt=2&ml=48&type=2, acedido a 03/11/2011.

COGEN, 2011b, *Cogeração em Portugal* [online], disponível em: http://www.cogenportugal.com/general_content/showInformation.aspx?mt=1&ml=2&type=2, acedido a 26/10/2011.

COGEN, 2006, *Legislação – Produção de energia* [online], disponível em: <http://www.cogenportugal.com/content/legislacao.aspx?mt=4&ml=20&type=2>, acedido a 24/11/2011.

Decreto-Lei n.º 168/99 de 18 de Maio, Diário da República.

Decreto-Lei n.º 189/88 de 27 de Maio, Diário da República, I - Série.

Decreto-Lei n.º 186/95 de 27 de Julho, Diário da República, I Série – A.

Decreto-Lei n.º 23/2010 de 25 de Março, Diário da República, I Série.

Decreto-Lei n.º 312/2001 de 10 de Dezembro, Diário da República, I Série – A.

Decreto-Lei n.º 313/2001 de 10 de Dezembro, Diário da República, I Série – A.

Decreto-Lei n.º 33-A/2005 de 16 de Fevereiro, Diário da República, I Série – A.

Decreto-Lei n.º 538/99 de 13 de Dezembro, Diário da República, I Série – A.

Declaração de Rectificação n.º 8-B/2002, Diário da República, I Série – A.

Declaração de Rectificação n.º 8-L/2002, Diário da República, I Série – B.

Despacho n.º 19 110/2005 (2ª série), Diário da República, II Série.

Despacho n.º 17313/2008 de 26 de Junho, Diário da República, II Série – Nº 122.

DGEG, 2010, *Estudo do Potencial de Cogeração de Elevada Eficiência em Portugal*, Lisboa.

EC, 2007, *Guidelines for Implementation of the CHP Directive 2004/8/EC: Guidelines for implementation of Annex II and Annex III*.

EDP, 2009, *Regulamentação* [online], disponível em: <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/produtor/cogeracao/Pages/regulamentacao.aspx>, acedido a 03/11/2011.

Flin, D., 2010, *Cogeneration: A user's guide*, Londres: The Institution of Engineering and Technology.

Hudson, R., 2003, *Survey of DER/CHP Software*, Estados Unidos da América: Oak Ridge National Laboratory.

Jornal Oficial C 004 de 08/01/1998 p. 0001 – 0002, *Resolução do Conselho de 18 de Dezembro de 1997 sobre uma estratégia comunitária para promover a produção combinada de calor e eletricidade*, Estrasburgo.

Jornal Oficial C 167 01/06/1998, p.0308, *Resolução sobre a Comunicação da Comissão ao Conselho, ao Parlamento Europeu, ao Comité Económico e Social e ao Comité das Regiões sobre a estratégia comunitária para promover a produção combinada de calor e eletricidade e eliminar os entraves ao seu desenvolvimento*, Estrasburgo.

Jornal Oficial C 291 de 26/11/2002 p. 182, *Resolução do Parlamento Europeu sobre o Livro Verde da Comissão “Para uma estratégia europeia de segurança do aprovisionamento energético”*, Estrasburgo.

Jornal Oficial L 052 de 21/02/2004, p. 50 – 60, *Directiva 2004/8/CE do Parlamento Europeu e Conselho, relativa à promoção de cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno da energia e que altera a Directiva 92/42/CEE*, Estrasburgo.

Jornal Oficial L 338 de 17/12/2008 p. 55 - 60, *Decisão da Comissão de 19 de Novembro de 2008 que estabelece orientações circunstanciadas para a implementação e aplicação do anexo II da Directiva 2004/8/CE do Parlamento Europeu e do Conselho*, Estrasburgo.

Lei n.º 19/2010 de 23 de Agosto, Diário da República, I Série.

Lizarraga, J. M. S., 1999, *Cogeneration: aspectos termodinamicos, tecnologicos y economicos*, Bilbao: Universidad del País Vasco.

Midwest CHP Application Center, 2009, *Evaluation Tools* [online], disponível em: http://www.chpcentermw.org/10-00_tools.html, acedido a 10/11/2011.

NRCAN, 2012, *Combined Heat and Power (Cogeneration)* [online], disponível em: http://www.retscreen.net/ang/g_combine.php, acedido a 02/11/2011.

Pinto, A. B., 2009 *Seminário: Linhas de orientação para o Cálculo de Electricidade de Cogeração de Elevada Eficiência (segundo anexo II da Directiva 2004/8/CE)*, Lisboa: Hotel Tivoli Oriente Lisboa.

Pinho, C. M. C. T., 2010, *Sebenta de Gestão de Energia Térmica*, Porto.

PORDATA, 2012, *Temperatura média do ar (média anual)* [online], disponível em: <http://www.pordata.pt/Portugal/Ambiente+de+Consulta>, acedido a 13/02/2012.

Portaria n.º 57/2002 de 15 de Janeiro, Diário da República – I Série-B.

Portaria n.º 58/2002 de 15 de Janeiro, Diário da República – I Série-B.

Portaria n.º 59/2002 de 15 de Janeiro, Diário da República – I Série-B.

Portaria n.º 60/2002 de 15 de Janeiro, Diário da República, I Série - B.

Portaria n.º 399/2002 de 18 de Abril, Diário da República, I Série – B.

Portaria n.º 440/2004 de 30 de Abril, Diário da República, I Série – B.

Portaria n.º 31/2000 de 27 de Janeiro, Diário da República, I Série.

