

X-96-072739-8

UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA
INSTITUTO SUPERIOR DE ECONOMIA E GESTÃO



I. S. E. G.

Biblioteca

HD9502.P67.F47

46101

1998

MESTRADO EM: GESTÃO E ESTRATÉGIA INDUSTRIAL

**COMPETITIVIDADE ENTRE COMBUSTÍVEIS NO SECTOR DA
COGERAÇÃO**

JOSÉ ANTÓNIO CLEMENTE PEDRO LOPES FERNANDES

ORIENTADOR: PROFESSOR DOUTOR ÁLVARO G. MARTINS

JÚRI: PROFESSOR DOUTOR AMÉRICO RAMOS DOS SANTOS

-Professor Catedrático do Instituto Superior de Economia e Gestão-

PROFESSOR DOUTOR ÁLVARO GONÇALVES MARTINS

-Professor Catedrático do Instituto Superior de Economia e Gestão-

PROFESSOR DOUTOR JOSÉ RAMOS PIRES MANSO

-Professor Auxiliar da Universidade da Beira Interior-

Maio/1998

ÍNDICE

	Pág.
Agradecimentos	1
1. Introdução	2
2. Conceito	9
2.1. Balanço Energético entre Cogeração e Produção Separada	11
2.2. Adequação de uma Instalação de Cogeração Face às Necessidades Energéticas	13
3. Análise Multicritérios	16
3.1. Impacto das questões ambientais	17
3.1.1. Impacto Ambiental na Comunidade	18
3.1.2. Impacto Ambiental em Portugal	22
3.1.3. Política de Limitação de Emissões	24
3.1.4. Comentários à Legislação Existente e sua Evolução ao Nível da CE e Portugal	26
3.1.4.1. Portarias e Directivas	26
3.1.4.2. Emissões de Dióxido de Carbono	31
3.1.4.3. Proposta para Eficiência Energética	33
3.1.4.4. Importância Potencial do Programa SAVE	36
3.1.4.5. “Status” da Legislação Ambiental na CE	36
3.1.5. Influência dos Principais Poluentes nos Aspectos Ambientais	36
3.1.6. Apresentação de Resultados e Conclusões	40
3.2. Impacto das Tecnologias Existentes	45

3.2.1.	Componentes de um Sistema de Cogeração.....	47
3.2.1.1.	Elementos Básicos.....	47
3.2.1.2.	Gama de Aplicações.....	48
3.2.1.3.	Rácio Calor/Electricidade.....	49
3.2.2.	Objectivos Básicos de Produção de Energia.....	49
3.2.3.	Maximização da Eficiência Térmica.....	50
3.2.4.	Turbina a Vapor.....	52
3.2.5.	Turbina a Gás.....	53
3.2.6.	Máquina de Combustão Interna.....	55
3.2.7.	Ciclo Combinado com Turbina a Gás.....	58
3.2.8.	Combustão Pressurizada em Leito Fluidizado (PFBC).....	61
3.2.9.	Tecnologias de Gaseificação.....	65
3.2.10.	Ciclo Combinado com Gaseificação Integrada (IGCC).....	65
3.2.10.1.	Gaseificador e Refrigerador Radiante.....	67
3.2.10.2.	Refrigerador de Convecção.....	67
3.2.10.3.	Preparação de Gás.....	68
3.2.10.4.	Produção de Electricidade na Turbina a Gás.....	69
3.2.10.5.	Produção de Vapor na Turbina.....	69
3.2.11.	“Flue Gas Desulphurization” (FGD).....	70
3.2.12.	Projectos de Gás “Topping”.....	71
3.2.13.	Apresentação de Resultados e Conclusões.....	73
3.3.	Impacto do Custo de Capital na Escolha da Instalação.....	78
3.3.1.	A Importância do Poder de Mercado das <i>Utilities</i>	81
3.3.2.	Estudo Preliminar de Rentabilidade.....	83

3.3.3.	Financiamento do Projecto.....	85
3.3.4.	Apresentação de Resultados e Conclusões.....	88
3.4.	Impacto da Viabilidade / Disponibilidade do Combustível.....	93
3.4.1.	Assunções do Preço do Crude.....	93
3.4.2.	Assunções nos Preços de Fuelóleo.....	94
3.4.3.	Implicações dos Preços de Fuelóleo no Gás Natural.....	96
3.4.4.	Concorrência com o Carvão.....	97
3.4.5.	Cenários Alternativos de Preços de Combustível.....	98
3.4.6.	Disponibilidade de Combustível relativa aos Cenários.....	100
3.4.6.1.	Disponibilidade de Carvão.....	101
3.4.6.2.	Disponibilidade de Fuelóleo.....	102
3.4.6.2.1.	O Diferencial LSFO - HSFO.....	104
3.4.6.2.2.	VLSFO.....	105
3.4.7.	Disponibilidade do Gás Natural.....	106
3.4.8.	Apresentação de Resultados e Conclusões.....	110
3.5.	Impacto dos Factores Institucionais.....	113
3.5.1.	Monopólio Estatal.....	114
3.5.2.	Regulação Nacional e Factores Institucionais.....	115
3.5.3.	Privatização da EDP e a Criação da ERSE.....	116
3.5.4.	A Introdução do Gás Natural em Portugal.....	119
3.5.4.1.	Programa Energia.....	120
3.5.5.	Propostas de Directivas.....	121
3.5.6.	Apresentação de Resultados e Conclusões.....	125

4.	APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS E CONCLUSÕES FINAIS....	129
4.1.	Oportunidade Baseada nas Diferenças de Preços dos Combustíveis(O).....	136
4.2.	Concorrência entre Combustíveis Devido a Reduções Ambientais (A)	139
4.3.	Concorrência entre Combustíveis Devido ao Redimensionamento de uma Instalação	141
4.4.	Concorrência entre Combustíveis em Instalações Novas (N).	144
	Glossário.....	147
	Bibliografia.....	154
	ANEXOS.....	157
ANEXO 1	Legislação Ambiental Portuguesa	
ANEXO 2	Níveis de Emissão Característicos para o SO₂	
ANEXO 3	Níveis de Emissão Característicos para o NO_x	
ANEXO 4	Níveis de Emissão Característicos para o CO₂	
ANEXO 5	Tecnologia da Turbina a Vapor	
ANEXO 6	Tecnologia da Turbina a Gás	
ANEXO 7	Fornecedores de Turbinas a Gás	
ANEXO 8	Tecnologia do Ciclo Combinado com Turbina a Gás	
ANEXO 9	Combustão Pressurizada em Leito Fluidizado	
ANEXO 10	Tecnologias de Gaseificação	
ANEXO 11	“Flue Gas Desulphurization” - FGD	
ANEXO 12	Projectos de Gás “Topping”	

GRÁFICOS

	Página
GRÁFICO 2.1.	Sistema de Cogeração 11
GRÁFICO 2.2.	Sistema Convencional - Separado 12
GRÁFICO 2.3.	Combinação Electricidade/Vapor 14
GRÁFICO 3.2.1.	Componentes de Um Motor a Gás 48
GRÁFICO 3.2.2.	Turbina a Vapor de Condensação 53
GRÁFICO 3.2.3.	Componentes da Turbina a Gás 54
GRÁFICO 3.2.4.	Motor Diesel com Queima Suplementar 57
GRÁFICO 3.2.5.	Ciclo Combinado com Turbina a Gás 59
GRÁFICO 3.2.6.	Comparação da Eficiência Térmica de Uma Instalação de Ciclo Combinado e Convencional ..60
GRÁFICO 3.2.7	Redução dos Teores de Emissão de SO₂ v. Teores de Enxofre no Combustível 62
GRÁFICO 3.2.8.	Comparação entre as Emissões de Nox de Uma Instalação Convencional e FBC 63
GRÁFICO 3.2.9.	Diagrama de Uma Instalação PFBC 64
GRÁFICO 3.2.10.	Diagrama de Uma Instalação IGCC 68
GRÁFICO 3.3.1.	Preços relativos do Gás Natural, Carvão e Fuelóleo 86

TABELAS

Página

TABELA 3.1.1.	Estatísticas Respeitantes à Utilização do Teor de Enxofre Médio dentro dos Estados Membros	21
TABELA 3.1.2.	Estrutura das Emissões de Poluentes e da Poluição na UE, em 1990 (%)	23
TABELA 3.1.3.	Emissões de CO ₂ por Habitante em 1990	24
TABELA 3.1.4.	Limites Máximos de Emissões de SO ₂ e NO _x	29
TABELA 3.1.5.	Repartição das Emissões de SO ₂ pelos Diferentes Sectores	29
TABELA 3.1.6.	Repartição das Emissões de NO _x pelos Diferentes Sectores	30
TABELA 3.1.7.	Emissão de Poluentes	39
TABELA 3.1.8.	Matriz de Ponderação dos Subcritérios	40
TABELA 3.1.9.	Matriz de Coeficientes - SO ₂	42
TABELA 3.1.10.	Matriz de Coeficientes - NO _x	42
TABELA 3.1.11.	Matriz de Ponderação Global	43
TABELA 3.2.1.	Parâmetros de Comparação das Instalações	72
TABELA 3.2.2.	Matriz de Coeficientes - Potência \leq 50 MW	73
TABELA 3.2.3.	Matriz de Coeficientes - Potência $>$ 50 MW	73
TABELA 3.3.1.	Comparação das Taxas de Juro em Instalações	80
TABELA 3.3.2.	Esquema Simplificado do Cálculo de Viabilidade de uma Instalação	85

TABELA 3.3.3.	Preços de Electricidade Para Fins Industriais na Europa	87
TABELA 3.3.4.	Matriz de Ponderações	88
TABELA 3.4.1.	Assunções Alternativas do Preço de Crude	95
TABELA 3.4.2.	Assunções do Preço de Fuelóleo	95
TABELA 3.4.3.	Diferencial Correspondente (Crude-Preço HSFO)	96
TABELA 3.4.4.	Preços Internacionais de Energia	98
TABELA 3.4.5.	Preços de Energia na Instalação	99
TABELA 3.4.5.	Disponibilidade de Combustível	109
TABELA 3.4.7.	Matriz de Ponderações	110
TABELA 3.5.1.	Distribuição Accionista no Sector Eléctrico	116
TABELA 3.5.2.	Impacto das Políticas Energéticas na Escolha do Combustível	118
TABELA 3.5.3.	Matriz de Ponderações	126
TABELA 4.1.	Matriz de Coeficientes - Potência < 10MW.....	133
TABELA 4.2.	Matriz de Coeficientes - 10MW < Potência < 50MW.....	134
TABELA 4.3.	Matriz de Coeficientes - Potência > 50MW.....	135
TABELA 4.4.	Matriz de Oportunidade de Troca de Combustível	137
TABELA 4.5.	Oportunidade na Troca de Combustível	146

AGRADECIMENTOS

Antes de iniciar a presente dissertação, gostaria de agradecer a todos os que, directa ou indirectamente, contribuíram para que este trabalho pudesse ser possível, entre os quais destacaria:

- o Sr. Professor Doutor Álvaro Martins, orientador desta tese, pelas suas preciosas indicações, sugestões e disponibilidade;
- o Sr. Eng. Manuel Ferreira de Oliveira pelos seus pertinentes esclarecimentos e conselhos técnicos, nas diferentes áreas que compõem este trabalho;
- os Srs. Engs. Ivo Cachaço da empresa de consultadoria COEPRO, João Silva Marques da Siemens, Freitas de Oliveira da Cogen Portugal, Michael Brown da Cogen Europe pelos elementos facultados e conselhos prestados;
- a Sra. Dra. Ilda Damião pela inestimável colaboração na revisão final do texto;
- a minha Família pelo carinho, estímulo e apoio dado em todos os momentos, ao longo destes dois últimos anos, e a quem dedico esta Dissertação.

1. INTRODUÇÃO

Esta dissertação constitui o corolário da frequência do Mestrado em Gestão e Estratégia Industrial realizado no Instituto Superior de Economia e Gestão, no ano lectivo de 1995/96.

O tema escolhido, “Competitividade entre Combustíveis no Sector da Cogeração” e na literatura anglo-saxónica “Interfuel Competition in CHP - Combined Heat and Power”, deve-se, por um lado, a uma proposta que nos foi feita e, por outro lado, à consciência que temos da importância que alcançaram, nos nossos dias, temas tão diversificados como a cogeração, os aspectos ambientais, as tecnologias empregues, o custo de capital, a concorrência entre produtos propriamente dita e o interesse da actual estrutura de produtos com a recente introdução do gás natural.

Entende-se por “Competitividade entre Combustíveis no Sector da Cogeração” a concorrência que se vai desenrolar entre o carvão, o fuelóleo (3,5 %, 1 % e 0,3 % de enxofre) e o gás natural nas aplicações em cogeração, tendo em atenção os aspectos relativos ao nível das emissões ambientais, às tecnologias empregues, ao custo de capital associado, aos factores institucionais, à disponibilidade/viabilidade dos produtos combustíveis e à concorrência entre os combustíveis propriamente dita. Estes seis aspectos foram considerados como impactos, sendo tratados individualmente através da análise multicritérios, com ponderações propostas e justificações em cada um dos critérios.

Os “choques petrolíferos”, com o conseqüente aumento dos preços de energia, vieram alertar para o problema global da energia. Relembremos que, no início dos anos 50, as necessidades energéticas da Europa eram cobertas em 16% pelo petróleo, valor

que em 1974 (depois do 1º choque petrolífero) se situava em 50%, tendo decrescido em 1993 para 40%¹.

“Ao longo das três últimas décadas, o consumo energético mundial mais do que duplicou, atingindo 7900 Mtep em 1992. Contrariando a tendência verificada nos anos 70 e 80, o consumo global praticamente estagnou desde 1990, embora se verificassem acentuadas diferenças regionais de evolução”².

Actualmente, o mercado energético mundial é essencialmente caracterizado por:

- um crescimento acentuado do consumo de gás natural;
- uma estagnação do consumo de carvão, após um aumento sustentado do mesmo ao longo dos últimos 20 anos;
- uma contribuição estável da energia nuclear, que parece ter atingido o seu nível máximo, e da hidroelectricidade, que não ultrapassa os 2,5%.

O que importa realçar é a importância vital para Portugal da diminuição da vulnerabilidade e dependência do sector energético nacional, e a concretização dos objectivos comunitários fixados para aquele sector.

A situação energética portuguesa é caracterizada essencialmente por uma forte dependência do exterior. “Enquanto Portugal depende quase em 90% das importações e em cerca de 70% do petróleo, no conjunto da UE, a dependência, quer das importações, quer do petróleo, é inferior a 50%”³.

Sendo actualmente a electricidade uma forma de energia quase insubstituível no aparelho industrial, o seu peso é bastante importante no balanço energético das empresas. Através da racionalização dos consumos e da instalação de equipamentos

1 “Energia 1995-2015 - Estratégia para o sector energético” - Minist. da Indústria e Energia, Secret. de Estado e Energia, cap. V

2 *Id.*, *ibid.*

3 *Id.*, *ibid.*

mais eficientes e ajustados às condições de serviço, pode-se conseguir, se bem que de forma reduzida, diminuir a componente eléctrica da factura energética. Contudo, a forma mais eficaz passa pela redução do custo unitário da electricidade.

Ao aumentar a eficiência global da utilização de energia - em alguns casos acima de 85% - possibilitando poupanças na energia primária acima de um terço, a cogeração pode possibilitar elevados benefícios económicos e ambientais aos países da Comunidade Europeia. As suas vantagens e méritos são importantes, quer aplicadas em pequenos motores no sector terciário (não industrial), quer em grandes sistemas na indústria, ou como sistemas nas principais cidades, associados a esquemas locais de aquecimento - "district heating".

A cogeração foi somente "descoberta" ao nível da Comunidade Europeia na época dos preços do primeiro choque petrolífero⁴.

Com o objectivo de se desenvolverem os princípios globais de uma política para a promoção da cogeração, como um instrumento para a redução da alta dependência da comunidade na importação de crude, foi criado um grupo de especialistas que foi designado por sub-grupo G. Nos finais de 1974, este grupo submeteu as suas conclusões à Comissão e aos Estados Membros, sendo estas, passados mais de 20 anos, ainda hoje válidas. A grande diferença é que, actualmente, a motivação para o desenvolvimento da cogeração não é tanto para a redução da dependência das importações do crude, mas para as economias dos processos, para o uso prudente dos recursos escassos e para uma melhor protecção ambiental.

Depois da 2ª Guerra Mundial, apareceram as primeiras instalações de cogeração associadas a um número de sectores de energia intensiva, como as indústrias de refinação, de pasta de papel, químicas, alimentares e algumas têxteis. Só nas décadas mais recentes, a cogeração teve um impulso significativo, tendo contribuído para isso

⁴ "APPEC - National Conference", Statis Dalamangas, *European Commission Directorate General XVII/Energy*, Lisboa 1996

três factores importantes: 1º) o aumento dos preços de energia, como resultado dos dois choques petrolíferos, que implicou a tomada de consciência da eficiência energética, a minimização do desperdício de energia e a exploração de potencialidades até então negligenciadas; 2º) o progresso na eficiência dos sistemas de cogeração, que reduziu os custos e conduziu a sistemas mais apropriados em aplicações com necessidades energéticas mais reduzidas; 3º) o desejo de promover a produção descentralizada e o acesso de novos participantes ao sector eléctrico.

Em 1972, nos seis estados membros existentes na Comunidade Europeia, a produção de electricidade na cogeração representava aproximadamente 15 % da produção total de electricidade. Actualmente, nos quinze países da Comunidade Europeia, a situação é cerca de 8%⁵. De acordo com as informações fornecidas pelos Serviços Estatísticos da União Europeia, a quota da electricidade na cogeração, em 1992, para os 12 estados membros da Comunidade, era de 14,3%. Obviamente que estes valores não são directamente comparáveis, em virtude do número de países envolvidos não ser o mesmo. Porém, a grande discrepância entre os valores apresentados pode ser somente explicada por diferenças principais de metodologia. Necessitamos, sem dúvida, de uma definição de cogeração reconhecida e largamente aceite por todos. A quantidade de electricidade produzida na cogeração, em relação ao valor da produção total de electricidade, parece não ter aumentado nos últimos 20 anos. Uma das explicações é que a competitividade na cogeração foi afectada, temporariamente, por um diferencial substancial de redução de preço entre o “input” dos combustíveis e o “output” da electricidade. Existem eventualmente outras razões, como mudanças estruturais no sector da electricidade, para explicarem a falta de desenvolvimento da cogeração. Por outro lado, depois da primeira crise energética, houve um largo consenso de que a

⁵ *Id.*, *ibid.*

eficiência energética, no geral, e o desenvolvimento da cogeração, em particular, eram mais necessários do que anteriormente, e que, por conseguinte, tinha que ser encorajada por medidas políticas e através da introdução de tecnologias mais eficientes. Ambos os instrumentos foram utilizados pelos estados membros e ao nível da Comunidade.

No campo das tecnologias, a Comunidade desenvolveu um programa de *R&D* aplicado às tecnologias de energia não-nucleares, incluindo a cogeração, que se iniciou em 1974, seguido, em 1978, por um programa de demonstração de tais tecnologias. Ambos os programas, com a designação de *JOULE-THERMIE*, foram incorporados no 4º Programa Estrutural da União Europeia, na Investigação e Desenvolvimento Tecnológico. Estes programas têm oferecido apoio financeiro para o desenvolvimento das tecnologias da energia nos últimos 20 anos.

Distintamente de muitos programas nacionais, os seus recursos financeiros não foram reduzidos desde a descida do preço do crude, em 1986.

A recuperação do calor desperdiçado com a cogeração tem sido um dos mais proeminentes sectores no campo da eficiência energética, o qual tem sido apoiado por esses programas, assim como as tecnologias dos processos de combustão, motores alternativos, turbinas a gás, células de combustível, etc. Desde 1990, mais de 45 projectos de cogeração foram já apoiados pelo programa Thermie.⁶

Destacam-se, em seguida, dez aspectos que podem estar relacionados com o desenvolvimento futuro da cogeração:

1º) Durante aproximadamente 2 décadas, temos desfrutado de preços estabilizados e razoáveis de crudes e electricidade. Embora os preços da electricidade tenham decrescido marginalmente, o diferencial de preços, (entre o “input” dos combustíveis e o

6 *Id.*, *ibid.*

“output” da electricidade), importante para a cogeração tem permanecido estável. Esta situação, a manter-se, pode criar confiança e um clima favorável para a planificação e o investimento em cogeração.

2º) As preocupações sobre o aquecimento global do planeta estão a aumentar. Para além da energia nuclear e energias renováveis, não existem alternativas reais para a redução das emissões do CO₂ na produção da electricidade. A eficiência energética e a cogeração terão papéis importantes a desempenhar na protecção ambiental, na próxima década. O meio ambiente será a principal força motriz para a cogeração nos próximos anos.

3º) Nos últimos anos, alguns estados membros têm promovido a cogeração com sucesso, em algumas situações. Exemplos com sucesso são os da Holanda, da Dinamarca, Espanha e Itália, que irão influenciar a tomada de decisões dos outros governos.

4º) A desregulação nos sectores de gás e electricidade, em vez de criar novos problemas, irá, a longo prazo, reduzir as barreiras não técnicas para a cogeração e promover o seu desenvolvimento.

5º) Podemos constatar uma mudança gradual de atitude nas companhias de electricidade, tornando-se cada vez mais preparadas para providenciarem um completo serviço aos seus clientes, mais do que venderem uma “commodity”. Se for bem compreendido, o Planeamento Integrado de Recursos (IRP) pode também significar a ajuda aos clientes para desenvolverem a cogeração, oferecendo, algumas vezes, um “parteneriado”.

6º) As companhias de distribuição de gás entendem ser de seu interesse apoiar os seus clientes a desenvolver a cogeração. Com um pequeno número de excepções, todo o território da União Europeia irá ser ligado à rede europeia de distribuição do Gás Natural. Este desenvolvimento irá criar novas oportunidades para a cogeração,

especialmente naqueles países onde o seu desenvolvimento tem sido limitado até agora.

7º) As dificuldades na localização de novas grandes instalações para produção de energia certamente não irão decrescer. Sabemos que, em Itália, os problemas de localização têm estado na origem do ressurgimento da cogeração. Desenvolvimentos semelhantes estão possivelmente a acontecer em outros países.

8º) Estão a ser introduzidas novas técnicas de financiamento, como o financiamento por terceiros, em Espanha e, em alguns casos, em Portugal. O financiamento por terceiros e as “joint ventures”, entre as companhias de distribuição de energia e os seus clientes, ajudarão a superar um dos principais problemas associados à cogeração que é o seu pesado investimento inicial.

9º) Novas tecnologias têm sido desenvolvidas. As instalações de cogeração possuem um alto grau de controle automático, sendo os recursos humanos necessários os mesmos que os das caldeiras convencionais. Novas tecnologias, como as células de combustível, irão, brevemente, estar disponíveis para novas aplicações.

10º) Os promotores da cogeração estão a associar-se e a organizar-se. Verificam-se associações nacionais, como a Cogen Portugal, que têm aumentado em aproximadamente todos os estados membros. Ao nível europeu, a Cogen Europa, também recentemente criada, empenha-se para trazer a mensagem da cogeração às instituições da União Europeia, enquanto coordena e estimula acções nos seus estados membros.

2. CONCEITO

Até recentemente, a turbina a vapor tem sido o principal motor para a produção de electricidade, utilizando a bem desenvolvida tecnologia do ciclo a vapor. O carvão, fuelóleo ou gás são queimados numa caldeira para produzirem vapor de alta pressão, depois, passam através de uma turbina a vapor utilizada para guiar um alternador que produz a electricidade. Depois de passar pela turbina, o vapor é condensado; a água quente resultante é bombeada em retorno para a caldeira para, sucessivamente produzir vapor em ciclo fechado. A turbina a gás era somente utilizada pela indústria de electricidade para satisfazer a procura em picos de carga. As instalações eram relativamente baratas, mas a desvantagem era uma reduzida eficiência de somente 25%.

Desenvolvimentos tecnológicos e a utilização de materiais melhorados com resistência a elevadas temperaturas têm estimulado uma nova tecnologia para as turbinas a gás. As novas tecnologias das turbinas têm possibilitado que se alcance a mesma eficiência que se alcançava com as turbinas a vapor, com a grande vantagem de pequenas unidades.

Para a produção de electricidade, os gases quentes de evacuação da turbina a gás são utilizados para produzirem vapor, o qual vai alimentar a turbina a vapor. Este princípio de ciclo combinado permitiu aos produtores de electricidade terem a oportunidade de produzir electricidade com uma eficiência de 50% ou mais elevado.

Para a cogeração, os gases quentes de evacuação produzem vapor para aplicação como calor de processo. Nesta perspectiva, uma eficiência global de 80% a 90% de “input” de energia pode ser alcançada.

De uma forma genérica, as grandes instalações de energia são mais eficientes na conversão de combustíveis primários em electricidade do que um número de instalações

pequenas de capacidade equivalente - beneficiam de economias de escala, como em outras actividades.

“Como a produção de electricidade de combustíveis fósseis é invariavelmente acompanhada pela produção de calor como um subproduto, a forma utilizada foi tentar aproveitá-lo. Este é o conceito de CHP (Combined Heat and Power)”¹.

O conceito cogeração engloba a produção e a exploração simultânea a partir da mesma fonte energética: de energia eléctrica (mecânica) e de energia térmica disponível em várias gamas de temperaturas.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 186/95 de 27 de Julho, a cogeração é o “processo de produção combinada de energia eléctrica e de energia térmica, destinando-se ambas ao consumo próprio ou de terceiros, com respeito pelas condições previstas no presente diploma” (artigo 2º, alínea a) do referido Decreto-Lei).

Segundo a COGEN Europa, a cogeração é “o método pelo qual é realizada uma utilização simultânea de calor e de electricidade”². Assim, a cogeração não é uma nova técnica, mas sim técnicas existentes para produção de electricidade, que podem ser reavaliadas na base da sua utilização combinada. Isto significa que os concorrentes naturais para o desenvolvimento da cogeração são a produção separada da electricidade e a produção separada do calor pelas caldeiras.

Mais adiante, efectua-se um balanço relativamente à adequação de uma instalação de cogeração face às necessidades energéticas.

A investigação e o projecto passaram a ter como tarefa fundamental a pesquisa de sistemas que possibilitassem converter o máximo possível de energia disponível, nos gases de combustão, em potência suplementar (mecânica, eléctrica, produção de vapor, aquecimento, frio, etc.).

1 Chadburn, Rodney (1994), “Opportunities for Combined Heat and Power in Europe”, p. 4, MDIS Publications Limited

2 Brown, Michael (1996), “Potential of Cogeneration and barriers in Europe”, APPEC National Conference, Centro Cultural de Belém, Lisboa.

Para uma análise correcta de um projecto de cogeração, deverá ser feito um estudo detalhado, ao longo do tempo, que avalie o equilíbrio entre as energias produzidas e as energias consumidas. O rigor desta análise é um factor determinante para o sucesso técnico e económico da instalação de cogeração.

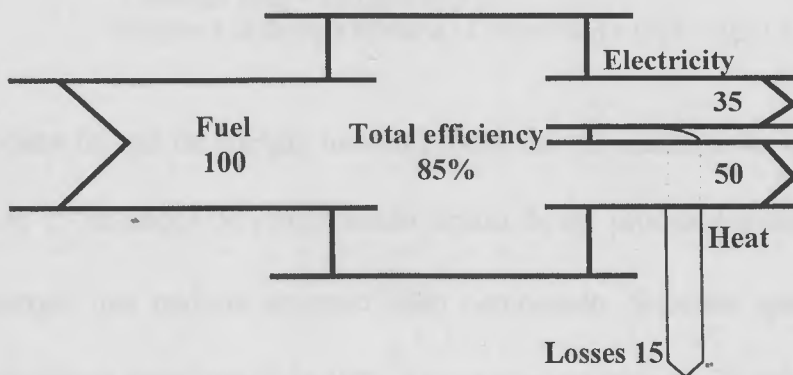
2.1. Balanço Energético entre Cogeração e Produção Separada³

O rácio entre a produção de electricidade e o calor gerado - E/H - é um factor importante.

A eficiência total de uma instalação de cogeração e a sua equivalente eficiência eléctrica são tão elevadas quanto menor for o rácio E/H. Inversamente, se o rácio E/H for elevado - especialmente se for maior do que 5 -, a instalação de cogeração aproxima-se da “performance” de uma instalação de ciclo combinado.

GRÁFICO 2.1.

SISTEMA DE COGERAÇÃO



FONTE: GEC ALSTHOM

E/H = 0.7
 Consumo = 100
 Eficiência Total = 85%

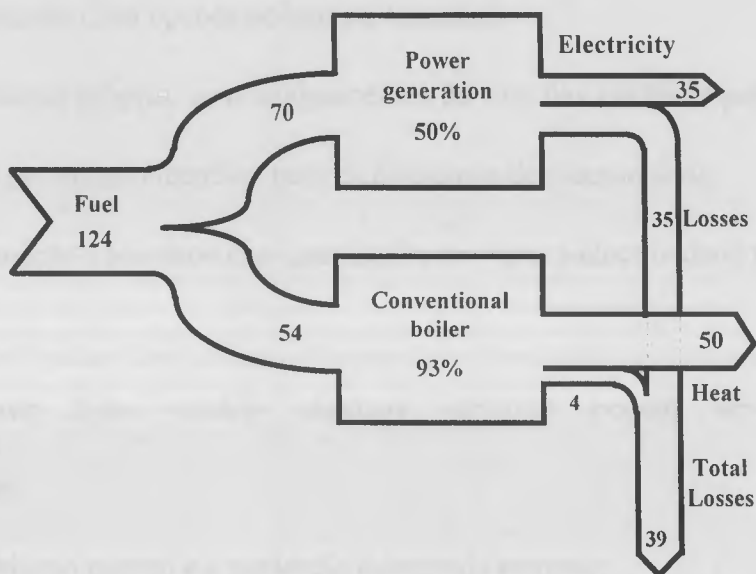
Consideremos o exemplo do Gráfico 2.1., em que são consumidas 100 unidades de combustível e em que um utilizador necessita de 50 unidades de calor e 35 unidades

³ Y. Boissenin (1992), Gec Alstom Technical Review, nº 10, p. 3

de electricidade. Utilizando uma instalação de cogeração com um rácio E/H de 0.7 (35/50), a sua eficiência pode alcançar 85%.

GRÁFICO 2.2.

SISTEMA CONVENCIONAL - SEPARADO



FONTE: GEC ALSTHOM

Eficiência na Produção de Energia = 50%

Eficiência na Caldeira = 93%

Consumo Total = 70 + 54 = 124

Eficiência Total = $85/124 = 68,5\%$

Poupança na Energia Primária - Combustível = $(124 - 100) / 124 = 19,3\%$

Se as duas formas de energia fossem produzidas separadamente, como ilustra o Gráfico 2.2., as 35 unidades de electricidade teriam de ser produzidas numa instalação térmica de energia que poderia ser num ciclo combinado. Supondo que a instalação tivesse uma eficiência aproximada de 50%, o seu consumo seria de 70 unidades (35/0.5) de combustível. Adicionalmente, 50 unidades de calor teriam de ser produzidas numa caldeira convencional. Assumindo uma eficiência de 93%, esta caldeira teria um consumo de 54 unidades (50/0.93) de combustível. O consumo total de combustível seria de 124 unidades (70 + 54), comparadas com as 100 unidades consumidas pela instalação de cogeração, para produzir a mesma energia total. A poupança na energia primária seria de 19,3% $((124-100) / 124)$ favorável à instalação de cogeração.

2.2. Adequação de uma Instalação de Cogeração Face às Necessidades Energéticas

As aplicações industriais em que se necessita de energia sob a forma de calor útil (normalmente utilizando vapor de água) e sob a forma de electricidade podem ser realizadas de várias formas.

Básicamente duas opções podem ser tomadas:

- a) Produção própria, com equipamentos do tipo das caldeiras para os consumos de vapor e dos geradores eléctricos para os consumos de electricidade.
- b) Aquisição a terceiros das quantidades de vapor e electricidade necessárias.

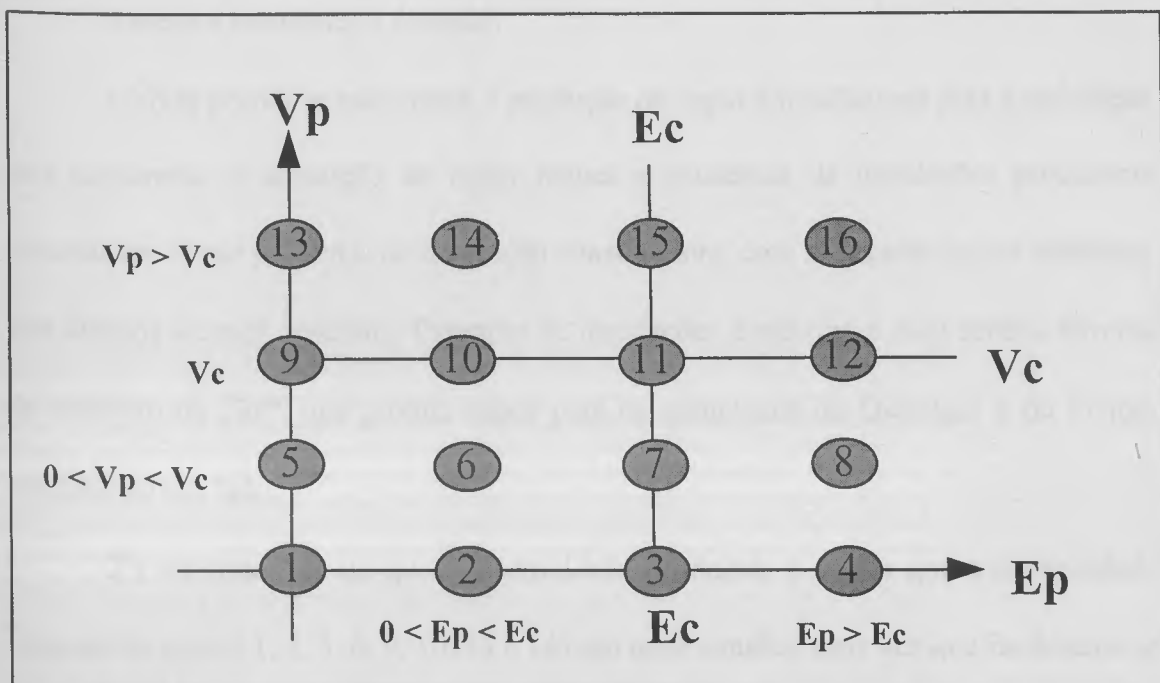
A partir deste cenário algumas variantes podem ser consideradas, nomeadamente:

- 1º) Produção parcial e a aquisição da energia restante.
- 2º) Produção superior às necessidades e venda do excesso.
- 3º) O recurso à cogeração como forma combinada de produção de vapor e electricidade, explorando numa forma mais eficiente o sistema energético.

O sector da indústria transformadora apresenta as maiores oportunidades para a sua implantação, sendo os sub-sectores com maior potencial os seguintes:

- | | |
|-----------------------|------------------------------|
| - Química | - Papeleira e pasta de papel |
| - Petroquímica | - Alimentar |
| - Siderurgia | - Têxtil |
| - Cerâmica | - Tijolos e argila |
| - Indústria automóvel | - Madeira |

GRÁFICO 2.3.



Legenda: E_p - Electricidade produzida

E_c - Electricidade consumida

V_p - Vapor produzido

V_c - Vapor consumido

No gráfico estão representadas 16 zonas que identificam 16 possibilidades de combinação entre a produção e o consumo de vapor e electricidade.

Desta forma temos:

Zona 1-- Não existe produção nem de vapor nem de electricidade, sendo necessário adquirir ambos para o funcionamento da instalação.

Zona 2, 3 e 4 -- Não existe produção de vapor, sendo a produção de electricidade respectivamente inferior, igual ou superior ao consumo.

Zona 5, 6, 7 e 8 -- Semelhantes às anteriores mas com a produção de vapor inferior às necessidades o que exige a aquisição do diferencial.

Zona 9, 10, 11 e 12 --O vapor é produzido nas quantidades necessárias ao consumo ($V^c = V^p$) e a electricidade varia consoante os casos.

Zona 13, 14, 15 e 16 -- A produção de vapor excede o consumo ($V^p > V^c$),

podendo o excedente ser comercializado.

Aspectos relevantes a destacar:

1º) Nas primeiras oito zonas, a produção de vapor é insuficiente para a satisfação dos consumos. A aquisição de vapor requer a existência de instalações produtoras situadas em zonas próximas da instalação consumidora, com as características indicadas nos últimos 4 casos descritos. Exemplo de instalações deste tipo é o da central térmica do Barreiro da EDP, que produz vapor para os complexos da Quimigal e da Fisipe, situados ao seu lado.

2º) As situações em que a electricidade produzida é menor que a electricidade consumida (zonas 1, 2, 5, 6, 9, 10, 13 e 14) são mais simples, uma vez que facilmente se poderá aceder à rede eléctrica de distribuição para suprir as necessidades, sem os limites físicos das distâncias que existem para as redes de vapor.

3º) As situações em que a instalação produtora poderá vender electricidade ao exterior (zonas 4, 8, 12 e 16) estão contempladas pela legislação do auto-produtor.

4º) As zonas 6, 7, 8, 10, 11, 12, 14, 15, e 16 correspondem à produção própria de vapor e de electricidade.

3. ANÁLISE MULTICRITÉRIOS

A análise multicritérios consiste, no fundamental, numa escolha de critérios e dum sistema de ponderação desses mesmos critérios. Assim, a classificação final de um produto é consequência de um somatório de resultados parciais, decorrentes da aplicação de critérios previamente definidos, que se admitem ajustados e adequados à competitividade entre os combustíveis no sector da cogeração.

Para o presente estudo, seleccionaram-se cinco critérios base que foram subdivididos em vários subcritérios, com os seguintes coeficientes de ponderação:

1) Impacto das Questões Ambientais	0,25
2) Impacto das Tecnologias Existentes	0,2
3) Impacto do Custo de Capital na Escolha da Instalação	0,2
4) Impacto da Viabilidade / Disponibilidade do Combustível	0,15
5) Factores Institucionais	0,2

Em função das ponderações atribuídas em cada critério, agrupamos e classificamos os produtos da seguinte forma:

Produtos com potencialidades elevadas de aplicação;

Produtos com potencialidades de desenvolvimento consideráveis;

Produtos com potencialidades de desenvolvimento intermédio;

Produtos com potencialidades reduzidas.

Os produtos analisados são: **carvão importado com teor em enxofre menor ou igual a 1%, fuelóleo com teor em enxofre menor ou igual a 0,3% (VLSFO), fuelóleo com teor em enxofre menor ou igual a 1% (LSFO), fuelóleo com teor em enxofre menor ou igual a 3,5% (HSFO) e gás natural.**

3.1.) IMPACTO DAS QUESTÕES AMBIENTAIS

O coeficiente de ponderação de 25% atribuído às questões ambientais prende-se à cada vez maior importância que os problemas ambientais assumem actualmente e à sua implicação directa em relação aos outros critérios, nomeadamente no impacto do custo de capital, na escolha da instalação e no impacto das tecnologias existentes, como adiante se descrevem em capítulo próprio.

O crescimento económico implica a utilização de matérias primas, de energia e de recursos cada vez mais escassos que podem ter impactos ambientais negativos com consequências nefastas sobre o meio ambiente, como a alteração paisagística, a preservação das espécies e a consequente alteração dos equilíbrios existentes.

“A questão da preservação do ambiente não é um problema novo, mas a sua importância é acrescida pela discussão sobre a natureza global e pela consciência de que não se tem invertido a tendência para a sua deterioração, as quais, por sua vez, fazem ressaltar a eventual incompatibilidade entre o crescimento e os recursos que o proporcionam”¹.

As medidas tomadas isoladamente a nível nacional, atendendo à dimensão global do problema, podem não ter grandes reflexos na sua resolução, possuindo, todavia, probabilidades de afectar a competitividade da economia que as adoptar. Assim, é fundamental “garantir condições ambientais que sejam homogéneas nos vários mercados em que as economias nacionais competem, para evitar distorções no modo como os investimentos proporcionam o crescimento”². Actualmente, assistem-se a esforços desenvolvidos internacionalmente para encontrar respostas que sejam consensuais e que suportem o desenvolvimento sustentável, como ilustra a realização da Conferência do Rio, a primeira negociação mundial sobre o ambiente.

¹ “Energia 1995-2015 - Estratégia para o sector energético” - Minist. da Indústria e Energia, Secret. de Estado e Energia, p. 35.
² *Id.*, *ibid.*, p. 36.

Paralelamente, assiste-se, um pouco em toda a parte, a reformas institucionais a que os sistemas energéticos têm sido submetidos, por forma a criar uma homogeneização dos padrões ambientais.

Assim, uma integração cada vez maior entre políticas energéticas e ambientais será essencial para a definição da política energética, tendo em consideração a sua dimensão ambiental.

3.1.1. IMPACTO AMBIENTAL NA COMUNIDADE

No âmbito da Comunidade Europeia, também se tem assistido, ao longo dos anos, a uma crescente integração das políticas energética e ambiental com o objectivo de minimizar os efeitos para o ambiente, resultantes da produção, transformação e utilização da energia.

Existem já, ao nível da Comunidade, várias medidas em vigor, contemplando questões relacionadas com as chuvas ácidas, com a qualidade do ar e com o chamado “efeito de estufa”.

Em 1993, o Conselho adoptou o Quinto Programa Ambiente que estabelece os objectivos das principais acções até ao fim do século, com destaque para a melhoria da eficiência energética e para a estratégia das limitações das emissões de dióxido de carbono.

Os programas energéticos SAVE, ALTENER, JOULE, THERMIE e SYNERGY contêm objectivos de ordem ambiental, que consideram as recomendações do Quinto Programa.

Assim:

- o Programa ALTENER destina-se a apoiar o desenvolvimento das energias renováveis;

- o Programa SAVE destina-se a apoiar medidas de enquadramento ao aumento de eficiência energética.

- o Programa THERMIE destina-se a apoiar o desenvolvimento, demonstração e disseminação de novas tecnologias energéticas;

Estes são alguns programas de apoio ao aprofundamento da eficiência energética e ao desenvolvimento de tecnologias e energias ambientalmente positivas.

Actualmente, e inserida no âmbito da estratégia da União Europeia de Combate à Acidificação, o Jornal Oficial das Comunidades Europeias, em 21-06-97, publicou uma Proposta de Directiva do Conselho, relativa à redução do teor de enxofre de determinados combustíveis líquidos, que altera a Directiva 93/12/CEE. Esta Proposta de Directiva refere-se ao HSFO - fuelóleo pesado - e ao gasóleo (excluído o combustível para motores diesel). Desta forma, “os Estados Membros tomarão todas as medidas necessárias para garantir que, a partir de 1 de Janeiro de 2000, não possam ser utilizados nos seus territórios fuelóleos pesados cujo teor de enxofre exceda 1% em massa”³.

Contudo, desde que as normas da qualidade do ar fixadas para o dióxido de enxofre sejam respeitadas⁴, e que a contribuição para a poluição transnacional seja negligenciável, um Estado Membro pode autorizar a utilização de fuelóleos pesados com um teor de enxofre entre 1% e 2,5% em massa, no seu território ou em partes dele.

Estas disposições não se aplicam aos fuelóleos pesados utilizados em instalações de combustão de potência térmica nominal, igual ou superior a 50 MW, uma vez que estas são consideradas instalações novas, de acordo com a definição constante do n.º 9 do artigo 2º da Directiva 88/609/CEE, e que cumprem os limites de emissão de SO₂ previstos para essas instalações, no artigo 4º e no anexo IV da referida directiva. Também não se aplicam aos fuelóleos pesados utilizados em instalações de Combustão ou em instalações cimenteiras distintas das atrás mencionadas, na condição das emissões

³ “Jornal Oficial das Comunidades Europeias” - p. N° C 190/11 artigo 3º de 21-06-97.

⁴ Directiva 80/779/CEE - JO n° 229 de 30-08-80, p.30.

de SO₂ destas instalações serem inferiores ou iguais a 1700mg, SO₂ / Nm³.

A indústria de refinação e as companhias petrolíferas serão os principais sectores afectados. Os principais utilizadores do HSFO, como as centrais eléctricas e as indústrias, serão também afectados. Em consequência, o preço do LSFO será mais elevado, mesmo atendendo às derrogações permitidas pela proposta da directiva.

Os efeitos com maior impacto nas economias de processos far-se-ão sentir mais nos países em que aquele limite não é adoptado, como é o caso português, tal como se pode constatar pela Tabela 3.1.1. que se apresenta.

Desta forma, as refinarias deverão modificar os seus procedimentos de refinação, instalar novas unidades de produção e/ou efectuar “mix” para modificar o teor em enxofre e utilizar técnicas semelhantes ao FGD, com impacto nas economias de processos. Outra hipótese é actuarem no petróleo bruto com impacto também nas economias de processos.

Os utilizadores deverão certificar-se se os produtos fornecidos estão de acordo com o teor de enxofre. Elevados investimentos serão necessários, atendendo ao tipo de craqueamento sobre leito fluidizado utilizado, e a Comunidade estima que para Portugal, nas refinarias e noutras unidades de conversão, os investimentos serão superiores a 10 milhões de contos⁵. A estimativa dos custos baseia-se só no pressuposto de que se irá proceder à dessulfuração dos fumos, sem se considerar outras hipóteses.

As emissões das Grandes Instalações de Combustão (GIC's) encontram-se regulamentadas pela Directiva 88/609/CEE, a qual estabelece os limites para a emissão de SO₂, de NO_x e de partículas, em instalações com potência térmica igual ou superior a 50 MW, abrangendo, na prática, a totalidade das centrais termoeléctricas, as refinarias

⁵ “Europe Environment” n.º 499 p.15, 6-5-97.

TABELA 3.1.1.**ESTATÍSTICAS ⁶ RESPEITANTES À UTILIZAÇÃO DO TEOR DE ENXOFRE
MÉDIO DENTRO DOS ESTADOS MEMBROS**

PAÍS	Consumo anual total em 1995(KT)	Teor médio de S
Bélgica	1976	~1,0
Dinamarca	811	~1,0
Alemanha	7012	1,2
Grécia	2677	2,7
Espanha	8222	1/3,5
França	7275	2,1
Irlanda	1284	~2,0
Itália	30586	1,53
Luxemburgo	-	-
Holanda	1176	2,2
Áustria	930	0,96
PORTUGAL	3669	3,2
Finlândia	1678	1,1
Suécia	1930	0,3
Reino Unido	6710	2,18

FONTE: Informações fornecidas pelos Estados Membros em 11-12-96⁷.

e ainda as maiores unidades de produção de vapor e/ou electricidade existentes na indústria transformadora portuguesa⁸.

“Trata-se de uma das mais complexas discussões da área energética e ambiental, com desfecho ainda claramente incerto, mas que, eventualmente, poderá vir a ter repercussões não negligenciáveis tanto para os sectores energéticos da União como para as próprias empresas utilizadoras da energia”⁹.