Portaria n.º 525/2001 de 25 de Maio, Diário da República, I Série – B.

USEPA, CHP, 2008, *Catalog of CHP Technologies*, Estados Unidos da América.

Capítulo 8

Anexo A – Custos Típicos para um Sistema de Cogeração com Turbina a Gás

Estes custos, presentes no *Catalog of CHP Technologies* (USEPA, 2008), foram obtidos fazendo a conversão de dólares 2007 para dólares 2011, utilizando para isso o índice CEPCI (CHE, 2011) referente ao ano 2011. Os custos foram depois convertidos para euros de acordo com a taxa câmbio de referência de euros para dólares – média anual (BP, 2011).

Custo Componente	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
Capacidade nominal Turbina (MW)	1	5	10	25	40
Equipamento (milhares de 2011 €)					
Turbinas combustão	780 €	2.101 €	4.690 €	9.801 €	18.218 €
Equipamento elétrico	316 €	415 €	502 €	799 €	1.211 €
Sistema combustível	128 €	136 €	145 €	193 €	275 €
Sistema tratamento de água	57 €	138 €	225 €	284 €	320 €
Recuperadores de vapor	390 €	473 €	599 €	792 €	954 €
Sistemas auxiliares	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Total equipamento	1.671 €	3.263 €	6.161 €	11.869 €	20.977 €
Construção	591 €	1.078 €	1.974 €	3.803 €	6.721 €
Capital total produção	2.262 €	4.341 €	8.135 €	15.672 €	27.699 €
Projeto/Gestão da obra	208 €	309 €	510 €	983 €	1.737 €
Expedição	36 €	68 €	126 €	244 €	430 €
Taxas (evolução)	167 €	327 €	616 €	1.187 €	2.098 €
Contingências do Projeto	89 €	136 €	212 €	409 €	723 €
Financiamento do Projeto	177 €	331 €	614 €	1.184 €	2.092 €
Custo total da unidade	2.939 €	5.512 €	10.214 €	19.678 €	34.777 €
Capacidade real da turbina (kW)	1150	5457	10239	23328	46556
Custos totais da unidade por kW (2011 €)	2,556 €	1,010 €	0,998 €	0,844 €	0,747 €

Tabela A.1 - Custos de capital estimados para um sistema típico de cogeração com turbina a gás.

Custos manutenção	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
Capacidade elétrica, kW	1000	5000	10000	25000	40000
Variável (contrato serviço), 2011 €/kWh	0,0046 €	0,0046 €	0,0046 €	0,0031 €	0,0027 €
Variável (consumíveis), 2011 €/kWh	0,00008 €	0,00008 €	0,00008 €	0,00008 €	0,00008 €
Fixo, 2011 €/kW-ano	31 €	8 €	6 €	5 €	4 €
Fixo, 2011 €/kWh@8000 h/ano	0,0038 €	0,0010 €	0,0007 €	0,0006 €	0,0005 €
Total custos O&M, 2011 €/kWh	0,009 €	0,006 €	0,005 €	0,004 €	0,003 €

Tabela A.2 - Custos de manutenção típicos de uma unidade cogeração com turbina a gás.

Anexo B – Custos Típicos para um Sistema de Cogeração com Motor de Combustão Interna

Estes custos, presentes no *Catalog of CHP Technologies* (USEPA, 2008), foram obtidos fazendo a conversão de dólares 2007 para dólares 2011, utilizando para isso o índice CEPCI (CHE, 2011) referente ao ano 2011. Os custos foram depois convertidos para euros de acordo com a taxa câmbio de referência de euros para dólares – média anual (BP, 2011).

Custo Componente	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
Capacidade nominal (kW)	100	500	1000	3000	5000
Custos (€/kW)					
Equipamento					
Modulo motor	769 €	676 €	584 €	400 €	454 €
Sistema recuperação calor	85 €	184 €	146 €	61 €	38 €
Conexões sistema elétrico	200 €	46 €	31 €	23 €	15 €
Total equipamento	1.053 €	907 €	761 €	484 €	507 €
Mão de obra/Materiais	261 €	231 €	192 €	184 €	192 €
Total capital produção	1.314 €	1.138 €	953 €	669 €	699 €
Projeto e construção	154 €	138 €	115 €	69 €	54 €
Gestão					
Projeto engenharia e taxas	154 €	138 €	115 €	69 €	54 €
Contingências projeto	54 €	46 €	38 €	23 €	23 €
Financiamento projeto (juro durante construção)	23 €	31 €	38 €	38 €	38 €
Custo total da unidade (€/kW)	1.699 €	1.491 €	1.261 €	869 €	869 €

Tabela B.1 - Custos de capital estimados para um sistema típico de cogeração com motor de combustão interna a gás com ligação à rede elétrica.

Custos manutenção	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
Capacidade elétrica, kW	100	300	800	3000	5000
Variável (contrato serviço), 2011 €/kWh	0,0154 €	0,0115 €	0,0092 €	0,0077 €	0,0069 €
Variável (consumíveis), 2011 €/kWh	0,00012 €	0,00012 €	0,00012 €	0,00012 €	0,00012 €
Fixo, 2011 €/kW-ano	12 €	5 €	4 €	2 €	1 €
Fixo, 2011 €/kWh@8000 h/ano	0,0015 €	0,0007 €	0,0005 €	0,0002 €	0,0002 €
Total custos O&M, 2011 €/kWh	0,017 €	0,012 €	0,010 €	0,008 €	0,007 €

Tabela B.2 - Custos de manutenção típicos de uma unidade cogeração com motor de combustão interna.