O Jornal Oficial da Comunidade Europeia (JOCE) também publicou recentemente, em 6-5-97, uma proposta de uma Directiva, reestruturando o quadro

⁶ “Programa Nacional de Redução de Emissões das GIC’s” - Inst. de Meteorologia, Grupo de Trabalho das GIC’s. 21-01-97.

⁷ “Europe Environnement” n° 499 p.15, 6-5-97.

⁸ Veja-se a nota 6 deste capítulo.

⁹ “Energia 1995-2015 - Estratégia para o sector energético” - Minist. da Indústria e Energia, Secret. de Estado e Energia, p.52.

comunitário de taxaço de produtos energéticos, que está actualmente a ser analisada pelas diferentes instâncias administrativas e políticas dos estados membros. Esta proposta constitui uma nova tentativa da Comissão para responder ao objectivo, que tinha sido fixado em Outubro de 1990 pelo Conselho Energia/Ambiente, de estabilizar os níveis de emissões de CO₂ no ano 2000; foi proposta, na altura, a aplicaço de uma taxa CO₂/Energia que, com esta nova proposta, está neste momento à margem da discussão. Inicialmente, a taxaço energética, de acordo com as directivas 91/81 e 92/82, estava limitada aos óleos minerais; com a nova proposta, foi alargada às fontes de energia seguintes: a) carvão, coque, lenhite, betume e produtos derivados; b) gás natural; c) electricidade e calor gerado da produço de electricidade.

3.1.2. IMPACTO AMBIENTAL EM PORTUGAL

Conforme informaço do Instituto de Meteorologia, está ainda em preparaço o apuramento dos factores de emissão, ao contrário do que existe nos outros países.

Portugal apresenta emissões de poluentes atmosféricos por habitante muito inferiores à média comunitária, inferiores ao peso relativo da sua populaço, como se poderá constatar nas tabelas 3.1.2. e 3.1.3.. Desta forma, pensamos que qualquer política limitativa e restritiva em termos ambientais deverá ter sempre presente aquela realidade, de modo a que, a longo prazo, todos apresentem uma qualidade ambiental idêntica. Esta será uma das formas a ter em consideraço à relaço entre crescimento económico e consumo de energia e de caminhar para uma aproximaço dos níveis de desenvolvimento económico.

Portugal, para assegurar um crescimento sustentável, terá em nosso entender, inevitavelmente de aumentar as suas emissões poluentes, atendendo às tecnologias existentes ou às que é possível assimilar, com o risco de poder comprometer o seu desenvolvimento económico, se a articulaço entre as políticas ambiental e energética não tomarem em consideraço aquele aspecto. Por outro lado, o facto de Portugal ser

TABELA 3.1.2.**ESTRUTURA DAS EMISSÕES DE POLUENTES E DA POPULAÇÃO NA UE,
EM 1990 (%)**

PAÍS	SO2	CO2	NOx	POPULAÇÃO
Alemanha	28,6	33,0	27,3	23,0
Bélgica	1,7	3,7	3,0	2,9
Dinamarca	0,9	1,7	2,0	1,5
Espanha	18,0	6,9	9,3	11,3
França	7,4	12,0	15,5	16,4
Grécia	4,2	2,4	2,1	2,9
Irlanda	0,9	1,0	0,7	1,0
Itália	14,0	13,2	14,0	16,8
Luxemburgo	0,1	0,4	0,3	0,1
Países Baixos	0,7	5,2	4,3	4,4
PORTUGAL	2,0	1,3	2,0	2,9
Reino Unido	21,6	19,0	19,4	16,7
UE - 12	100,0	100,0	100,0	100,0

FONTE: Energia 1995-2015, cap. V., Características do Sistema Energético Português

um dos países que menos contribui para as emissões globais na UE terá que ser levado em consideração, na discussão sobre formas de “articulação entre política ambiental e política energética, nomeadamente no que se refere à eventual aplicação das designadas eco-taxas”¹⁰.

¹⁰ *Id.*, *ibid.*, p. 63.

TABELA 3.1.3.**EMISSÕES DE CO2 POR HABITANTE EM 1990**

PAÍS	Toneladas por habitante	Índice (UE=100)
Alemanha	12,7	143
Bélgica	11,3	127
Dinamarca	10,3	116
Espanha	5,4	61
França	6,5	73
Grécia	7,3	83
Irlanda	8,7	99
Itália	7,0	79
Luxemburgo	33,2	374
Países Baixos	10,5	119
PORTUGAL	4,1	46
Reino Unido	10,1	114
UE - 12	8,9	100,0

FONTE: Energia 1995-2015, cap. V., Características do Sistema Energético Português

$$x \text{ t (CO}_2\text{)} = 44/12. y \text{ t (C)}$$

3.1.3. POLÍTICA DE LIMITAÇÃO DE EMISSÕES

As implicações das actividades energéticas sobre o ambiente fazem-se sentir sobre o uso do solo, a utilização e contaminação da água e a contaminação atmosférica.

O impacto sobre o ar é o mais importante, tendo os outros efeitos, nos últimos tempos, tomado dimensões preocupantes e crescentes.

Entre os poluentes de maior significado emitidos para a atmosfera temos os óxidos de enxofre, os óxidos de azoto, as partículas, o chumbo, o monóxido de carbono

e sobretudo os gases que contribuem para o “efeito de estufa”, com destaque para o CO₂.

As fontes fixas, nomeadamente as GIC's, como as centrais térmicas de produção de electricidade, contribuem para as emissões de óxidos de enxofre (SO₂).

No caso dos óxidos de azoto (NO_x), mais de 60%¹¹ das emissões provêm de fontes móveis - sectores de transportes -, sendo menos relevantes as procedentes de instalações de combustão fixas. Ao contrário do SO₂ e do CO₂, as emissões de NO_x dependem não só dos combustíveis, mas também das tecnologias empregues e das condições de combustão.

As centrais térmicas e o sector de transportes foram em 1995 responsáveis, cada um em Portugal, por cerca de 1/3 do total das emissões de CO₂. A longo prazo, a produção de electricidade terá tendência para assumir maior importância, embora relativa.

Outras políticas, que não visam directamente a redução de emissões, contribuem indirectamente para esse facto, como a exploração de recursos renováveis, eficiência energética e a recente penetração da rede de gás natural, cujos efeitos de substituição em relação a outros combustíveis já começaram a fazer-se sentir.

As medidas que directamente visam limitar as emissões dependem do poluente, atendendo à responsabilidade variável dos vários sectores, das tecnologias empregues e do custo de capital associado a cada tecnologia, assim como à natureza e local, regional ou global, do problema.

No entanto, pensamos que será importante gerir de uma forma consciente o “trade-off” entre as medidas regulamentares impostas e os mecanismos de mercado, por forma a minimizar os custos globais e a permitir uma flexibilização de soluções para as indústrias e para o país.

¹¹ *Id.*, *ibid.*, p. 161.

Área de Actuação 1- Aplicação de instrumentos legais sobre emissões e combustíveis

- reduzir progressivamente o teor de enxofre no fuelóleo;
- promover a realização de acordos voluntários para a redução de emissões com as grandes indústrias e, designadamente, com as centrais eléctricas.

Área de Actuação 2- Modificação das estruturas de produção

- introduzir queima mista em alguns dos actuais grupos a fuel, de forma a poderem utilizar gás natural;
- promover, através de legislação e incentivos, a cogeração a gás natural, desincentivando, ao mesmo tempo, a cogeração a fuel.

3.1.4. COMENTÁRIOS À LEGISLAÇÃO EXISTENTE E SUA EVOLUÇÃO AO NÍVEL DA CE E PORTUGAL

3.1.4.1. Portarias e Directivas

Em Portugal, a legislação mais importante para o critério que se analisa é a Portaria 286/93 e a Portaria 1058/94. As críticas mais pertinentes, no nosso ponto de vista, relativamente à primeira portaria, prendem-se com a falta de coerência em se associarem os limites máximos de emissão de SO₂ à percentagem do teor de enxofre no produto.

Como mais adiante se explana, existem tecnologias já demonstradas que limitam os teores das emissões. Seria mais correcto deixar aos operadores a escolha da melhor tecnologia que cumprisse os limites fixados para os vários itens, sendo o nosso entendimento que a melhor tecnologia é a de menor custo associado e que cumpre os requisitos impostos legalmente.

Desta forma, os operadores individuais seriam livres para seleccionar a combina-

¹² “Energia 1995-2015, Estrat. para o sector energético” - M. da Indústria e Energia, S. de Estado e Energia, pp.162 e 163.

ção do tipo de instalação e combustível que cumprissem tão economicamente quanto possível o propósito final. Nos mercados eficientes, os sinais do correcto “pricing” seriam enviados aos produtores dos diferentes combustíveis (e.g., Carvão, HSFO, LSFO, VLSFO e Gás Natural) para os disponibilizarem, de acordo com as necessidades do mercado, e satisfazerem a procura total ao mais reduzido custo.

O mesmo se aplica aos limites estipulados pelo CAE (Código de Actividade de Empresa).

A Directiva das Grandes Instalações de Combustão foi aprovada pelo Conselho das Comunidades em Novembro de 1988.

A referida Directiva tem 2 componentes principais:

- 1ª) valores limites de emissões para o dióxido de enxofre e óxidos de azoto para novas instalações (ou instalações modificadas), que dependem da capacidade da instalação e do combustível utilizado;
- 2ª) objectivos de redução e tectos máximos globais para as emissões das instalações existentes, que são fixados separadamente por cada estado membro.

De seguida, faremos alguns comentários, que nos pareceram pertinentes, sobre esta Directiva.

A mais importante observação é que ela não permite a certos estados membros beneficiar das políticas energéticas que já estavam a adoptar. A França decidiu nos anos 70 adoptar um programa principal de energia nuclear para compensar a sua escassez de recursos naturais. Como produto fortuito desta política, as emissões nocivas, produzidas por KWh de electricidade, são mais reduzidas do que na maioria dos outros países. Tem ainda que reduzir as emissões totais das grandes instalações, de forma a que “per capita” sejam menores do que na maioria dos outros países. Uma situação semelhante aplica-se

à Holanda, onde o gás natural é utilizado numa parte substancial para produção de energia.

A segunda constatação é a aparente injustiça nos limites fixados separadamente por tipo de combustível. Compreendem-se as razões baseadas no tipo de combustível - limites específicos - unicamente nos casos em que os limites foram fixados de acordo com o que é razoável, técnica e exequívelmente. Pensamos que em vez disso, teria havido mérito em fixar limites em relação a um produto final particular - e.g. por KWh de energia produzida, ou tonelada de vapor produzida.

As GIC's não têm adoptado este conceito de actividade - limites de emissões relacionados. Em contraste, a mais recente proposta de uma directiva consolidada, de emissões gasosas para veículos de passageiros, encarnou o princípio. Aqui, é proposto que cada um dos limites deve ser fixado, independentemente do combustível do motor (gasolina ou diesel) e independentemente da capacidade do motor. É ainda uma proposta, mas pode marcar uma importante mudança no pensamento em relação aos limites das emissões. Talvez se a directiva das GIC's for revista, possivelmente no contexto de uma revisão dos limites de dióxido de carbono, possa então ser aplicado um princípio semelhante.

A última observação a fazer é a incerteza em relação à definição de instalação modificada. Que mudança substancial deve ser efectuada numa instalação existente para que possa ser classificada como modificada e, por conseguinte, evitar as mais apertadas restrições em relação às novas instalações? Um problema mais interessante pode surgir quando um operador pretende modificar a sua instalação para ser capaz de queimar "orimulsion". Será que isso é uma modificação substancial? No Reino Unido, uma das empresas públicas de electricidade conduz uma experiência nestas condições com a orimulsão. Em Portugal, as GIC's existentes (licenciadas antes de 1-7-87) comportam os sectores eléctrico, pasta de papel, petroquímico, siderúrgico e refinação de petróleo.

Quer a Directiva, quer a Portaria apenas estabelecem valores globais nacionais de emissão proveniente de novas GIC's e do conjunto das GIC's existentes; são também estabelecidos “plafonds” anuais globais de emissão de SO₂ e NO_x - Tabela 3.1.4. - a gerir por cada Estado-Membro, de acordo com um Programa de Redução de Emissões a apresentar à Comissão e cujos relatórios terão que ser enviados anualmente. A elaboração do Programa conduz necessariamente à repartição do esforço de redução das emissões pelos vários sectores industriais, como se poderá constatar na Tabela 3.1.5. e Tabela 3.1.6.

TABELA 3.1.4.

LIMITES MÁXIMOS DE EMISSÕES DE SO₂ E NO_x

Poluentes	1ª fase 1993	2ª fase 1998	3ª fase 2003
SO ₂ (Kt)	232	270	206
NO _x (Kt)	59	64	-

Fonte: Anexos I e II da Directiva 88/609/CEE e Anexo VI da Portaria nº 286/93

TABELA 3.1.5.

REPARTIÇÃO DAS EMISSÕES DE SO₂ PELOS DIFERENTES SECTORES

Sectores	1996 (Kt)	1998 (Kt)	2000 (Kt)	2003 (Kt)
Eléctrico	218,0	219,0	190,0	165,0
Pasta de Papel	10,0	10,0	9,5	9,0
Petroquímico	7,2	7,2	6,2	6,2
Siderúrgico	2,3	2,3	2,3	1,8
Ref.Petróleo	30,5	30,5	26,0	22,0
Total	268,0	269,0	234,0	204,0

Fonte: “Programa Nacional de Redução de Emissões das GIC's”, p. 4, Instituto de Meteorologia/Grupo de Trabalho das GIC's, 1997.

Como medidas de redução, o sector eléctrico prevê o controlo das emissões do SO₂ através da actuação ao nível da qualidade dos combustíveis. As centrais termoeléctricas a carvão continuarão a consumir carvão importado com baixos teores de enxofre (~1%). As centrais termoeléctricas a fuelóleo adoptarão progressivamente combustíveis mais limpos, com incidência nos respectivos teores de enxofre. Em relação ao NO_x, as medidas incluem a adopção de alterações nas condições de queima, com a instalação de queimadores tipo “low-NO_x” em duas das três maiores centrais.

O sector da pasta de papel prevê, entre outras medidas, a optimização de sistemas e equipamentos existentes, onde se inclui a adopção de tecnologias OFA (de redistribuição do ar de combustão) e LNOG (queimadores tipo “low-NO_x”) e a introdução de ar terciário, para além da redefinição de estratégias destinadas ao controlo de emissões, como o aumento de consumo de casca e a reconversão de instalações para gás natural.

TABELA 3.1.6.

REPARTIÇÃO DAS EMISSÕES DE NO_x PELOS DIFERENTES SECTORES

Sectores	1996 (Kt)	1998 (Kt)
Eléctrico	54,5	54,5
Pasta de Papel	3,6	3,6
Petroquímico	0,9	0,9
Siderúrgico	0,4	0,4
Ref. Petróleo	4,3	4,3
Total	63,7	63,7

Fonte: “Programa Nacional de Redução de Emissões das GIC’s”, p. 4, Instituto de Meteorologia/Grupo de Trabalho das GIC’s, 1997.

O sector petroquímico prevê a redução das emissões de SO₂ com a aquisição de fuelóleo com baixo teor de enxofre (actualmente é de cerca de 3%) e/ou aumentando a

queima de fuelóleo de pirólise ($S < 0,5\%$) e fuel-gás. Em relação ao NOx, prevê a queima de maior quantidade de fuel-gás e/ou aquisição de queimadores tipo “low-NOx”.

O sector siderúrgico prevê, entre outras medidas, a optimização permanente dos consumos energéticos, visando a melhoria do rendimento da instalação existente com a consequente redução de emissões; também prevê a instalação de novos queimadores, visando, inclusivamente, a utilização do gás natural.

As refinarias prevêem a utilização de combustíveis com menores teores de enxofre e a utilização de queimadores tipo “low-NOx”. Neste sentido, terá que haver revisão dos programas de aprovisionamento dos crudes com impacto nas economias de processo.

Pensamos que a utilização de outras tecnologias, como unidades de FGD ou reconversão das actuais instalações, se bem que impliquem elevados investimentos, poderão beneficiar, a longo prazo, de economias de escala e estabelecerem “trade-offs” mais eficientes, prevendo a não dependência estratégica de um só produto (e.g., gás natural) e a resolução de alguns problemas logísticos.

3.1.4.2. Emissões de Dióxido de Carbono

As emissões de CO₂ são o aspecto mais importante que está a ser discutido presentemente pela Comunidade Europeia. A proposta inicial do Conselho Energia/Ambiente, em Outubro de 1990, era estabilizar os níveis de emissões no ano 2000. A sua implementação seria outro aspecto a considerar. Outros itens específicos da proposta eram:

a) a necessidade de desenvolver políticas energéticas e de transportes na persecução de reduzidas emissões de CO₂; isto incluiria o custo efectivo dos sistemas de transporte público para pessoas e bens;

b) aproveitamento completo de conservação de energia e medidas de eficiência;

c) promoção da disponibilidade de acesso e utilização de combustíveis com menor carbono (*e.g.*, gás natural e eventualmente hidrogénio).

Como forma secundária de concessão para forte procura, a proposta admitia:

a) que alguns estados membros não estivessem ainda em posição de se comprometerem com este objectivo;

b) que outros países, com níveis de necessidades energéticas relativamente reduzidos (como por exemplo, Portugal em relação a CE), não seriam capazes de evitar um aumento de utilização das suas necessidades energéticas, devendo, então, aplicar estratégias para aumentar a eficiência energética das suas actividades industriais no seu desenvolvimento económico.

Neste momento, a publicação no JOCE em 6-5-97 da Proposta de Taxação de Produtos Energéticos (PTPE), constitui uma nova tentativa da Comissão de reexaminar as taxas sobre os combustíveis fósseis, alargando-as a outros produtos (*e.g.*, carvão, gás natural, electricidade e calor gerado com a produção de electricidade). Também corresponde ao objectivo de estabilizar os níveis de emissões de CO₂, que inicialmente se pretendia atingir com a aplicação da taxa CO₂/Energia que agora está à margem de discussão.

Analisando os documentos (“Objectivos e Disposições” e “Avaliação do Impacto da Proposta”), que compõem a PTPE, existem alguns aspectos que gostaríamos de questionar, nomeadamente:

a) Se as emissões de CO₂ pudessem ser estabilizadas através de medidas de investimento (ambas no ponto de produção de energia e consumo), qual seria o custo? Quanto é que isso poderia aumentar os preços de consumo de energia? Haverão recursos suficientes para satisfazerem as necessidades de investimento?

b) Houve alguma verificação para se constatar se ainda, com uma combinação de investimento e troca de combustível, é tecnicamente possível limitar o CO2 sem restringir significativamente a utilização de energia?

c) Com a convicção de que a utilização de combustíveis limpos será necessária (e.g., gás natural), haverão reservas suficientes para além do ano 2000 ou até que limite os preços do gás poderão aumentar para satisfazer aquela procura?

d) Se a utilização de energia tem que ser significativamente reduzida, quais serão as consequências políticas, industriais e económicas?

Por outro lado, existem alguns estados membros (e.g., Alemanha e Suécia) para os quais os valores da proposta não são suficientes, solicitando mais 25% durante a 1ª década do próximo centenário!

3.1.4.3. Proposta para Eficiência Energética

Em paralelo com outras proposta do Concelho, foi preparada uma outra com a preocupação de promover a eficiência energética na Comunidade.

A base desta proposta é um objectivo que tinha sido traçado em 1986, de redução da intensidade energética em 20% em 1996. Embora algum progresso tenha sido efectuado na 1ª parte deste período de 9 anos, tornou-se evidente, no virar da década, que o objectivo seria somente satisfeito se uma série de programas de eficiência energética fossem estabelecidos.

A Comunidade iniciou uma série de medidas intituladas Programas SAVE (“Specific Actions for Vigorous Energy Efficiency”). Se todas as medidas do programa fossem completamente aplicadas, então, poderiam ser conseguidas poupanças energéticas finais de 100 mtep na Comunidade. O primeiro programa foi projectado para 5 anos (1991-1996) - SAVE I, estando em vigor o SAVE II (1997-2000)-, e para ser um objectivo de eficiência política. As medidas isoladas do Programa SAVE não

eram suficientes para satisfazerem o objectivo de estabilização de emissões de CO₂, por volta do ano 2000. Seriam necessárias outras medidas.

Existem 3 pontos fundamentais no Programa SAVE:

- a) melhoria na “performance” técnica dos equipamentos;
- b) introdução de medidas financeiras projectadas para influenciarem a utilização de energia;
- c) uma terceira categoria de medidas cujo objectivo era influenciar o comportamento do consumidor.

Analisando em particular estas medidas, temos:

a) medidas técnicas foram planeadas para melhorarem a eficiência na utilização da energia e transformação. Por exemplo, no sector dos imóveis, que contabiliza 40% do consumo de energia final, existe ainda âmbito considerável para aumentar o isolamento térmico. Foram propostos “standards” de isolamento mínimo para os imóveis, de acordo com as zonas climáticas na comunidade. No sector de transportes seriam necessárias “performances” mínimas para os automóveis, com o objectivo de reduzir rapidamente os níveis de emissões de CO₂. No campo de transformação de energia, uma forte ênfase foi focalizada na cogeração, a qual já recebia apoio através do programa Thermie. Foram feitos e sugeridos esforços para garantirem que todos os obstáculos institucionais aos projectos de cogeração fossem removidos;

b) três tipos de medidas financeiras e de taxaço foram consideradas. A primeira advém da promoção da 3ª parte no financiamento. O conceito de tal financiamento é que uma terceira parte efectua um investimento de poupança energética e é paga pelas poupanças energéticas realizadas. Este processo pode facilitar investimentos em situações em que o proprietário da instalação requeira um pequeno período de “pay-back” que não pode ser satisfeito. Existe uma considerável abrangência para que este conceito seja aplicado desde que hajam numerosos exemplos de boas oportunidades de investimento de

poupança de energia, para as quais o retorno do investimento não é visto pelo proprietário da instalação como suficiente;

A segunda série de medidas dentro deste conceito consiste no “planeamento de menor custo e gestão do lado da procura”. Tem sido argumentado que as empresas públicas de electricidade, no seu entusiasmo em construir novas instalações de energia, reduziram outros meios de conseguirem os mesmos benefícios finais.

O planeamento de menor custo é projectado para examinar ambas as opções de oferta e procura, por forma a chegar àqueles benefícios com os menores custos. Como o financiamento pela terceira parte está na sua fase inicial, ao longo do tempo pode efectuar uma contribuição substancial reduzindo a procura da energia primária.

A terceira medida financeira, e a que é mais frequentemente discutida, consiste em instrumentos de taxaçaõ como um meio de promoção da eficiência energética. A recente Proposta de Taxação sobre os Produtos Energéticos pode ser inserida nesta medida. Alguns países como a Dinamarca e Itália seguem já este princípio há já alguns anos. Dentro desta medida existem dois princípios gerais: 1º) a imposição de taxas muito elevadas para reduzir o consumo através do efeito convencional do preço; 2º) a colecta de taxas a diferentes níveis, de acordo com o efeito poluidor das diferentes actividades. Aqui, o objectivo é que a taxa colectada nas diferentes actividades possa ser utilizada para subsidiar investimentos na poupança de energia e projectos de redução de poluição.

Esta última medida, como a adopção da PTPE pode ter consequências políticas, industriais e económicas importantes no seio dos diferentes países da Comunidade.

c) medidas relacionadas com o comportamento do consumidor também podem ser utilizadas para provocar uma mudança maior no consumo de energia dos consumidores. Parte destas medidas consistem em providenciar informação adequada,

instrução e informação para os responsáveis pela utilização de energia em grande escala. Mas elas também podem ser alargadas, por exemplo, para adoptar novas políticas de transporte especificamente projectadas para reduzirem o consumo específico por passageiro / Km ou por tonelada / Km.

3.1.4.4. Importância Potencial do Programa SAVE

A importância potencial do programa SAVE para o “interfuel competition” é dupla: a) vai reduzir potencialmente a procura final de electricidade ao longo das duas próximas décadas, tal que as empresas públicas terão menos necessidade de construir instalações adicionais: a maior parte da concorrência entre combustíveis terá lugar, por essa razão, no interior das instalações existentes; b) é provável que aumente a proporção de energia, sendo então produzida pelas instalações de cogeração que reduzirão a quantidade de energia primária necessária. Adicionalmente, favorecerá os combustíveis que são utilizados pelas instalações de cogeração.

3.1.4.5. “Status” da Legislação Ambiental na CE

Os consumidores e produtores de energia nos Estados Membros da CE serão afectados, simultaneamente, pela legislação de Bruxelas e pelas legislações nacionais. Todos os Estados Membros têm o dever legal de implementar a Directiva das Grandes Instalações de Combustão. Alguns Estados foram mais longe, tal que a sua própria legislação é mais “apertada” do que os “standards” da Comunidade, como por exemplo, a França, onde os níveis de emissão são já mais reduzidos do que os estipulados para 1993.

3.1.5. INFLUÊNCIA DOS PRINCIPAIS POLUENTES NOS ASPECTOS AMBIENTAIS

Vamos agora analisar os principais poluentes e a sua influência nos aspectos ambientais. Seguidamente, iremos ponderar os produtos em relação às respectivas emissões, tendo em atenção os limites regulamentares impostos.

Embora existam outros poluentes cobertos pela legislação, como as partículas, os limites, em relação às características mais importantes da actual legislação, e preocupações mais vincadas podem ser reduzidos a :

- dióxido de enxofre

- óxidos de azoto

- dióxido de carbono

Os dois primeiros compostos têm contribuído significativamente para as chuvas ácidas, mas, actualmente, já existem várias técnicas para reduzir estas emissões, contudo, elas exigem investimentos consideráveis.

O terceiro composto tem despertado maior atenção desde os finais dos anos 80. Existem teorias de alguns cientistas segundo as quais o dióxido de carbono é o principal responsável pelo aquecimento global do planeta. De forma mais distinta que os outros dois poluentes, o dióxido de carbono não pode ser tão evitado ou reduzido - é o composto químico inevitável no processo de combustão de combustíveis fósseis, pelo que o objectivo é reduzir o calor gerado.

Existe muitas vezes um conflito entre a redução dos gases nocivos, responsáveis pelas chuvas ácidas, e a minimização da produção do dióxido de carbono. Por exemplo, quando as instalações de produção de energia, que utilizam o carvão, são adaptadas com unidades de FGD ("Flue Gas Desulphurization"), a eficiência térmica diminui. Neste caso, 5% a mais de dióxido de carbono é libertado, por forma a limitar o dióxido de enxofre.

À medida que os limites em relação àqueles poluentes se estreitam, as indústrias e as empresas de produção de electricidade, em particular, terão que investir mais para

cumprirem aqueles limites; ou, alternativamente, elas enfrentarão cada vez mais constrangimentos com os tipos de instalações e combustíveis com que poderão operar.

A legislação existente e a sua evolução na Comunidade Económica e em Portugal, em particular, condicionarão a estrutura do “interfuel competition”.

Como se poderá constatar através da Tabela 3.1.7., o nível característico de emissões poluentes é função do binómio combustível/tecnologia. Neste sentido, a nossa análise foi efectuada tendo em conta as instalações já existentes e as instalações novas.

As instalações existentes terão que consumir combustíveis de acordo com a tecnologia que já possuem, por forma a cumprirem os requisitos estabelecidos legalmente, ou adaptarem-se para esse fim. No capítulo 4, das Conclusões Finais, é efectuada essa análise.

As instalações novas já poderão equacionar as variáveis como a tecnologia a adoptar, o investimento requerido, o custo de capital, a viabilidade e disponibilidade dos combustíveis e os aspectos reguladores, tendo em conta as suas necessidades de energia eléctrica e calor.

Desta forma, os níveis de emissões característicos de instalações como o IGCC, PFBC ou Turbina a Vapor, utilizando HSFO e Carvão, terão que ser, por exemplo, para o carvão, inferiores a 400 mg/Nm^3 para potências superiores a 500 MW e 1700 mg/Nm^3 para potências compreendidas entre 50 e 300 MW. Por consequência, as instalações terão que estar apetrechadas para respeitar aquelas imposições legais.

Os ANEXOS 2, 3 e 4 referem-se aos níveis de emissões (g/KWh) para diferentes combustíveis e combinação de combustível/tipo de instalação para o dióxido de enxofre, óxidos de azoto e dióxido de carbono, de acordo com diferentes meios de medida.

EMIÇÃO DE POLUENTES

TABELA 3.1.7.

COMBUSTÍVEL	POLUENTES	TECNOLOGIA									
		TURBINA A VAPOR		TURBINA A GÁS	M. DIESEL	GTCC	PFBC	IG CC		FG D	
		Contrapressão	Ext. Cond.					Carvão	HSFO	Carvão	HSFO
VLSFO	SO2	1	2	-	1	-	-	-	-	-	-
	NOx	2	3	-	3	-	-	-	-	-	-
	CO2	2	3	-	2	-	-	-	-	-	-
LSFO	SO2	2	3	-	2	-	-	-	-	-	-
	NOx	2	3	-	3	-	-	-	-	-	-
	CO2	2	3	-	2	-	-	-	-	-	-
HSFO	SO2	4	5	-	4	-	-	-	0	-	1
	NOx	2	3	-	3	-	-	-	1	-	2
	CO2	2	3	-	2	-	-	-	2	-	2
GÁS NATURAL	SO2	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-
	NOx	1	1	2	1	1	-	-	-	-	-
	CO2	2	3	2	2	1	-	-	-	-	-
CARVÃO (< 1% S)	SO2	2	2	-	-	-	1	0	-	1	-
	NOx	4	5	-	-	-	4	1	-	4	-
	CO2	3	4	-	-	-	3	2	-	2	-



3.1.6. APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS E CONCLUSÕES

TABELA 3.1.8.

SUBCRITÉRIOS	PONDERAÇÃO
SO ₂	0,1
NO _x	0,1
CO ₂	0,05
Ponderação Global do Critério	0,25

De acordo com o supracitado, a legislação ambiental em Portugal - ANEXO 1 - e as directivas acordadas na Comunidade condicionam toda a prática do “interfuel competition”.

A utilização dos subcritérios considerados está justificada no ponto 3.1.5.

As maiores ponderações atribuídas ao dióxido de enxofre e óxidos de azoto devem-se fundamentalmente aos seguintes aspectos:

1º) As preocupações em relação às emissões de dióxido de carbono são mais recentes (desde finais dos anos 80), estando ainda a ser debatidas questões ao nível do Concelho, como a recente Proposta de Taxação sobre os Produtos Energéticos.

Anteriormente, tinha sido proposta a aplicação de uma taxa CO₂/Energia que agora está à margem da discussão.

2º) As instalações que contribuem para o volume global das emissões não são exclusivas da cogeração (e.g., em 1995, as centrais térmicas e o sector de transportes foram responsáveis, cada um, em Portugal, por 1/3 do total das emissões de CO₂).

3º) Na legislação para as Grandes Instalações de Combustão, ao contrário do estabelecido para o dióxido de enxofre e óxidos de azoto, não estão contemplados limites para o dióxido de carbono.

4º) Existem várias técnicas comprovadas comercialmente para redução do SO₂ e NO_x, embora exijam elevados investimentos.

5º) Ao contrário dos outros dois poluentes, o CO₂ é o composto químico inevitável no processo de combustão de combustíveis fósseis, pelo que o objectivo é o de reduzir o calor gerado pela produção do CO₂ (referido em 1.4.2.).

6º) Existe muitas vezes uma contradição entre os objectivos de redução do SO₂ e NO_x e a minimização da produção do CO₂ (e.g., a introdução de unidades de FGD para limitação do dióxido de enxofre pode produzir um aumento de 5% de CO₂).

7º) A legislação ambiental portuguesa - DL 286/93 - não especifica explicitamente os limites para o CO₂.

8º) Atendendo ao binómio produto/tecnologia empregue, os níveis de contaminação do CO₂, ao contrário do SO₂ e NO_x, não são ainda tão preocupantes, de acordo com os limites impostos para estes dois últimos contaminantes.

9º) Existe legislação específica para o NO_x na cogeração.

10º) Para o SO₂ e NO_x, e de acordo com a legislação existente, ponderou-se o facto de se tratarem de instalações novas ou instalações existentes e se as potências térmicas são maiores ou inferiores a 50 MW. Para as potências inferiores a 50 MW, consideraram-se os limites admissíveis de contaminação até ao ano 2000, independentemente do teor de enxofre no produto, e não se considerou o limite proposto pela Comissão de 1700mg/m³ a partir do ano 2000. A imposição deste limite iria condicionar uma outra estrutura no critério que se analisa em relação aos vários produtos. Para as potências superiores a 50 MW, consideraram-se os “plafonds” anuais globais de redução de emissões para o SO₂ e NO_x, para as instalações existentes; para as instalações novas, consideraram-se os limites de acordo com a potência instalada, para os produtos sólidos, líquidos e gasosos.

11º) Para hierarquizar o binómio tecnologia/combustível considerado, tendo em conta os parâmetros referidos - emissões gasosas - e os limites considerados oficialmente, foi necessário converter as características de cada binómio à mesma escala, para permitir uma comparação relativa. A classificação apresentada na Tabela 3.1.7. está numa escala relativa de 0 a 5, correspondente a efeitos potenciais crescentes; por outro lado, foi necessário converter unidades mg/m³N para mg/KWh, tendo sido utilizados valores e coeficientes propostos pela TESTO no seu Manual para Analizadores de Fumos de Combustão.

12º) Os produtos que, atendendo às suas características e composição, não são afectados pelos limites oficiais obtiveram ponderação máxima no subcritério, tendo sido ponderados os que são afectados.

MATRIZ de COEFICIENTES - SO₂

TABELA 3.1.9.

Produtos	Potência < 50 MW		Potência > 50 MW	
	ins. existentes	ins. novas	ins. existentes	ins. novas
VLSFO	0.100	0.100	0.100	0.100
LSFO	0.100	0.100	0.100	0.100 / 0.050 / 0.030 *
HSFO	0.075	0.070	0.075	0.075 / 0.070 / 0.065 *
GÁS NATURAL	0.100	0.100	0.100	0.100
CARVÃO (~1%S)	0.085	0.080	0.085	0.085 / 0.080 / 0.075 *

* referem-se aos diferentes valores ponderados de acordo com as potências estabelecidas na legislação

MATRIZ de COEFICIENTES - NO_x

TABELA 3.1.10

Produtos	Potência < 50 MW		Potência > 50 MW	
	ins. existentes	ins. novas	ins. existentes	ins. novas
VLSFO	0.080 / 0.075 / 0.070 *	0.080 / 0.075 / 0.070 *	0.070	0.070
LSFO	0.080 / 0.075 / 0.070 *	0.080 / 0.075 / 0.070 *	0.070	0.070
HSFO	0.080 / 0.075 / 0.070 *	0.080 / 0.075 / 0.070 *	0.070	0.070
GÁS NATURAL	0.090	0.090	0.090	0.090
CARVÃO (~1%S)	0.070 / 0.065 / 0.060 *	0.075 / 0.065 / 0.060 *	0.060	0.060

* referem-se aos diferentes valores ponderados de acordo com as potências estabelecidas na legislação

Em relação ao CO2 consideramos diferentes coeficientes de ponderação atendendo à recente Proposta de Taxação sobre os Produtos Energéticos e ao referido anteriormente (os coeficientes de taxaço propostos na Directiva estão descritos no critério sobre os impactos institucionais).

MATRIZ DE PONDERAÇÃO GLOBAL

TABELA 3.1.11.

Produtos	Potência < 50 MW		Potência > 50 MW	
	ins. existentes	ins. novas	ins. existentes	ins. novas
VLSFO	0.200 / 0.195 / 0.190 *	0.200 / 0.195 / 0.190 *	0.190	0.190
LSFO	0.200 / 0.195 / 0.190 *	0.200 / 0.195 / 0.190 *	0.190	0.190 / 0.140 / 0.120 *
HSFO	0.175 / 0.170 / 0.165 *	0.170 / 0.165 / 0.160 *	0.165	0.165 / 0.160 / 0.155 *
GÁS NATURAL	0.210	0.210	0.210	0.210
CARVÃO (~1%S)	0.175 / 0.170 / 0.165 *	0.175 / 0.165 / 0.160 *	0.165	0.165 / 0.160 / 0.155 *

* referem-se aos diferentes valores ponderados de acordo com as potências estabelecidas na legislação

Em **CONCLUSÃO** e de acordo com a Tabela 3.1.11. temos:

Potências < 50 MW

INSTALAÇÕES EXISTENTES e NOVAS

a) **Produtos com potencialidades elevadas de aplicação** (correspondente à ponderação entre 0.212 e 0.250) - Gás Natural.

b) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento consideráveis** (correspondente à ponderação entre 0.187 e 0.212) - VLSFO e LSFO (excepção para ambos os produtos para $30 < P < 50$ MW).

c) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento intermédio** (correspondente à ponderação entre 0,156 e 0.187) - VLSFO e LSFO (válido para $30 < P < 50$ MW).

d) Produtos com potencialidades mais reduzidas (correspondente à ponderação inferior a 0.156) - **HSFO e Carvão.**

Potências > 50 MW

INSTALAÇÕES EXISTENTES

a) Produtos com potencialidades elevadas de aplicação (correspondente à ponderação entre 0.212 e 0.250) - **Gás Natural.**

b) Produtos com potencialidades de desenvolvimento intermédio (correspondente à ponderação entre 0.156 e 0.187) - **VLSFO e LSFO.**

c) Produtos com potencialidades reduzidas (correspondente à ponderação inferior a 0.156) - **HSFO e Carvão.**

INSTALAÇÕES NOVAS

a) Produtos com potencialidades elevadas de aplicação (correspondente à ponderação entre 0.212 e 0.250) - **Gás Natural.**

b) Produtos com potencialidades de desenvolvimento intermédio (correspondente à ponderação entre 0.156 e 0.187) - **VLSFO e LSFO** (válido para 50 <P< 300 MW).

c) Produtos com potencialidades reduzidas (correspondente à ponderação inferior a 0.156) - **HSFO e Carvão; LSFO (P> 300 MW).**

-3.2.) IMPACTO DAS TECNOLOGIAS EXISTENTES

Existem muitas e variadas definições sobre **tecnologia**, sendo quase todas elas restritivas, no sentido em que se limitam aos componentes, produtos ou processos físicos¹ (máquinas, equipamentos, sistemas, etc.) que transformam *inputs* em *outputs* e aos quais estão associados determinados modos organizacionais, métodos de gestão e procedimentos. Nesta tese, não se utiliza o conceito da literatura económica neo-clássica em que a tecnologia era entendida como um factor de produção “livremente disponível e ao alcance de qualquer empresa”² (considerada como uma variável exógena ao sistema económico, facilmente adquirível e de uso imediato, sem incorrer em custos). Utilizar-se-á mais o conceito de “tecnologia” como conhecimento útil³, *i.e.*, conhecimento aplicado aos processos de desenvolvimento e produção, colocação no mercado e utilização de bens e serviços (prático, quando relacionado com dispositivos concretos, ou teórico, mas susceptível de ser aplicado na prática). Também se utilizará o conceito de tecnologia como um conjunto de métodos e de procedimentos, resultantes quer de conhecimentos científicos, quer de experiência acumulada⁴, mais particularmente no domínio da «tecnologia materializada», ou seja, dispositivos físicos representando avanços de conhecimento «materializados» e que podem ser utilizados de forma mais ou menos imediata.

Atribuiu-se um coeficiente de ponderação de 20% às tecnologias, à semelhança das questões ambientais, atendendo à cada vez maior importância que este parâmetro possui e à sua interacção para o controle dos limites ambientais impostos, eficiência, custos de capital, escolha da instalação e produto(s) a processar.

1 Laranja, M.D., Simões V.C., Fontes M., (1997) “Inovação Tecnológica”, Texto Editora.

2 Colclough e Manor, (1991).

3 Lan e Young (1986) definem tecnologia como “the knowledge of getting things done”.

4 Para uma definição de tecnologia, ver Dosi, (1982, 1988).

Neste critério, analisam-se as tecnologias existentes e emergentes que tomarão parte na produção de electricidade e calor nos próximos 20 anos.

Para cada conceito analisam-se:

- o “status” de desenvolvimento e as áreas chave de risco;
- a experiência actual operativa;
- o custo de capital, eficiência térmica e as características chave ambientais⁵.

Utilizam-se também os conceitos de “Flue Gas Desulphurization - FGD” e “Topping Projects” que são bastante importantes para as instalações existentes, com o objectivo de cumprirem a redução de emissões ambientais e a melhoria de utilização do combustível.

Ao nível mais simples, esta análise é importante pelas seguintes razões:

- indica as eficiências térmicas futuras que podem ser conseguidas, as quais têm implicações simultâneas na procura de energia e nas emissões de dióxido de carbono;
- mostra o benefício que existirá para os combustíveis competirem entre si nas instalações existentes e novas (e.g., algumas instalações só podem queimar carvão, outras podem queimar simultaneamente carvão e combustíveis líquidos, enquanto outras podem produzir gás como substituto do gás natural);
- permite uma perspectiva de como o custo de produção de electricidade evoluirá em relação a determinados limites de emissões ambientais. O custo de produção de electricidade estará assim dependente do custo de capital da instalação, dos custos do combustível e da eficiência térmica da instalação.

O factor mais importante que caracteriza uma instalação de cogeração é o seu equipamento.

⁵ Estes aspectos foram considerados nos critérios respectivos

As instalações de cogeração podem classificar-se de acordo com o tipo de equipamento e/ou tecnologia utilizada:

- Ciclo com turbina a vapor (ciclo Rankine)
- Ciclo com turbina a gás (ciclo Brayton)
- Ciclo com máquina de combustão interna (ciclo Diesel e Otto)
- Ciclo combinado
- IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle)
- PFBC (Pressurized Fluidised Bed Combustion)

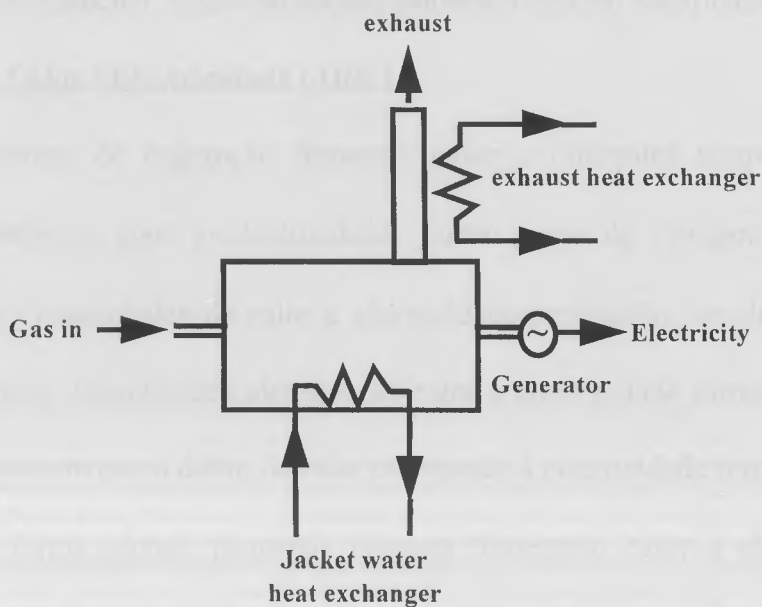
3.2.1. COMPONENTES DE UM SISTEMA DE COGERAÇÃO⁶

3.2.1.1. Elementos Básicos

De uma forma genérica, um sistema de cogeração é composto por quatro componentes principais (no Gráfico 3.2.1. estão representados os componentes de um motor a gás). O “coração” do sistema tem a forma equivalente à de um motor - ou motor propriamente dito, turbina a gás e caldeira com turbina a vapor que consome combustível e converte a energia resultante em energia mecânica, enviando-a para um veio ligado a um gerador de electricidade, que é o segundo componente. Como também se explica posteriormente, a turbina a gás pode estar associada à turbina a vapor no conceito de ciclo combinado. A PFBC e a IGCC baseiam-se em configurações de ciclo combinado. Por forma a recuperar e utilizar o calor produzido pelo motor, utilizam-se permutadores de calor. Por exemplo, os gases quentes de saída do motor passam através de tubos ou placas cheias de água e dessa forma aquecem a água (gás para o permutador de calor). Os gases quentes de saída da turbina a gás alimentam muitas vezes directamente uma caldeira de recuperação de calor - que é propriamente um permutador de calor gás/água. O calor recuperado dessa forma (na forma de vapor, água quente ou

⁶ Chadburn, Rodney (1994), “Opportunities for Combined Heat and Power in Europe”, p. 7, MDIS Publications Limited.

GRÁFICO 3.2.1. COMPONENTES DE UM MOTOR A GÁS



Fonte: MDIS

ar quente) pode ser utilizado para um processo industrial, aquecimento de espaços interiores ou qualquer outra aplicação.

O último elemento necessário é um sistema de controle, para garantir que toda a unidade de cogeração possa ser conduzida de forma segura e eficiente e ser imobilizada em caso de emergência. Tem havido desenvolvimentos recentes em controle por microprocessador e sistemas de monitoragem, que têm contribuído para a fiabilidade e a atractividade económica dos sistemas de cogeração, em todas as potências e dimensões.

3.2.1.2. Gama de Aplicações

Os sistemas de cogeração estão disponíveis numa extensa gama de “outputs” de energia e adequados para uma grande variedade de aplicações nas áreas de serviços comerciais e industriais. Considerando o “output” eléctrico, pequenos sistemas de 30 KWe geralmente fornecem calor sob a forma de água quente, acima de 90°C. Grandes sistemas industriais, com aproximadamente 50 MWe, fornecem electricidade com produção de vapor de processo de alta pressão. No extremo da escala estão os sistemas de “district heating” (já referidos anteriormente) que são instalações de média e grande dimensão para produção de energia e que recuperam e distribuem calor, em vapor

canalizado ou água quente, à indústria, comércio, sector residencial ou áreas industriais localizadas próximamente. Estas instalações também fornecem electricidade à rede.

3.2.1.3. Rácio Calor / Electricidade (H/E)

Os sistemas de cogeração fornecem calor a diferentes temperaturas e em proporções variáveis com a electricidade, numa gama de “outputs” de energia. Comparando as quantidades de calor e electricidade produzidas, resulta um rácio de calor/electricidade. Quantidades idênticas de calor e electricidade fornecerão um rácio H/E de 1:1, enquanto que o dobro de calor em relação à electricidade fornecerá um rácio 2:1. De uma forma global, pequenos motores fornecerão calor e electricidade em proporções fixas, assim, as turbinas a gás e certos tipos de turbinas a vapor podem ser projectadas para fornecerem calor numa determinada gama, de forma a que varie o rácio H/E. A capacidade de variar ou não o calor no rácio de energia é importante na dimensão de um sistema de cogeração, quando na prática, o calor e a electricidade a fornecer variam ao longo do tempo.

3.2.2. OBJECTIVOS BÁSICOS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA

1) Transformação na proporção máxima da energia primária empregue (carvão, fuelóleo, gás natural ou outros) na produção de electricidade e vapor (depois de satisfazer as necessidades próprias da instalação). As instalações de cogeração são configuradas com esse objectivo básico de utilização de desperdícios de calor, transformando-os em trabalho útil.

2) Minimização de emissões ambientais por unidade de energia produzida. Até recentemente, as atenções estavam focalizadas nas emissões nocivas (dióxido de enxofre e óxidos de azoto), mas, actualmente, o dióxido de carbono também é considerado, conforme já se referiu, no impacto sobre o ambiente. Existe muitas vezes um conflito entre a minimização destes dois tipos de gases.

3) Produção de electricidade e vapor ao custo mínimo por Kwh. Aqui, a interacção entre custos de capital, eficiência térmica e custos de combustível é extremamente importante.

3.2.3. MAXIMIZAÇÃO DA EFICIÊNCIA TÉRMICA

A produção da energia, percorreu um longo caminho desde os pioneiros dias de James Watt, quando as eficiências térmicas eram aproximadamente de 10 a 15 %.

Actualmente, estamos muito próximos dos limites teóricos, para as instalações projectadas com uma determinada configuração. No futuro, o desafio é caminharmos para diferentes configurações, com maiores limites teóricos. Com excepção do ciclo combinado a turbina a gás (GTCC), o problema com as novas formas da tecnologia a carvão são as grandes exigências nos materiais utilizados na instalação (próprias para elevadas temperaturas e níveis de contaminantes); também necessitam de várias reacções químicas (e.g., a limpeza do gás derivado do carvão) para operar rentavelmente, cumprindo as imposições ambientais, e para utilizar uma gama variada de qualidades de combustíveis.

Nas instalações convencionais de ciclo simples, a água é aquecida na caldeira para produzir vapor a elevadas temperaturas e pressão (e.g., 550°C e 250 bar). A tecnologia das caldeiras tem-se desenvolvido de forma que um elevado nível de transferência de calor é obtido da câmara de combustão para o vapor.

O problema reside em extrair energia do vapor para accionar as turbinas e depois os geradores eléctricos. Este ciclo de calor é conhecido genericamente como o ciclo de Carnot e a sua eficiência teórica é dada por:

$$E_{fi} = (T_2 - T_1) / T_2$$

onde T_2 e T_1 são as temperaturas em graus Kelvin de entrada e de saída, do vapor.

A temperatura máxima de entrada é tipicamente 550°C e a temperatura de saída, com um eficiente sistema de condensação, é 180°C. A eficiência teórica será então de 45 %. Porém, uma grande quantidade de energia eléctrica é actualmente necessária para a instalação (algumas vezes 5%), sendo aumentada quando adicionada a um sistema de FGD. Desta forma, a melhor eficiência prática de uma moderna instalação de ciclo aberto é 39,6% com FGD, sendo brevemente possível atingir 42%.

Uma reduzida eficiência térmica resultará num elevado nível de emissões por unidade de electricidade produzida. Assim, o aumento de eficiência solucionará simultaneamente dois problemas.

Outro meio bem definido de converter calor em energia é através da turbina a gás. Este sistema termodinâmico, conhecido como ciclo Brayton, tem também uma eficiência teórica limitada, essencialmente pela temperatura de entrada do gás que está constringida pelas propriedades do material das pás da turbina. Actualmente, 35-36% é a máxima eficiência que é derivada de grandes motores.

Nem o ciclo de Rankine nem o de Brayton possuem elevadas eficiências. Porém, a utilização em ciclo combinado possibilita uma eficiência mais elevada.

As mais modernas formas de tecnologia na produção de energia utilizam uma estrutura em ciclo combinado, quer utilizando carvão, quer gás natural, com várias configurações. Os problemas residem na ciência dos materiais e na química, para suportarem os conceitos termodinâmicos.

Analisa-se nos itens em seguida, algumas tecnologias existentes e emergentes, que entendemos que estarão na base da produção da electricidade e calor nos próximos 20 anos.

3.2.4. TURBINA A VAPOR

APLICAÇÃO:	Capacidade básica de produção de electricidade e vapor.
“STATUS”:	Bem testada e adoptada.
FACTORES ATRACTIVOS:	Permite produção numa vasta gama de potências e utilização diversificada de combustíveis, com melhor fiabilidade do que a GTCC.
GAMA DE PRODUTOS:	Combustíveis sólidos, líquidos e gasosos.
CUSTO:	US\$ 320/360 / KW
EFICIÊNCIA TÉRMICA:	33-43%.
RETENÇÃO DE ENXOFRE:	Nenhuma, dependendo do tipo de combustível utilizado.
ÓXIDOS DE AZOTO:	Dependem do tipo de combustível utilizado.
FACTORES ATRACTIVOS:	Boa eficiência global; podem ser utilizados todos os tipos de combustíveis; vida útil elevada e elevada segurança.
FACTORES LIMITATIVOS:	Tempo de arranque longo; rácio reduzido de electricidade/calor; não se conseguem elevadas potências eléctricas.
ÁREAS DE DESENVOLVIMENTOS FUTUROS:	Desenvolvimento da ciência de materiais pode melhorar a sua “performance”.

Atendendo ao “status” de tecnologia comprovada de alguns trabalhos publicados e à bibliografia existente, vamos cingir-nos ao quadro acima representado, ao gráfico de uma instalação tipo e a alguns comentários, remetendo para o ANEXO 5 outros aspectos referentes à tecnologia.

A turbina a vapor tem sido, ao longo dos anos, o suporte na produção simultânea de electricidade e vapor; segundo a DGE - ANEXO 14 - os últimos dados disponíveis são de 1994, e indicam que 59%⁷ dos sistemas de cogeração são com turbinas de contrapressão (44%) e turbinas de condensação (15%), correspondendo a uma potência eléctrica de 802 MVA.

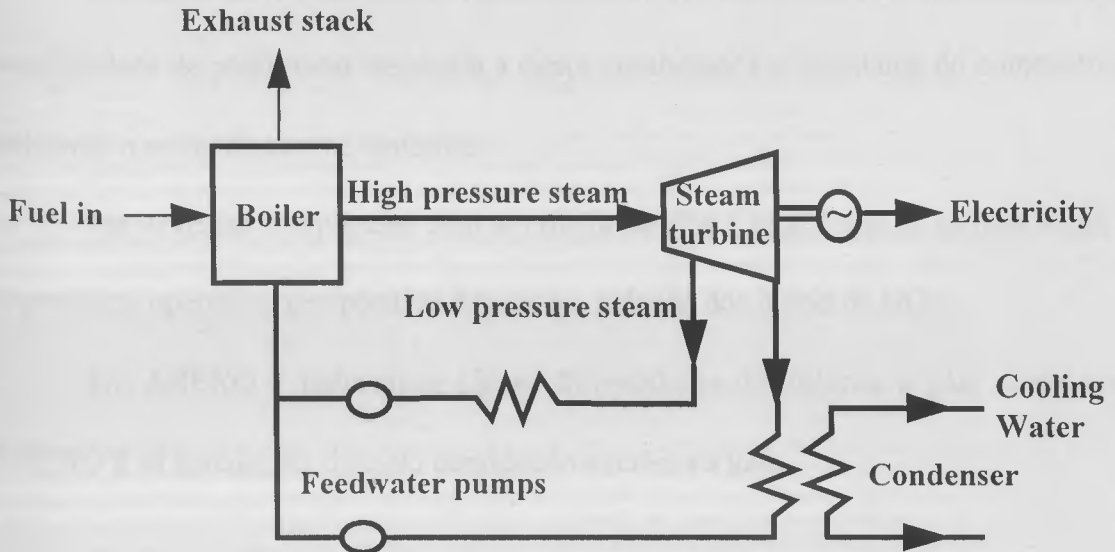
Como se poderá constatar através do Gráfico 3.2.2., o combustível - carvão, fuelóleo ou gás - é queimado numa caldeira, produzindo vapor de alta pressão que passa

⁷ “Instalações de Cogeração em Portugal - 1994”, p.5, DSPAE/DGE - Ministério da Economia, Abril 1996.

através da turbina que vai accionar um alternador para produzir electricidade. O vapor de baixa pressão retorna à caldeira, funcionando o sistema em ciclo fechado (turbina de condensação).

GRÁFICO 3.2.2.

TURBINA A VAPOR DE CONDENSACÃO



Fonte: MDIS

3.2.5. TURBINA A GÁS

APLICAÇÃO:

Como um item isolado no pico de produção de electricidade; de outra forma, como componente em esquemas variados de ciclos combinados.

“STATUS”:

Bem testada e largamente adoptada.

FACTORES ATRACTIVOS:

Baixos custos específicos e uma combustão limpa.

GAMA DE PRODUTOS:

Gás natural e combustíveis leves.

CUSTO:

US\$ 250/350 / KW.

EFICIÊNCIA TÉRMICA:

32-35%, limitada directamente pela temperatura de entrada de gases e indirectamente pelas tolerâncias térmicas das pás das turbinas.

RETENÇÃO DE ENXOFRE:

Nenhuma, mas os combustíveis são virtualmente livres de enxofre.

ÓXIDOS DE AZOTO:

Limites estreitos, mas com nova tecnologia são reduzidos para 60 ppm (124 mg/m³); 10 ppm como objectivo a longo prazo.

FACTORES LIMITATIVOS:

Temperatura dos gases de entrada e fundamentos da termodinâmica.

ÁREAS DE DESENVOLVIMENTOS FUTUROS:

Aumento da temperatura dos gases de entrada e redução das emissões de NO_x (existe um conflito entre os dois).

Tal como a turbina a vapor, a turbina a gás é uma tecnologia bem comprovada, sendo utilizada como um equipamento isolado pela indústria, para satisfazer a procura em picos de carga ou como componente em esquemas variados de ciclos combinados.

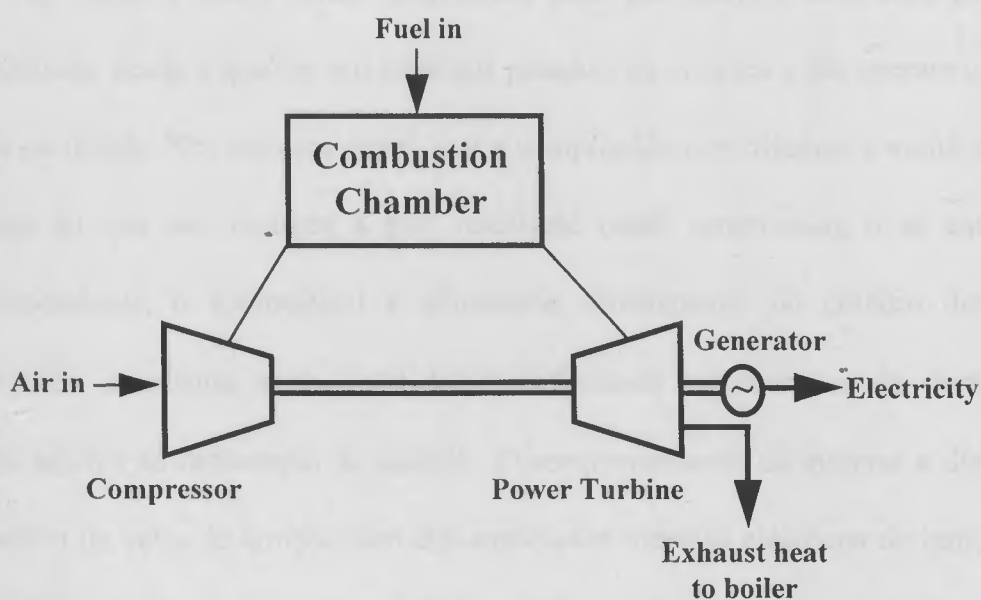
As limitações básicas das turbinas residem no nível da eficiência térmica e na necessidade de utilização de combustíveis limpos - gás natural ou combustíveis leves.

Por outro lado, a sua atractividade reside no seu baixo custo de investimento, na possibilidade de poder estar associada a ciclos combinados e, resultante do combustível utilizado, o reduzido teor de emissões.

No ANEXO 6 explica-se com um maior detalhe a tecnologia da turbina a gás, a experiência operativa, perspectivas futuras e a redução dos níveis de NOx.

No ANEXO 7 indicam-se alguns fornecedores de turbinas a gás, estando no ANEXO 8 as instalações de ciclo combinado a turbina a gás.

GRÁFICO 3.2.3.



Components of gas turbine-based CHP

Fonte: MDIS

3.2.6. MÁQUINA DE COMBUSTÃO INTERNA

APLICAÇÃO:	Capacidade básica de produção de electricidade e vapor.
“STATUS”:	Bem testada e adoptada, entre outras, em aplicações navais, industriais e serviços.
FACTORES ATRACTIVOS:	Elevada eficiência térmica e rendimento total; elevada fiabilidade.
GAMA DE PRODUTOS:	Diesel (gasóleo aos residuais pesados) e Gás (gás natural ou biogás).
CUSTO:	US\$ 1200 a US\$ 1340 / KW, variando em sentido crescente dos motores a gás aos a diesel e de acordo com a potência
EFICIÊNCIA TÉRMICA:	50-54%.
RETENÇÃO DE ENXOFRE:	Nenhuma, variando as emissões de acordo com o tipo de motor e combustível utilizado.
ÓXIDOS DE AZOTO:	Redução com a nova tecnologia “low-NOx”, motores do tipo “Lean-Burn” ou motores com câmaras “swirl”.
FACTORES LIMITATIVOS:	Atendendo à sua complexidade, apresentam maiores custos de manutenção relativamente às turbinas; problemas de ruído e de vibrações; elevado peso por potência unitária, sendo maior no caso do diesel.

Os motores diesel foram projectados para funcionarem com uma gama de combustíveis, desde o gasóleo aos residuais pesados; os motores a gás operam com gás natural ou biogás. Nos motores diesel, o ar é comprimido nos cilindros a muito maiores pressões do que nos motores a gás; resultante dessa compressão, o ar aquece e, simultaneamente, o combustível é alimentado directamente no cilindro durante a compressão; a mistura assim estabelecida inflama-se espontaneamente, fornecendo energia através da deslocação do êmbolo. Consequentemente, os motores a diesel não necessitam de velas de ignição nem dos associados sistemas eléctricos de ignição - os quais eliminam fontes potenciais de falhas no motor. Para além disso, a eficiência no veio (produzindo electricidade), numa gama de 35 a 45%, é melhor do que nos motores a gás. Isto não significa que o motor diesel seja sempre preferível ao motor a gás para aplicações na cogeração. Atendendo ao tipo de potência necessária e ao combustível disponível, resultará a escolha do utilizador. Até agora, em Portugal, a escolha tem

recaído predominantemente nos motores a diesel, com uma potência instalada de 315 MW correspondentes aos 58 sistemas implantados no país. Existem ainda 8 projectos em fase de arranque, totalizando mais 30 MW. Com a entrada do gás natural, houve uma inversão na escolha do tipo de motor, sendo agora considerados os motores a gás.

Na Comunidade Europeia os motores a diesel têm fraca expressão, face aos motores a gás e outras tecnologias utilizadas. Isto é, em parte, devido aos custos da manutenção a diesel, que são geralmente mais elevados do que os dos motores a gás, e aos aspectos ambientais (como se viu no capítulo 3.), assistindo-se actualmente a uma competitividade no preço dos combustíveis - escudos v. termias. Os motores a diesel tendem a produzir mais ruídos e vibrações, e os gases de exaustão contêm dióxido de enxofre (enxofre contido no combustível), cinzas e inqueimados. Os motores podem, todavia, funcionar num modo de “dual fuel”, operando com uma mistura de gás e de um combustível piloto líquido.

O combustível piloto é necessário para iniciar o processo de combustão no motor, sendo necessários aproximadamente 5% do “input” da energia necessária. Estes motores de “dual fuel” funcionam eficazmente só com combustível líquido, e uma comutação de gás/líquido para combustível líquido só pode ser conseguida com o motor em carga. Isto possibilita que os sistemas de cogeração funcionem mesmo que os fornecimentos a gás falhem, ou sejam projectados para operar com o gás a ser fornecido a uma tarifa reduzida, ininterruptamente; o funcionamento, parcial ou total, com combustíveis líquidos exige custos adicionais e espaço necessário para a armazenagem do combustível.

Devido à grande eficiência do veio, o rácio H/E varia numa gama de 1:1 a 1,5:1. Porém, os gases de exaustão contêm quantidades significativas de oxigénio, e em grandes motores torna-se prático injectar e queimar mais combustível nas correntes de exaustão de gás. Desta forma, ao extrair-se o calor extra resultante, utilizando uma

caldeira de gases de saída, os grandes motores são utilizados para aumentar o vapor e o rácio H/E (por variação da quantidade de combustível queimado dessa forma) acima de 5:1. Este processo é conhecido como “queima suplementar” (Gráfico 3.2.4.). Se o vapor for assim aumentado, pode-se extrair e utilizar separadamente os menores “grades” de calor, disponíveis na água de arrefecimento das camisas do motor.

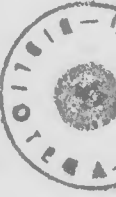
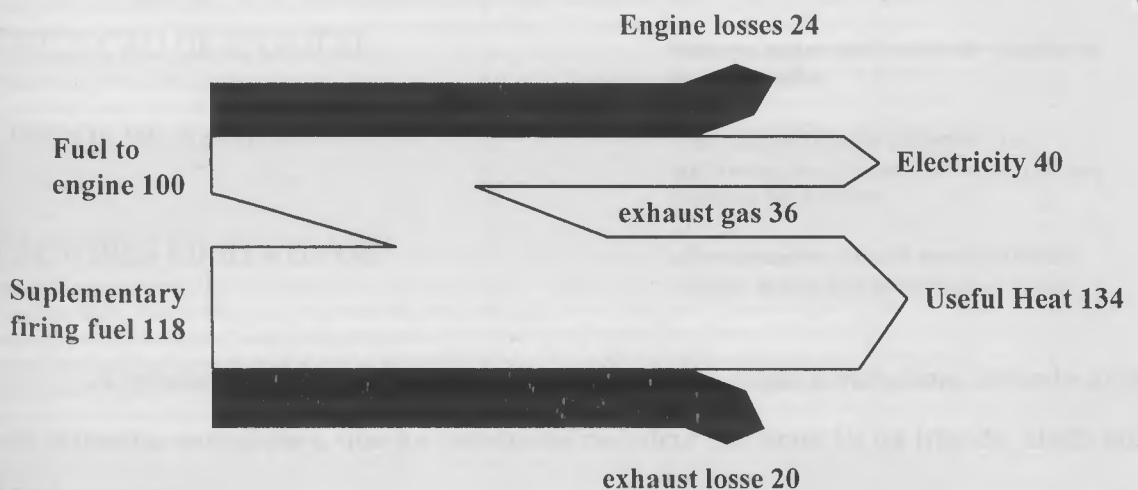


GRÁFICO 3.2.4.



Diesel CHP with supplementary Firing

Fonte: MDIS

Os motores a diesel estão disponíveis em modelos que podem produzir acima de 15 MW eléctricos de “output”.

3.2.7. CICLO COMBINADO com TURBINA a GÁS (GTCC)

APLICAÇÃO:	Capacidade básica de produção de electricidade e vapor.
“STATUS”:	Bem testada, nas grandes instalações (1000 MW) com muitos anos de experiência operativa.
FACTORES ATRACTIVOS:	Baixos custos específicos, curtos períodos de construção, eficiências térmicas elevadas e reduzidas emissões. Modular: não necessita de economias de escala.
GAMA DE PRODUTOS:	Gás natural e combustíveis leves.
CUSTO:	US\$ 650 / KW.
EFICIÊNCIA:	52 %.
RETENÇÃO DE ENXOFRE:	Nenhuma, mas os combustíveis são virtualmente livres de enxofre.
ÓXIDOS DE AZOTO:	Conseguem-se reduções uniformes. Com queimadores secos 60 ppm (124 mg/m ³) ou mais reduzidos, são possíveis.
FACTORES LIMITATIVOS:	A temperatura dos gases de entrada da turbina; reduzido alcance para melhoramentos futuros.

A tecnologia do ciclo combinado - Gráfico 3.2.5. - não é inovadora, estando uma das primeiras instalações, que foi construída no início dos anos 50 na Irlanda, ainda em funcionamento.

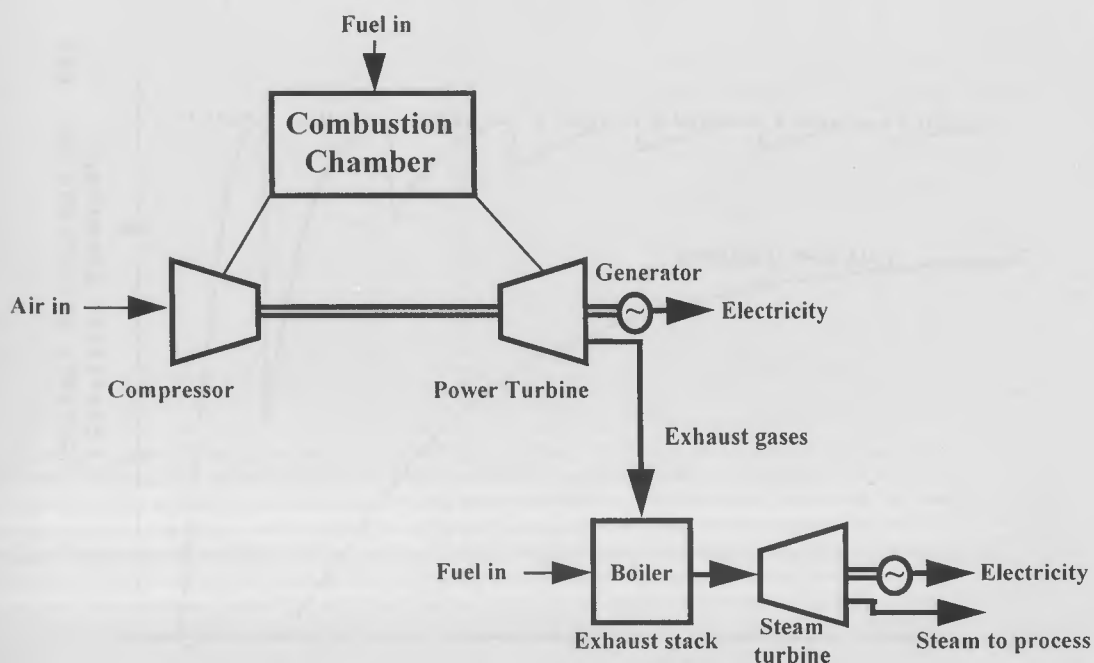
As vantagens das eficiências térmicas de uma instalação de ciclo combinado, em relação a uma convencional, estão bem patentes no Gráfico 3.2.6.

A utilização desta tecnologia desenvolveu-se sobretudo nos finais dos anos oitenta. Pensamos que existiram quatro razões para esse desenvolvimento:

- a) o colapso do preço do crude;
- b) o crescente aumento de dificuldades com o programa nuclear, com o acidente de Chernobyl em 1986 e os elevados investimentos associados;
- c) o aumento das disponibilidades do gás natural;
- d) o aumento das preocupações ambientais.

No Anexo 9, explicam-se mais pormenorizadamente estes quatro factores, a tecnologia GTCC, a actual experiência operativa, perspectivas futuras e as aplicações em instalações de cogeração.

GRÁFICO 3.2.5.



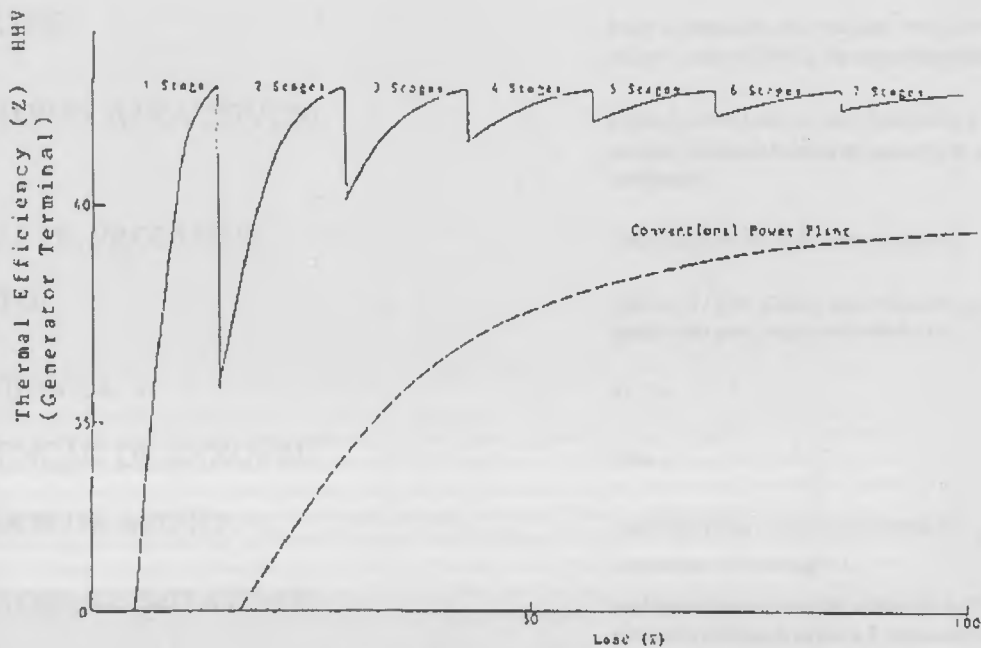
Combined cycle CHP

Fonte: MDIS

A atractividade deste tipo de instalações, para além do que foi referenciado em epígrafe, é a possibilidade de poder ser adaptada. Desta forma, se o gás natural se tornar demasiado caro, poder-se-á ajustar ao ciclo combinado uma unidade de gaseificação a carvão (ou outro combustível), por forma a ter-se uma fonte de combustível mais económica. Contudo, e como é evidente, esta solução tem um custo e o projecto necessitará de uma análise de rentabilidade. Outro aspecto a considerar, é que, a possibilidade de se poder instalar um gaseificador, permite enviar um sinal de contenção aos eventuais propósitos de aumento do preço do gás natural.

O futuro relativo destas instalações dependerá da competitividade no preço dos diferentes combustíveis, dos custos das instalações e das eficiências térmicas.

GRÁFICO 3.2.6.



Comparison of Thermal Efficiency of Combined Cycle and Conventional Plant (Gas fired)

Fonte: WEFA ENERGY

Em comparação com as grandes instalações convencionais a carvão, conseguem-se poucas economias de escala à medida que a potência aumenta.

Em Portugal, e de acordo com a Direcção Geral de Energia, a experiência com ciclo combinado é nula,⁸ prevendo-se aplicações com a chegada do gás natural.

8 *Id., ibid.*

3.2.8. COMBUSTÃO PRESSURIZADA EM LEITO FLUIDIZADO (PFBC)

APLICAÇÃO:	Capacidade básica de produção de electricidade e vapor.
“STATUS”:	Estão 3 instalações em operação desde 1990, estando a ser avaliada a sua operacionalidade.
FACTORES ATRACTIVOS:	Retenção do enxofre no leito fluidizado, e a elevada eficiência térmica do conceito de ciclo combinado.
GAMA DE PRODUTOS:	Gama alargada de combustíveis sólidos.
CUSTO:	US\$ 1470 / KW. Custos mais reduzidos do que gasificação para pequenas unidades (i.e., <150MW).
EFICIÊNCIA:	41,5%.
RETENÇÃO DE ENXOFRE:	90%.
ÓXIDOS DE AZOTO:	Auxiliado pelas baixas temperaturas de combustão: 150-300mg/m ³ .
FACTORES LIMITATIVOS:	As baixas temperaturas de entrada da turbina a gás limitam a eficiência térmica. Limpeza dos gases quentes.
ÁREAS DE DESENVOLVIMENTOS FUTUROS:	Aumento da temperatura dos gases de entrada, e melhoria de limpeza dos gases quentes.

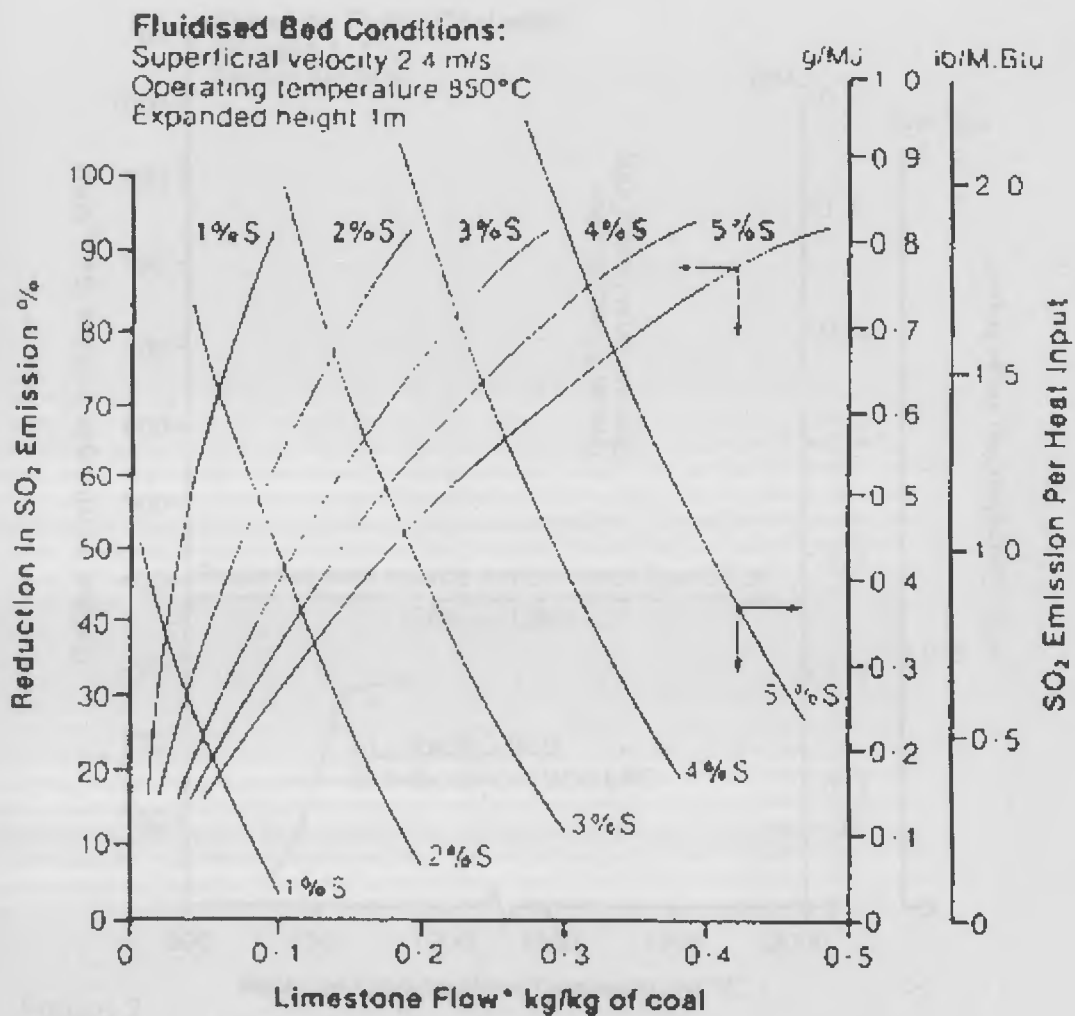
A Combustão em Leito Fluidizado (FBC) representa a única nova tecnologia radical de combustão desenvolvida em quase cinquenta anos.

Comparativamente com as instalações convencionais, a combustão desenvolve-se em condições muito mais favoráveis, com uma elevada eficiência térmica e um reduzido nível de emissões. No ANEXO 10, explicam-se com maior pormenor outros aspectos relevantes desta tecnologia.

Os dois gráficos que a seguir se apresentam - Gráfico 3.2.7 e 3.2.8. - realçam as propriedades ambientais desta tecnologia.

O Gráfico 3.2.7. mostra que, mesmo com 5% de enxofre no carvão, se conseguem, aproximadamente, 85% de redução das emissões, com adequadas taxas de escoamento de pedra calcária.

GRÁFICO 3.2.7.



*Mid range reactivity. Reactivity determined by simple characterisation testwork.

Figure 1

Fonte: WEFA Energy

O Gráfico 3.2.8. demonstra as reduzidas emissões de óxidos de azoto, em comparação com a instalação convencional a carvão.

Tendo como base a tecnologia FBC, houve um desenvolvimento de algumas variantes, entre as quais, a mais promissora é a Combustão Pressurizada em Leito Fluidizado (PFBC), que se baseia numa configuração de ciclo combinado.

GRÁFICO 3.2.8.

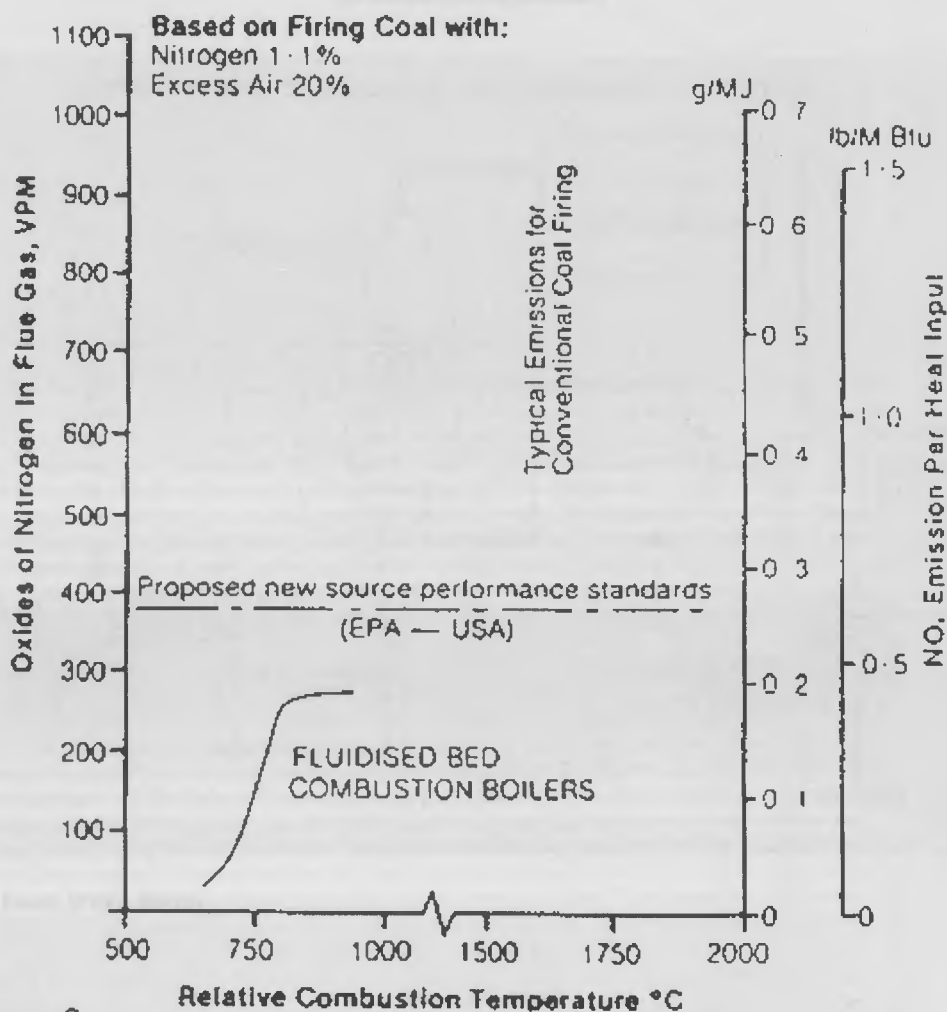


Figure 2

Fonte: WEFA Energy

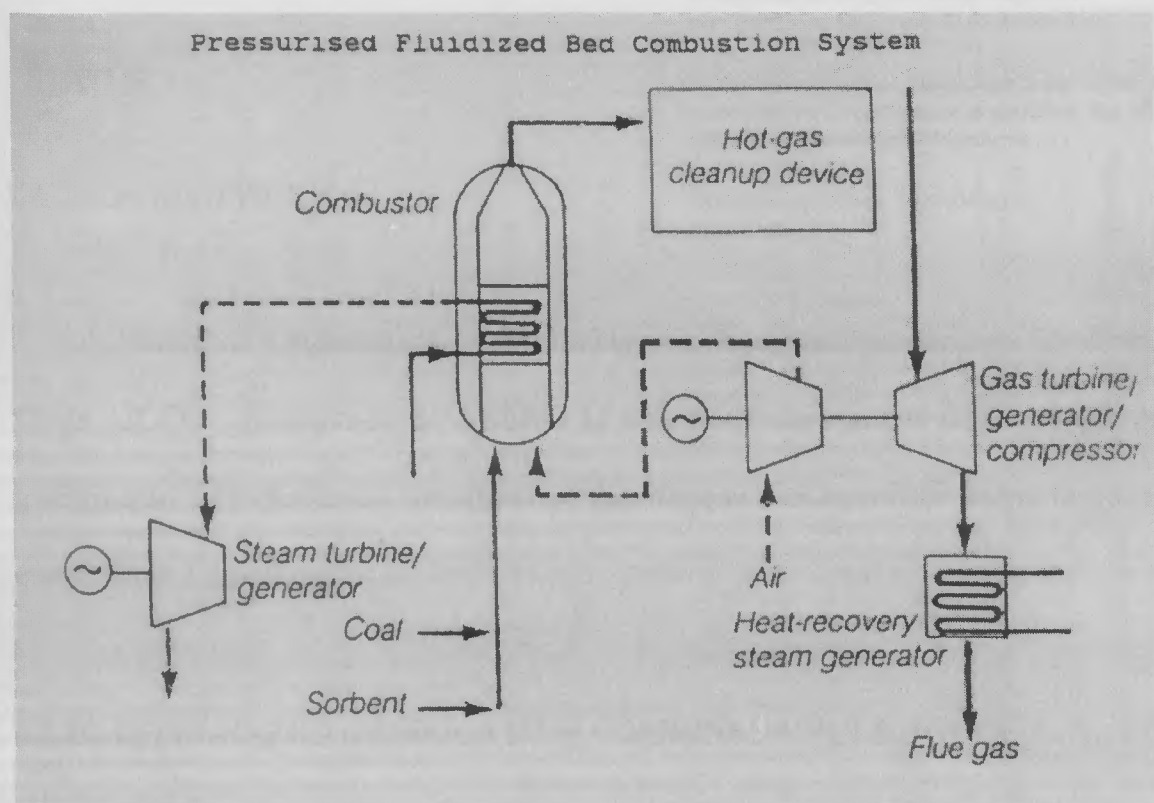
Foram encomendadas três instalações PFBC em 1986, encontrando-se já em operação.

Existem correntes de opinião que argumentam que a tecnologia PFBC está mais desenvolvida que a sua concorrente de gaseificação.

As mais importantes características do processo são: eficiência térmica relativamente elevada - 41,5 % LHV (Low Heat Value) -, resultante do sistema de ciclo combinado, boas características ambientais e um queimador de pequena dimensão.

O Gráfico 3.2.9. representa um diagrama da instalação.

GRÁFICO 3.2.9.



Fonte: WEFA Energy

Observam-se no gráfico os dois ciclos, o ciclo convencional a vapor, onde os tubos de água passam através do leito de combustão, e a utilização dos gases quentes limpos para accionarem a turbina a gás, com recuperação adicional de calor dos gases de saída da turbina. Cerca de 20 % da potência é produzida pelo gerador da turbina a gás, sendo 80 % produzida pela turbina a vapor; parte deste valor é fornecido pelo calor dos gases de saída da turbina a gás.

Atendendo a que esta tecnologia é recente, sendo a sua experiência operativa ainda reduzida, aborda-se no ANEXO 10 o desenvolvimento e evolução do PFBC, a avaliação da tecnologia e alguns aspectos particulares, como a “performance” da câmara de combustão, o desgaste do tubo no interior do leito, a distribuição e utilização das cinzas do PFBC e o controle.

3.2.9. TECNOLOGIAS DE GASEIFICAÇÃO

APLICAÇÃO:

Um meio de produzir a síntese do gás de combustíveis líquidos, sólidos e gasosos, os quais podem então ser utilizados em aplicações na petroquímica ou para produção de electricidade.

“STATUS”:

Os processos básicos de gaseificação de gás, como os exigidos para a produção de electricidade, têm sido comercializados satisfatoriamente.

OUTROS BENEFÍCIOS:

Discutidos no contexto da produção de electricidade.

Atendendo à importância desta tecnologia na “Integrated Gasification Combined Cycle - IGCC”, apresenta-se no ANEXO 11 uma descrição sumária da tecnologia de gaseificação, as experiências operativas de gaseificação e os conceitos de produção de energia com a gaseificação.

3.2.10. INTEGRATED GASIFICATION COMBINED CYCLE (IGCC)

APLICAÇÃO:

Capacidade básica de produção de electricidade e vapor especialmente para combustíveis “contaminadores”.

“STATUS”:

Componentes individuais testados comercialmente. Conceito semi-integrado está em operação há já 5 anos, mas não com uma eficiência comercial. Existem já instalações a operar desde 1993.

FACTORES ATRACTIVOS:

Meio limpo de produção de electricidade a partir de combustíveis contaminantes, alcançando elevadas eficiências.

CUSTO:

US\$ 1525 / KW para o carvão ou carvão/fuelóleo;
US\$ 1250 / KW para fuelóleo.

EFICIÊNCIA TÉRMICA:

43% com alimentação a carvão seco, fuelóleo, ou orimulsion; 41-42% com alimentação do “coal slurry”. Últimos desenvolvimentos prometem acima de 46%.

RETENÇÃO DE ENXOFRE:

C. 99%.

ÓXIDOS DE AZOTO:

C. 100 mg /m³ ou menos para algumas instalações.

ÁREAS CHAVE DE RISCO:

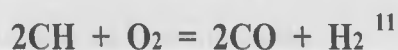
Instalações podem ser multiplicadas pelo factor 4. A longo prazo a tolerância do vaso de pressão do gaseificador. Se o processo de integração mantém eficiências necessárias. Controle da alimentação.

ÁREAS DE DESENVOLVIMENTOS FUTUROS: Áreas de risco mencionadas.

A tecnologia IGCC é uma tecnologia de gaseificação.

Com a gaseificação do combustível, consegue-se obter gás, que permite a produção de energia em ciclo combinado, a qual possui uma maior eficiência térmica que o ciclo simples. Por outro lado, consegue-se reter aproximadamente 99% do enxofre existente no carvão⁹ (o enxofre no carvão é libertado como sulfido de hidrogénio).

A gaseificação realiza-se geralmente a uma temperatura de 1500°C e a uma pressão de 28 bar¹⁰. O carvão pulverizado reage com o oxigénio para produzir uma mistura de monóxido de carbono e hidrogénio, de acordo com a seguinte reacção básica:



A temperatura deve ser elevada para fundir as cinzas que se transformarem em escórias. Do gaseificador, o gás flui num refrigerador, sendo depois processado. A tecnologia IGCC possui também vantagens relativamente à utilização do FGD, já que é um processo muito mais integrado e não origina os problemas advenientes da produção das cinzas e do gesso do PFBC. Por outro lado, desenvolvimentos tecnológicos futuros do IGCC podem incluir a conversão completa do gás do carvão em CO₂ e hidrogénio, para serem utilizados em outras aplicações particulares (*e.g.*, produção do metanol para utilização como combustível ou para produção de gasolina¹²).

Embora se considere que o carvão será uma matéria prima importante na produção de energia no século XXI, a utilização dos resíduos da refinaria será uma escolha atractiva para produzir simultaneamente energia, hidrogénio e outros produtos (esta opção é particularmente importante para as indústrias de refinação).

Uma refinaria, processando 100 000 barris de crude Arabian Light por dia, produz aproximadamente 17 000 barris de resíduo, na coluna de vácuo¹³. Desta forma, a

⁹ Smith, Douglas J., "Commercialization of IGCC technology looks promising", Power Engineering, 1992, p. 30.

¹⁰ Zon, George D., "Power Generation Technology", 1993, p.100.

¹¹ Veja-se a nota 9 deste capítulo.

¹² "Siemens sees bright future for IGCC powerplants", Siemens Special Advertising Section, 1992, p.S1.

¹³ Kobayashi, Yukihiko; Yoshimitsu, Takeshi; Umesh, R. Kadaba, "Integrated Refinery and Power with Fertiliser Coproduction", PTQ Spring 1997, p. 41.

utilização do resíduo como matéria prima, permite boas economias de processo, já que a sua valorização económica é muito reduzida, para além da resolução dos problemas logísticos da refinaria.

Os elementos chave numa instalação de tecnologia IGCC são:

- Gaseificador e Refrigerador Radiante;
- Refrigerador de Convecção;
- Preparação do Gás;
- Produção de Electricidade na Turbina a Gás;
- Produção de Vapor na Turbina;

que seguidamente desenvolveremos.

3.2.10.1. Gaseificador e Refrigerador Radiante

O conceito de gaseificação está descrito no ANEXO 11. Foi mencionado que os tubos de água estavam incorporados no interior da unidade de gaseificação para deixarem as paredes dos cilindros arrefecidas (uma característica do processo da Shell). O calor recuperado através desta água é uma fonte de calor para a produção de vapor na turbina, contabilizando cerca de 1,5%.

3.2.10.2. Refrigerador de Convecção

Em contraste com o processo PFBC, onde os gases quentes podem ser limpos, tendo a maior parte do enxofre sido removida, no processo IGCC é necessária a limpeza do gás, a frio. Um grande refrigerador de convecção está localizado adjacente ao gaseificador para arrefecer o gás. Extrai-se novamente calor para suportar o processo de produção da turbina a vapor. Por forma a conseguir-se o nível de arrefecimento necessário, é indispensável uma grande unidade, com uma grande área, para a transferência de calor.

Uma alternativa ao arrefecimento de convecção, é o temperamento directo (uma

vários processos comerciais disponíveis.

3.2.10.4. Produção de Electricidade na Turbina a Gás

O *syngas* limpo é queimado na turbina e a energia, retirada de uma forma tradicional. O calor de exaustão da turbina a gás é dirigido para a produção de vapor com recuperação de calor (HRSG), o qual promove o aumento da capacidade de vapor para impulsionar a turbina a vapor.

3.2.10.5. Produção de Vapor na Turbina

A energia retirada da turbina a gás é complementada pela energia da turbina a vapor. As contribuições de energia da turbina a vapor e a gás são tipicamente de 55% da turbina a gás e 45% da turbina a vapor ¹⁴.

Em conclusão, o futuro das instalações IGCC será determinado pelas tendências técnicas, económicas e ambientais na produção de energia. A evolução destes parâmetros será determinante, com maior ênfase nos limites das emissões ambientais e uma maior eficiência na produção da energia.

Pensamos que a próxima geração de instalações de produção de energia será confrontada com limites mais estreitos de emissão dos óxidos de azoto e dióxido de enxofre. Concomitantemente, a eficiência das instalações terá que aumentar à medida que a necessidade de diminuição das emissões de CO₂ - taxas a aplicar - aumente a sua pressão.

Também serão necessárias, uma gestão melhorada dos desperdícios e práticas elaboradas de minimização de perdas, por forma a melhor poder rentabilizar as

¹⁴ Veja-se a nota 12 deste capítulo.

facilidades que eventualmente possam ser concedidas, quer a nível governamental, quer a nível local.

O IGCC pode ter uma estrutura não integrada, o Non-IGCC, que permite a separação dos processos de gaseificação e produção de energia. Contudo, no âmbito desta tese, não iremos analisar a “performance” desta tecnologia.

Por último, existem duas tecnologias que não podemos deixar de referenciar, que são o FGD - “Flue Gas Desulphurization” - e os projectos de “Gas Topping”, as quais se aplicam quer às instalações existentes, quer às instalações novas (no caso do FGD).

Iremos apresentar para cada uma delas a estrutura que estamos a desenvolver para as outras tecnologias, remetendo para os ANEXOS 11 e 12 os pormenores de cada processo tecnológico.

3.2.11. FLUE GAS DESULPHURIZATION - FGD

APLICAÇÃO:

Para controle do enxofre, como adaptação das instalações existentes ou como parte de uma nova instalação. A instalação é fisicamente grande e requer uma grande área.

“STATUS”:

Bem testada com muitas variantes em termos de “design”. A FGD tem sido adaptada na maior parte das instalações na Alemanha, e está sendo adaptada em outros países.

FACTORES ATRACTIVOS:

Nenhuns, a não ser o fim a que se destina.

CUSTO:

\$US 125-250/KW, dependendo da dimensão da instalação, se se trata de um reajustamento ou instalação nova, ou se é para combustíveis com um alto ou baixo teor de enxofre.

EFICIÊNCIA:

É possível uma retenção de enxofre entre 80% e 95% (de enxofre), dependendo do teor de enxofre no combustível.

FACTORES LIMITATIVOS:

É um meio muito caro de controle do dióxido de enxofre, e ocupa uma grande área do espaço físico, com um sub-produto que é difícil de armazenar.

ÁREAS DE DESENVOL. FUTUROS:

Maior ênfase na limpeza dos métodos de combustão do carvão do que nos futuros desenvolvimentos do FGD.

3.2.12. PROJECTOS DE GÁS “TOPPING”

APLICAÇÃO:

Destina-se ao aumento de eficiência e redução de emissões das actuais instalações de turbinas a vapor.

“STATUS”:

Comercializada e aplicada em cerca de 20 instalações.

FACTORES ATRACTIVOS:

Um baixo custo relativo significado da utilização de combustível mais economicamente e redução de emissões. É viável eficazmente a capacidade GTCC pelo preço de uma turbina a gás.

GAMA DE PRODUTOS:

A turbina a gás deve utilizar gás ou fuelóleos leves, enquanto a caldeira a vapor pode continuar a utilizar carvão, etc.

CUSTO:

US\$ 250 / KW

EFICIÊNCIA:

Aumenta tipicamente a eficiência da instalação existente em aproximadamente 4 pontos percentuais

RETENÇÃO DE ENXOFRE:

Nenhuma, mas a introdução de gás natural e a melhoria da eficiência reduz as emissões específicas.

ÓXIDOS DE AZOTO:

Depende da instalação existente.

FACTORES LIMITATIVOS:

Aqueles específicos ás turbinas a gas: limitações da temperatura de entrada

PARÂMETROS DE COMPARAÇÃO DAS DIFERENTES INSTALAÇÕES

Parâmetro	TURBINA		MAQ.COMBUST.	GTCC	PFBC	IGCC	FGD	TOPPING
	VAPOR (T.V.)	GÁS (T.G.)	ALTERNATIVA					
Gama de Potências (MW)	1 - 600	< 200	< 20	> 30	> 50	> 50	##	##
Relação de Calor (Btu/KWh)			8400 - 8720#	6489	8230	8132		7267
Aplicação	produção de electricidade+calor	"item" isolado, como pico de produção de electricidade em períodos de ponta	produção de electricidade+calor	produção de electricidade+calor	produção de electricidade+calor	produção de electricidade+calor	controle do enxofre nas ins. existentes ou nova ins. é fisicamente grande	aumento de eficiência e redução de emissões das instal. de T.Vapor
"Status"	bem testada e adoptada	bem testada e adoptada	bem testada e adoptada	bem testada e adoptada	está a ser avaliada a sua operacionalidade	component. individuais testados e adoptados comercialmente; conceito integrado em avaliação	bem testada e adoptada	bem testada e adoptada
Factores Atractivos	boa eficiência global utilização de todo tipo de combustiv. grande longevidade	baixos custos específicos e uma combustão limpa	elevada eficiência térmica e rendimento total; elevada fiabilidade	baixos custos específicos, curtos períodos de construção, elevadas eficiências térm.; n. nec. e.esc.	retenção do enxofre no leito fluidizado e a elevada eficiência térmica do conceito de c.combi.	meio limpo de produção de electricidade com combustíveis contaminadores com elevada eficiência	nenhum a não ser o fim a que se destina	um baixo custo relativo derivado da utilização de combustíveis mais económicos
Gama de Produtos	carvão,VLSFO LSFO,HSFO,GN	GN e destilados leves	GN,VLSFO,LSFO HSFO	GN e destilados leves	carvão e resíduos de refinaria	carvão fuelóleos e resíduos de refinaria	carvão e combustíveis pesados	T.G. - G.N. T.V. - carv.,fuel.,etc
Custo (Esc/kw)	56.97	44.50	213.60#-238.52	115.70	261.66 (>150MW) 213.60 (<150MW)	222.50 (fuelóleo) 271.45 (fuel. ou f./c.)	22.25-44.50	44.50
Eficiência Térmica (%)	33-43	32-35	50-54	52	41,5	43-46	-	37-47
Reten. do Enxofre	0	0	0	0	90	99	80 a 95	40
Emissões SO2 (mg/m3)	*	**	*	**	<400	**	*	*
Óxidos de Azoto (mg/m3)	*	124	redução com nova tecnologia "low-NOx" e motores "lean-burn" ou "swirl"	124	150-300	<100	-	50% redução
Factores Limitativos	baixo rácio H/E; arranque demorado; não se conseguem alcançar elevadas potências;	temperatura dos gases de entrada e os fundamentos da Termodinâmica; tempo de vida reduzido	maiores custos de manutenção em relação às turbinas	temperatura dos gases de entrada na turbina e fundamentos da Termodinâmica	as baixas temperaturas de entrada da turbina a gás limita a eficiência térmica; limpeza dos gases quentes;	o sistema integrado tem de aumentar as actuais eficiências para justificar investim. tolerância a longo prazo do vaso de pressão gaseifica.;	meio muito caro de controlo do SO2 e ocupa uma grande área do espaço físico c/ um sub-produto difícil de armazenar	os específicos das turbinas
Áreas de desenvolvimento futuro		aumento de temperatura dos gases de entrada e redução das emissões de NOx (existe um conflito entre os 2)	Gama de maiores potências (20 cilindros)	aumento da temperatura dos gases de entrada e redução das emissões de NOx	aumento da temperatura dos gases de entrada e melhoria de limpeza dos gases quentes.	áreas de risco acima indicadas	maior ênfase na limpeza dos métodos de combustão de carvão do que nos futuros desenv. do FGD	os específicos das turbinas

* - depende do tipo de combustível

** - dependendo da dimensão da instalação e se se trata de um reajustamento ou instalação nova ou se é para combustíveis com um alto ou baixo teor de enxofre

** - valores desprezáveis, não quantificados pelo construtor

- motores a gás

- para grandes instalações

1 DÓLAR = 178\$00

**** - para o carvão ou carvão, fuelóleo / fuelóleo

NOTAS: 1ª) o intervalo na gama de potências consideradas é meramente indicativo, correspondendo a situações típicas de aplicações. Existem situações particulares de aplicações para além daqueles limites

2ª) os custos considerados representam valores estimados de acordo com os elementos recolhidos junto de fornecedores de equipamento, empresas de projecto e alguns utilizadores.



3.2.13. APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS E CONCLUSÕES

TABELA 3.2.2.

MATRIZ DE COEFICIENTES - POTÊNCIA < 50MW

PRODUTOS	POTÊNCIA < 50 MW									
	INSTALAÇÕES EXISTENTES					INSTALAÇÕES NOVAS				
	TURBINA		MOTOR ALTERN.			TURBINA		MOTOR ALTERN.		
	VAPOR	GÁS	DIESEL	GÁS	GTCC	VAPOR	GÁS	DIESEL	GÁS	GTCC
VLSFO	0,160	(1)	0,175	(1)	(1)	0,160	(1)	0,140	(1)	(1)
LSFO	0,160	(1)	0,175	(1)	(1)	0,160	(1)	0,140	(1)	(1)
HSFO ⁽²⁾	0,140 ⁽³⁾	(1)	0,150	(1)	(1)	0,130 ⁽³⁾	(1)	0,120	(1)	(1)
GÁS NATURAL	0,175	0,150	(1)	0,185	0,190	0,175	0,150	(1)	0,185	0,190
CARVÃO (1%S)	0,150 ⁽⁴⁾	(1)	(1)	(1)	(1)	0,140 ⁽⁴⁾	(1)	(1)	(1)	(1)

(1) não aplicável

(2) o produto pode ser utilizado com correntes mais pesadas

(3) com FGD

(4) com "Topping"

TABELA 3.2.3.

MATRIZ DE COEFICIENTES - POTÊNCIA > 50 MW

PRODUTOS	POTÊNCIA > 50 MW								
	INSTALAÇÕES EXISTENTES				INSTALAÇÕES NOVAS				
	TURBINA			GTCC	TURBINA			PFBC	IGCC
	VAPOR	GÁS	GTCC		VAPOR	GÁS	GTCC		
VLSFO	0,120	(1)	(1)	(1)	0,120	(1)	(1)	0,110	0,110
LSFO	0,130	(1)	(1)	(1)	0,125	(1)	(1)	0,120	0,120
HSFO ⁽²⁾	0,165 ⁽³⁾	(1)	(1)	(1)	0,150 ⁽³⁾	(1)	(1)	0,185	0,190
GÁS NATURAL	0,135	0,120	0,155	0,130	0,120	0,150	0,120	0,120	0,120
CARVÃO (1%S)	0,165 ⁽⁴⁾	(1)	(1)	0,150 ⁽⁴⁾	(1)	(1)	0,190	0,195	0,195

(1) não aplicável

(2) o produto pode ser utilizado com correntes mais pesadas

(3) com FGD

(4) com "Topping"

Para se poder analisar, de uma forma sustentada, a aplicação de uma determinada tecnologia, numa instalação, necessita-se de pelo menos cinco anos.

Nesta tese, apresentamos um conjunto de tecnologias bem comprovadas, quer técnica, quer comercialmente (turbina a vapor, turbina a gás, motor alternativo e ciclo combinado com turbina a gás), e um conjunto de tecnologias mais recentes (PFBC e

IGCC), cujos princípios teóricos são válidos, mas comercialmente procura-se uma melhor eficiência que justifique os custos adicionais dessas tecnologias; desta forma, é difícil perspectivar a evolução futura das diferentes tecnologias e compará-las, até porque cada tipo de instalação tem o seu próprio calcanhar de Aquiles.

O equilíbrio entre o custo futuro da produção de electricidade e o combustível utilizado na instalação dependerá do tipo de tecnologia que se adoptar, para que se opere eficiente e eficazmente a longo prazo.

Nem todas as formas de tecnologia são apropriadas para todo o tipo de combustível (e.g., o carvão, VLSFO, LSFO e HSFO não podem ser utilizados na turbina a gás), havendo todavia várias combinações produtos/tecnologias, pelo que a escolha do tipo de instalação é fulcral. Para além de cada um dos impactos que se consideram nos outros capítulos desta tese, a aplicação de cada tecnologia depende de outros factores endógenos, como o tipo de indústria que se está a caracterizar e as suas necessidades energéticas, a sua localização geográfica (próxima ou não do gasoduto), a estratégia da empresa a curto e longo prazo (aumento de capacidade de produção, exportação, venda de energia à rede e/ou outros consumidores), etc.

De uma forma sintética, a elaboração das tabelas e as ponderações atribuídas tiveram os seguintes pressupostos:

1º) O intervalo na gama de potências considerado é meramente indicativo, correspondendo a situações típicas de aplicações, de acordo com entrevistas que efectuámos (no país e internacionalmente).

2º) As ponderações atribuídas são meramente indicativas, podendo em algumas situações (principalmente no intervalo de potências entre aproximadamente os 20 e 50 MW) ter outros contornos ponderativos. Em cada aplicação há que ponderar todos os

factores envolvidos (ambientais, tecnológicos, económicos, financeiros, institucionais, estratégicos, etc), e verificar se se trata de uma nova instalação ou de uma já existente.

3º) Os principais parâmetros considerados à luz deste critério foram o custo da tecnologia, a eficiência térmica, o custo dos produtos (escudos v. termias), o consumo específico, atendendo à tecnologia e produto utilizados, as características ambientais, os factores atractivos e limitativos e o risco.

4º) O custo de cada tecnologia representa valores estimados de acordo com os elementos recolhidos junto de fornecedores de equipamento, empresas de projecto e alguns utilizadores.

5º) A rentabilidade de um projecto de cogeração depende, em grande escala, da diferença existente entre o preço da electricidade actualmente comprada directamente à rede e o preço do combustível utilizado. Quanto maior for essa diferença, maior será a rentabilidade do projecto e, menor o “pay-back”. Assim, as tecnologias que permitem a utilização de combustíveis residuais são bastante atractivas, para gamas de potências elevadas, já que existem economias de escala na produção de energia.

6º) Como já tínhamos afirmado anteriormente, entendemos que a melhor tecnologia é a de menor custo associado e que cumpre os requisitos impostos legalmente (tecnologia/ custo de capital/ limites ambientais).

Em **CONCLUSÃO** e de acordo com as Tabelas 3.2.2. e 3.2.3. temos:

Potências < 50 MW

INSTALAÇÕES EXISTENTES

a) **Produtos com potencialidades elevadas de aplicação** (correspondente à ponderação entre 0.170 e 0.2) - **Gás Natural** (Turbina a Vapor, Motor a Gás e GTCC), **VLSFO e LSFO** (Motor a Diesel).

b) Produtos com potencialidades de desenvolvimento consideráveis

(correspondente à ponderação entre 0.150 e 0.170) - **Gás Natural** (Turbina a Gás), **VLSFO e LSFO** (Turbina a Vapor) e **Carvão** (Turbina a Vapor).

c) Produtos com potencialidades de desenvolvimento intermédio

(correspondente à ponderação entre 0.125 e 0.150) - **HSFO** (Motor a Diesel).

INSTALAÇÕES NOVAS

a) Produtos com potencialidades elevadas de aplicação (correspondente à

ponderação entre 0.170 e 0.2) - **Gás Natural** (Turbina a Vapor, Motor a Gás e GTCC).

b) Produtos com potencialidades de desenvolvimento consideráveis

(correspondente à ponderação entre 0.150 e 0.170) - **Gás Natural** (Turbina a Gás), **VLSFO e LSFO** (Turbina a Vapor).

c) Produtos com potencialidades de desenvolvimento intermédio

(correspondente à ponderação entre 0.125 e 0.150) - **VLSFO e LSFO** (Motor a Diesel) **HSFO** (Turbina a Vapor) e **Carvão** (Turbina a Vapor).

d) Produtos com potencialidades de desenvolvimento mais reduzidas

(correspondente à ponderação inferior a 0.125) - **HSFO** (Motor a Diesel).

Potências > 50 MW

INSTALAÇÕES NOVAS

a) Produtos com potencialidades elevadas de aplicação (correspondente à

ponderação entre 0.170 e 0.2) - **HSFO** (PFBC e IGCC) e **Carvão** (PFBC e IGCC).

b) Produtos com potencialidades de desenvolvimento consideráveis

(correspondente à ponderação entre 0.150 e 0.170) - **Carvão e HSFO** (Turbina a Vapor) e **Gás Natural** (GTCC).

c) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento intermédio**

(correspondente à ponderação entre 0.125 e 0.150) - **Gás Natural** (Turbina a Vapor) e **LSFO** (Turbina a Vapor).

d) **Produtos com potencialidades mais reduzidas** (correspondente à

ponderação inferior a 0.125) - **Gás Natural** (Turbina a Gás, PFBC e IGCC), **VLSFO** (Turbina a Vapor, PFBC e IGCC) e **LSFO** (PFBC e IGCC).

INSTALAÇÕES EXISTENTES

a) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento consideráveis**

(correspondente à ponderação entre 0.150 e 0.170) - **Carvão e HSFO** (Turbina a Vapor) e **Gás Natural** (GTCC).

b) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento intermédio**

(correspondente à ponderação entre 0.125 e 0.150) - **Gás Natural** (Turbina a Vapor) e **LSFO** (Turbina a Vapor).

c) **Produtos com potencialidades mais reduzidas** (correspondente à

ponderação inferior a 0.125) - **Gás Natural** (Turbina a Gás) e **VLSFO** (Turbina a Vapor).

3.3. IMPACTO DO CUSTO DE CAPITAL NA ESCOLHA DA INSTALAÇÃO

Decidimos atribuir 20% de ponderação a este critério pela extrema importância que o custo de capital tem no custo total de produção de energia.

Como já afirmámos anteriormente, a cogeração é uma tecnologia bem conhecida, cuja fiabilidade e eficiência técnica estão bem demonstradas, embora a sua rentabilidade económica flutue de acordo com as alterações dos preços dos combustíveis e a disponibilidade das fontes energéticas.

Actualmente, a diferença entre os preços da electricidade e os dos combustíveis posicionou a cogeração como uma das formas mais eficientes para a redução dos custos de energia. Quanto maior for a diferença entre o preço da electricidade comprada à rede e o preço do combustível que se irá utilizar, maior será a rentabilidade do projecto e menor o “pay back”. Desta forma, e como se analisou em 3.2., a utilização de combustíveis residuais poderá potenciar aquela diferença.

Sob o ponto de vista económico, a implementação de sistemas de cogeração reduz a necessidade de construção de novas instalações de potência, pelo aumento da capacidade de produção da electricidade. A electricidade é produzida com um investimento mais reduzido e, a curto prazo, o preço por kilowatt é reduzido, com uma influência positiva na competitividade das empresas. Com as poupanças nas quantidades da energia primária também os impactos ambientais são reduzidos.

“A produção de electricidade de uma forma convencional implica que, por cada unidade de electricidade produzida, se necessite de três unidades térmicas. Através da cogeração são necessárias 1,5 unidades, pelo que, a quantidade de poluentes emitidos é reduzida aproximadamente em 50%”¹ (dependendo do binómio tecnologia/combust.).

¹ Beltran, J.V., Martínez, G.C., (1993), “A Review of Cogeneration Equipment ... Installations in Europe”, IVEN.

Ao analisar a possibilidade de instalação de um sistema de cogeração na empresa, o investidor, em conjunto com o grupo encarregue do desenvolvimento do projecto, tem que esboçar o projecto de cogeração, cujas principais fases estão descritas no ANEXO 15, estando sujeitos às tecnologias analisadas no capítulo 3.2. e condicionados às questões ambientais que foram analisadas no capítulo 3.1..

Pensamos ser necessário ter sempre presente que os projectos de cogeração são muito flexíveis, não havendo soluções rígidas para cada tipo de indústria.

O custo total da produção de electricidade tem vários componentes, dos quais os mais importantes são:

- a) os custos de capital, incluindo os juros durante a construção da instalação;
- b) os custos do combustível;
- c) os custos fixos (*i.e.*, trabalho, seguros);
- d) outros custos variáveis;

Durante a fase do desenvolvimento e execução do projecto, poderão ocorrer contratempos relativos ao planeamento definido para a sua execução. Neste caso, cinco factores poderão influenciar os custos de capital e estes são:

- a) o investimento efectuado na instalação;
- b) o período de investimento;
- c) a avaliação do projecto (ou o período de depreciação efectivo);
- d) o n.º. de horas anuais de operação;
- e) o valor da taxa de juro.

Uma forma importante de classificar os diferentes tipos de instalações é através das contribuições relativas aos custos fixos e dos custos variáveis no custo total.

Num extremo, temos as hidroeléctricas, em relação às quais os custos são quase inteiramente custos fixos, não sendo necessário qualquer combustível. A energia nuclear tem características semelhantes, sendo a maioria dos custos totais contabilizados pelos custos de capital. No outro extremo, temos a turbina a gás, que tem o mais reduzido custo de capital, mas em que os custos variáveis são muito elevados.

No estudo que nos propomos efectuar, vamos centrar-nos na concorrência entre os combustíveis a quatro níveis, cujas considerações e conclusões estão apresentadas no último capítulo. No caso de uma nova instalação, são os custos totais que determinam se uma determinada combinação de instalação e combustível irá competir, com sucesso, com outra. Nesta perspectiva, a taxa de juro desempenha um papel crucial na estrutura global dos custos fixos.

Estas considerações são especialmente importantes nas instalações de capital intensivo como a do carvão e da energia nuclear, já que os elevados custos da instalação exercem um grande efeito na taxa de juro.

De acordo com algumas entrevistas que desenvolvemos e que estão em conformidade com alguns elementos que conseguimos consultar, a taxa de juro real de um projecto de energia está compreendida entre os 4 e os 10%.

A Tabela 3.3.1. indica, a título exemplificativo, a influência das taxas de juro em dois tipos de instalações.

TABELA 3.3.1.

COMPARAÇÃO DAS TAXAS DE JURO EM INSTALAÇÕES

	COMPARAÇÃO ENTRE UMA INSTALAÇÃO DE CICLO COMBINADO A GÁS E CARVÃO		
	TAXA DE JURO		
	4%	10%	%
CUSTO TOTAL DE PRODUÇÃO			
- Gás (esc/KWh)	11.37	12.60	10%
- Carvão (esc/KWh)	12.35	15.68	23%

FONTE: WEFA ENERGY (1995).

O valor real dependerá do tipo de financiamento utilizado e das taxas de juro predominantes em cada país.

O impacto que a actual escolha pode ter na avaliação de um investimento e algumas das consequências podem ser avaliadas pela Tabela 3.3.1.

Pensamos que existem dois aspectos relevantes a considerar:

1º) A taxa de juro tem um impacto muito maior no custo de uma instalação a carvão do que a gás, porque os custos de investimento são muito maiores no caso do carvão, situando-se as instalações a fuelóleo entre aqueles dois valores e que são em função da potência a instalar (Tabela 3.2.1.).

2º) O valor do “break even” do gás e dos outros combustíveis é muito sensível às taxas de juro. O corolário a esta observação é que a competitividade do gás a determinado preço estará fortemente dependente da taxa de juro utilizada.

3.3.1. A IMPORTÂNCIA DO PODER DE MERCADO DAS UTILITIES

O Decreto-Lei nº. 189/88 (Anexo 1), ao criar a figura do produtor independente, veio obrigar a EDP a adquirir a energia produzida pelos produtores independentes, segundo a tarifa praticada para os consumidores da rede receptora, correspondente ao nível de tensão imediatamente superior àquele em que é feita a interligação à rede eléctrica. O Estado passou a garantir, durante os primeiros oito anos do prazo de amortização do investimento, um valor de 90% das tarifas em vigor à data da ligação da central à rede pública.

Nos anos 80, em que vigoravam preços de electricidade muito elevados, face aos padrões internacionais da época, este diploma proporcionou condições favoráveis à cogeração, favorecendo a sua expansão e desenvolvimento. Desde 1987, o preço médio doméstico caiu cerca de 21% e o preço médio industrial cerca de 38%, a preços constantes, como resultado da recuperação económico-financeira da EDP, possibilitando

uma maior competitividade das empresas e aproximando a média dos preços aos que são praticados pelos nossos principais parceiros económicos. Para os produtores independentes de electricidade, o KWh perdeu mais de um terço do seu valor em relação a 1988.



As grandes empresas de produção de energia eléctrica, as *utilities*, possuem vantagens competitivas resultantes das economias de escala em termos de produção e distribuição. Por outro lado, o seu poder de mercado confere-lhes grande poder negocial sobre os fornecedores de combustíveis, sobre os clientes, que são em grande número, mas de reduzida dimensão, e enquanto monopólios naturais também são detentores das redes de distribuição.

Em termos de necessidade de capital, a combinação das economias de escala o alto rendimento das instalações e a elevada disponibilidade, dá possibilidade às *utilities* de capital de baixo custo para períodos que podem atingir os 50 anos.

Os pequenos produtores independentes têm de suportar custos de capital mais elevados com períodos de amortização dos investimentos mais reduzidos, o que vai contribuir para o agravamento dos custos fixos por KWh produzido. Por outro lado, como sabemos, a electricidade é um bem que não pode ser armazenado, pelo que, em cada instante, a geração tem que igualar o consumo, que é variável ao longo das 24 horas do dia. Por outro lado, como os canais de distribuição - redes - são detidos e operados pelas *utilities*, elas podem bloquear a rede a outros utilizadores ou limitar o acesso aos cogeneradores, condicionando a possibilidade de estes distribuírem o seu produto.

Desta forma pode resultar um funcionamento económico ineficiente do sector, longe das condições de concorrência perfeita entre produtores independentes e *utilities*.

Um outro aspecto que julgamos importante é a eficiência energética e as suas repercussões positivas a nível ambiental que não estão internalizadas no processo de

formação dos preços e que podiam contribuir para um maior desenvolvimento da tecnologia e promover uma melhoria no nível das emissões ambientais.

3.3.2. ESTUDO PRELIMINAR DE RENTABILIDADE

O ponto de partida para qualquer projecto de cogeração é um rigoroso estudo preliminar de rentabilidade, cujo objectivo é identificar o tipo mais adequado de sistema para as necessidades do consumidor, e determinar se é economicamente atractivo ².

O estudo preliminar pode envolver as seguintes fases: (veja-se ANEXO 15)

- análise da situação corrente;
- estimativa da procura;
- avaliação técnica;
- avaliação económica.

O primeiro aspecto a considerar é a definição dos dados que servirão de base para o “design” da instalação de cogeração; tais dados incluem a análise da procura de energia eléctrica e térmica e a sua distribuição, bem como os custos correspondentes aos sistemas actuais. Um estudo detalhado também deverá ser efectuado relativamente a um possível aumento da procura, resultante de reorientações estratégicas, como o aumento de capacidade de produção, cedência de energia a outras empresas, etc.

A partir do momento da escolha da tecnologia (atendendo a todos os factores analisados anteriormente), é necessário escolher o equipamento auxiliar requerido e configurar o sistema de cogeração que vai suprir as necessidades de energia do consumidor.

O próximo passo é a avaliação técnica do sistema, onde se determina o consumo da electricidade e o do combustível e a resultante poupança energética. A atractividade do sistema energético é muito importante, já que existem dispositivos legais que condicionam a implantação dos sistemas de cogeração. A título de exemplo, indica-se

² Berchin, R., Hoffman, R., (1989), “Elementos Esenciales de Viabilidad de un Proyecto de Cogeneración”, Jornadas Técnicas, ...IDAE.

que uma das condições que os sistemas de cogeração devem verificar é:

$$E + 0,5 \times T > 0,45 \times C, \text{ em que,}$$

E - Energia Eléctrica produzida anualmente pelo cogrador, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética;

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

C - Energia fornecida pelo combustível consumido anualmente no sistema de cogeração, correspondente ao produto da massa do combustível pelo seu poder calorífico inferior.

Com a avaliação económica, inicia-se a fase decisiva do estudo preliminar de rentabilidade da nova/modificada instalação. Começa-se por calcular as poupanças económicas anuais proporcionadas pela nova/modificada instalação, calculando os novos custos de energia (eléctrico e térmico) e os novos custos de manutenção.

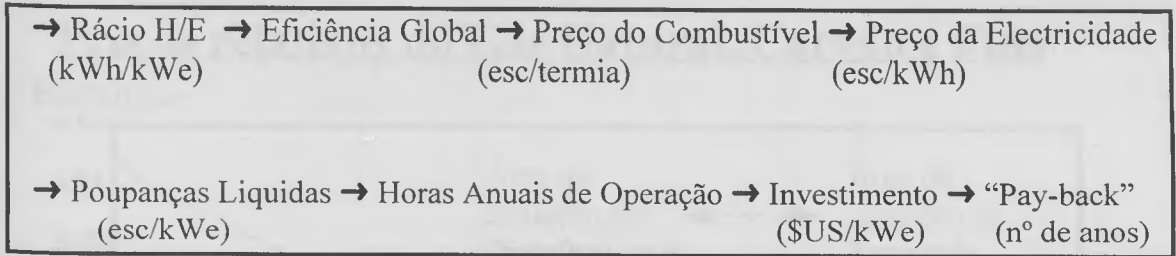
O objectivo final é poder estimar-se o investimento global do projecto (a Tabela 3.2.1. fornece alguns valores característicos do investimento necessário para cada tecnologia - em \$US/Kw).

Como resultado da análise económica obtêm-se parâmetros de rentabilidade, como o “pay-back” do investimento, assim como o Valor Acrescentado Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) que permitem a tomada de decisão em relação à viabilidade do sistema escolhido.

Existem diagramas expeditos que calculam a rentabilidade (e.g., “pay-back” do projecto) de um projecto de cogeração. Os elementos necessários para o cálculo do “pay-back” são: os preços de energia (electricidade e combustível), o investimento estimado da instalação, o número de horas anuais de operação e o esquema básico da instalação. A sequência de cálculo está representada na Tabela 3.3.2.

TABELA 3.3.2.

ESQUEMA SIMPLIFICADO DO CÁLCULO DE VIABILIDADE DE UMA INSTALAÇÃO



O Gráfico 3.3.1., tendo em conta os preços médios praticados no mercado, pretende representar os preços relativos do Gás Natural, Carvão e Fuelóleos em função de escudos/termia, do seu poder calorífico inferior (PCI) e das quantidades, que são função decrescente do preço, havendo economias de escala.

A Tabela 3.3.3. representa os preços de electricidade para fins industriais na Europa para médios e grandes consumidores (até 10 MW de potência máxima).

3.3.3. FINANCIAMENTO DO PROJECTO

A gestão e o financiamento são um dos factores mais importantes no projecto de cogeração. Em virtude da natureza alargada dos projectos, os modelos de gestão são numerosos³, embora possam ser classificados basicamente em três tipos:

a) compra "chave na mão" da instalação de um único fornecedor: o promotor efectua um contrato com um único fornecedor, que subcontrata as várias fases do projecto;

b) compra "especializada" da instalação, em que cada fase do projecto (engenharia, equipamento, montagem, construção civil, etc.) é adjudicada separadamente;

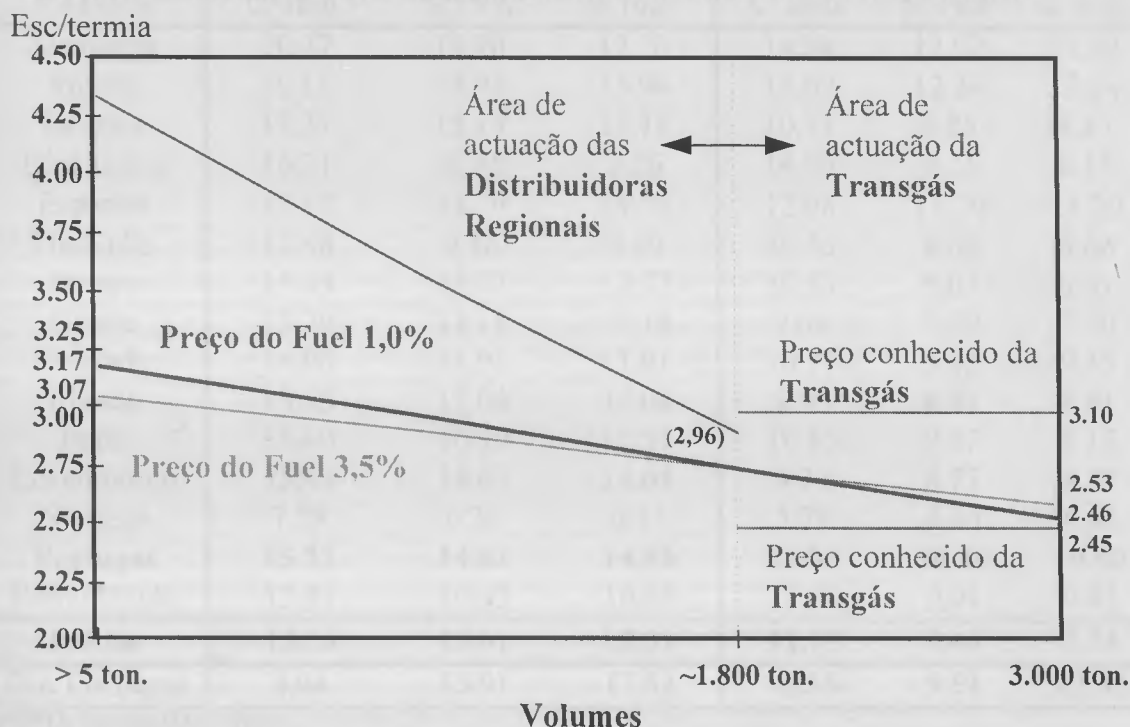
c) compra por sistema, que está compreendida entre os dois casos anteriores e

³ Roqueta, J.M., "Cogeneración con Turbinas de Gas", (1991), col. IPEAE.

que consiste em adquirir cada sistema que consta no projecto numa base de “chave na mão”.

GRÁFICO 3.3.1.

Preços relativos do Gás Natural, Carvão e Fuel



- (1) - Preço do Gás Natural - entre 28\$00 e 46\$00/m³
- (2) - Preço do Fuel 3,5% S - 33\$00/Kg - 11/97 (PVP)
- (3) - Preço do Fuel 1,0% S - 35\$50/Kg - 11/97 (PVP)
- (4) - O Preço do Carvão dependendo das quantidades está compreendido entre 1.50 e 1.75 Esc/termia.

Existem três opções para o financiamento dos projectos:

- a) recursos próprios;
- b) empréstimos bancários;
- c) financiamento por terceiros:
 - “joint venture”
 - “shared savings”
 - venda de energia

As duas primeiras são formas bem conhecidas de financiamento de projectos. A terceira forma é aquela que verificamos que tem maior impacto em Portugal.

TABELA 3.3.3.**PREÇOS DE ELECTRICIDADE PARA FINS INDUSTRIAIS NA EUROPA**

Preços de Electricidade para Fins Industriais (Esc/KWh)						
PAÍSES	Médio Consumidor			Grande Consumidor		
	C/ Imp.	S/ IVA	S/ Imp.	C/ Imp.	S/ IVA	S/ Imp.
Alemanha	20.37	17.70	17.70	14.88	12.92	12.92
Austria	19.11	15.94	15.94	14.69	12.24	12.24
Bélgica	18.37	15.18	15.18	10.71	8.85	8.85
Dinamarca	16.31	10.85	9.26	14.90	9.71	8.15
Espanha	17.17	14.79	14.79	12.98	11.20	11.20
Finlândia	11.48	9.40	9.40	10.56	8.66	8.66
França	15.35	12.77	12.77	10.93	9.07	9.07
Grécia	13.20	11.18	11.18	9.09	7.70	7.70
Holanda	14.00	11.91	11.91	10.73	9.15	9.15
Irlanda	13.53	12.04	12.04	9.93	8.81	8.81
Itália	18.60	16.90	12.51	10.85	9.87	8.15
Luxemburgo	15.49	14.63	14.63	9.30	8.77	8.77
Noruega	7.79	6.33	6.33	5.74	4.66	4.68
Portugal	15.57	14.82	14.82	10.93	10.40	10.40
Reino Unido	12.51	10.65	10.65	11.63	9.91	9.91
Média	15.26	13.01	12.61	11.19	9.46	9.24
Dif. Portugal	2.04	13.91	17.52	-2.35	9.91	12.55

FONTE: Eurostat (JAN. 1996)

Notas: 1ª) Consideramos IECU = 195.8 Escudos

2ª) Consideramos o Médio Consumidor com Potência Máxima até 0.5 MW e 2 Gwh de consumo anual.

3ª) Consideramos o Grande Consumidor com Potência Máxima até 10 MW e 70 Gwh de consumo anual.

4ª) Para os Muito Grandes Consumidores (Potências >10 MW) os Preços em relação aos Grandes Consumidores são inferiores entre 10% e 25% (valores médios).

3.3.4. APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS E CONCLUSÕES

TABELA 3.3.4.

MATRIZ DE PONDERAÇÕES

PRODUTOS	Pot. <10 MW	10 MW < Pot. <50 MW	Pot. >50 MW
VLSFO ¹	0.120	0.110	0.100
LSFO ¹	0.165	0.155	0.125
HSFO ¹	0.135	0.135	0.200
GAS NATURAL	0.175	0.160	0.125
CARVÃO (~1%S)	²	0.148	0.200

¹ HSFO, LSFO e VLSFO podem ter isenção de ISP na cogeração.

² Não aplicável.

A principal atractividade num sistema de cogeração, para além de outros factores, situa-se no nível de diferença entre os preços de electricidade e os preços dos combustíveis praticados.

Pensamos que o tarifário a praticar pelas empresas produtoras e distribuidoras de electricidade deverá ser concebido com a preocupação fundamental de minimizar as distorções face ao sistema de preços que vigoraria em regime de mercado concorrencial, o qual promoveria a racionalidade dos agentes nas decisões de afectação de recursos (investimento) e de consumo, contribuindo para a eficiência do sistema económico.

Existem vários parâmetros que influenciam o custo de capital na escolha de uma instalação. De entre os mais importantes, destacamos a gama de potências (MW), que é estabelecida em função das necessidades e orientação estratégica do projecto que se pretende implementar, o tipo de combustível utilizado, a eficiência térmica (%) da tecnologia adoptada, o investimento (Esc/Kw) necessário, o período de amortização

considerado, os custos de operação e manutenção e outros custos variáveis como os seguros, trabalho, etc.

Atendendo a estes parâmetros, atribuímos as ponderações tendo em consideração a gama de potências abaixo dos 10 MW, entre os 10 e 50 MW e acima dos 50 MW.

Analisando cada uma destas gamas, as ponderações que atribuímos devem-se às seguintes considerações:

a) Potências inferiores a 10 MW

Nesta gama de potências não é viável a utilização do carvão como combustível nas instalações, atendendo aos seus custos de armazenamento e transporte, razão pela qual não lhe atribuímos ponderação.

Pensamos que o gás natural, atendendo aos investimentos efectuados, quer no gasoduto em Portugal quer no contexto Europeu, representa uma boa alternativa de utilização. A principal tecnologia que está actualmente em expansão em Portugal é o motor a gás e o ciclo combinado com turbina a gás em que se pretende usufruir da disponibilidade e viabilidade do produto, aliadas às vantagens ambientais que proporciona. Neste momento, existem limitações a nível institucional em relação à gestão conjunta de energia eléctrica e térmica no sector terciário, havendo numerosas oportunidades de aplicação para a produção combinada de electricidade e calor nos hotéis, hospitais, aeroportos, centros comerciais, parques industriais e tecnológicos e ainda zonas residenciais. Pensamos que a limitação ao sector industrial será eliminada, contribuindo para o desenvolvimento da cogeração na gama de potências menores que dois MW.

A eficiência térmica do motor a gás é inferior à do motor a diesel, mas os custos de investimento (Esc/Kw) são inferiores, como também o são os custos de manutenção e de operação, para além dos benefícios, a nível ambiental, que a utilização do GN possui em relação ao HSFO e LSFO. O preço do combustível, no caso do gás natural

(Esc/termia), pode situar-se entre os 2.5 e os 3.2 Esc/termia, tendo o fuelóleo a vantagem da isenção do Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP) para as aplicações de cogeração, o que posiciona este produto como competitivo, havendo a limitação das emissões a nível ambiental.

b) Potências compreendidas entre 10 MW e os 50 MW

Pensamos que será nesta gama de potências que haverá a mais acérrima concorrência, sendo o palco do “interfuel competition” propriamente dito.

Em cada caso de investimento existem factores que têm que ser analisados como o acesso ao gasoduto (proximidade), a potência a instalar, a taxa de juro associada ao investimento, o tipo de financiamento, o limite de emissões produzidas atendendo à tecnologia utilizada, a legislação existente, etc.

Por outro lado, existem ponderações de sinal contrário quando se comparam diferentes instalações.

O “establishment” final dependerá do diferencial de preços entre os diferentes combustíveis e, sobretudo, do diferencial para o preço da electricidade.

c) Potências superiores a 50 MW

Para potências superiores a 50 MW, os combustíveis pesados possuem maiores vantagens competitivas do que os seus concorrentes leves, em virtude de existirem economias de escala que garantem menores custos de capital do que nas grandes instalações de potência como o PFBC e o IGCC (sujeitas aos condicionalismos descritos anteriormente), e que se podem situar nos 4%; contudo, são investimentos com grande intensidade de capital que pensamos só serem rentáveis a longo prazo e que exigem um partenariado em que os custos de transporte e distribuição são muito importantes, devendo a empresa local de transporte e distribuição estar também associada no projecto de financiamento, num regime de “joint-venture” ou “shared savings”. O preço do combustível é fundamental para se poder garantir a rentabilidade do projecto. Assim,

atendendo às grandes quantidades consumidas, ele pode situar-se em 1.50 Esc/termia no carvão e 1.80 Esc/termia nos fuelóleos pesados. Para se poder garantir a rentabilidade destes projectos é importante garantir preços na ordem daqueles valores ou até inferiores, durante a vida útil do projecto.

Por outro lado, os custos variáveis são mais elevados, como por exemplo, os custos de manutenção, de operação, seguros, trabalho, etc.

Em **CONCLUSÃO**, e de acordo com o que afirmámos, temos:

Potências < 10 MW

a) **Produtos com potencialidades elevadas de aplicação** (correspondente à ponderação entre 0.170 e 0.2) - **Gás Natural**.

b) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento consideráveis** (correspondente à ponderação entre 0.150 e 0.170) - **LSFO**.

c) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento intermédio** (correspondente à ponderação entre 0.125 e 0.150) - **HSFO**.

d) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento mais reduzidas** (correspondente à ponderação inferior a 0.125) - **VLSFO**.

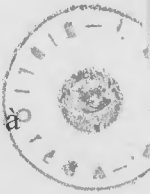
10 MW < Potências < 50 MW

a) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento consideráveis** (correspondente à ponderação entre 0.150 e 0.170) - **LSFO e Gás Natural**.

b) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento intermédio** (correspondente à ponderação entre 0.125 e 0.150) - **HSFO e Carvão**.

c) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento mais reduzidas** (correspondente à ponderação inferior a 0.125) - **VLSFO**.

Potências > 50 MW



a) **Produtos com potencialidades elevadas de aplicação** (correspondente à ponderação entre 0.170 e 0.2) - **Carvão e HSFO.**

b) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento intermédio** (correspondente à ponderação entre 0.125 e 0.150) - **Gás Natural e LSFO.**

c) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento mais reduzidas** (correspondente à ponderação inferior a 0.125) - **VLSFO.**

3.4. IMPACTO DA VIABILIDADE/DISPONIBILIDADE DO

COMBUSTÍVEL

Após termos analisado, nos capítulos precedentes, os impactos nos aspectos ambientais, os impactos das tecnologias e do custo de capital na escolha das instalações, pensamos ser importante perspectivar a disponibilidade do combustível, o “pricing” dos combustíveis concorrentes e os possíveis cenários da sua evolução.

Em Portugal, existem actualmente duas refinarias, a Refinaria do Porto e a Refinaria de Sines, que são responsáveis pela produção dos fuelóleos; paralelamente são feitas importações destes combustíveis. Em relação ao carvão, ele é todo importado, sendo as principais origens a África do Sul (Richards Bay), a Austrália (Newcastle e Gladstone) e os Estados Unidos, para além da Europa. No que concerne ao gás natural, ele é abastecido através do gasoduto que liga a central argelina de Hassi-R`mel a Córdoba e Rio Maior, via Marrocos e Estreito de Gibraltar. Este possui 1630 quilómetros, 270 dos quais em território português. O acordo firmado em 1994 entre a Transgás e a Sonatrach prevê a venda de gás natural durante 24 anos de contrato, estando prevista a construção de reservas subterrâneas em Pombal, além de que, a partir de 1999, se pretende contratar um abastecimento complementar de longa duração de gás natural liquefeito da Nigéria, via terminal de Huelva, em Espanha.

Seguidamente precedemos estas perspectivas com um resumo das nossas assunções de base e uma comparação dos diferentes desenvolvimentos dos preços dos combustíveis.

3.4.1. ASSUNÇÕES NO PREÇO DO CRUDE

Pensamos ser sensato, em virtude da complexidade do tema, considerar assunções em vez de previsões e vamos considerar três cenários possíveis: um cenário

de base, um cenário de preço baixo de crude e um cenário de preço elevado do crude.

Consultámos algumas fontes e estabelecemos um pequeno modelo matemático que nos auxiliasse nas nossas assunções. Contudo, como é do conhecimento geral, existem outras variáveis exógenas que condicionam qualquer tipo de assunção. Se pensarmos só em situações recentes, destacamos o fenómeno do “El Niño”, que tem provocado disrupções nos padrões típicos do estado de tempo e que pode alterar a médio/longo prazo a sazonalidade típica dos consumos dos produtos, alterando a concorrência entre os combustíveis, para além do “eterno” problema no estabelecimento das quotas de produção entre os membros da OPEP (Organização dos Países Produtores de Petróleo).

O principal propósito destes cenários é abarcar a provável extensão dos preços do crude a longo prazo e, em particular podermos perspectivar a concorrência entre combustíveis, através de cenários distintos de preços do fuelóleo, do carvão e do gás natural.

3.4.2. ASSUNÇÕES NOS PREÇOS DE FUELÓLEO

Desde 1986, o diferencial entre os preços do Crude e do HSFO (3,5% de enxofre) tem estado constantemente a oscilar desde \$US 30/tonelada at é a um pico acima de \$US 100/tonelada, no início da guerra do Golfo, sendo agora cerca de \$US 50/tonelada¹. O preço absoluto do fuelóleo tende a não ser tão volátil como o do crude, já que o fuelóleo tem a concorrência de um produto, que é o carvão, que não é um hidrocarboneto, e mais recentemente, em Portugal, tem também a concorrência do gás natural.

À medida que o preço do crude sobe lentamente no nosso cenário base de

¹ “Platt’s European Marketscan”, média de valores de 1997.

previsão, o preço do HSFO não aumenta tão depressa como o preço do crude, especialmente quando a procura decrescente para o produto é considerada.

No desenvolvimento de preços do HSFO, correspondente aos diferentes cenários dos preços do crude, existem duas considerações que pensamos serem importantes:

a) se o preço do fuelóleo for excessivo, não será consumido nem nos sectores mais insubstituíveis como os navios tanque, que serão convertidos para queimarem carvão;

b) o diferencial entre o crude e o HSFO não pode ser muito elevado, porque, se assim for, as margens de refinação serão negativas, a não ser que o reduzido preço do HSFO seja compensado por preços de produtos muito elevados, ou sejam produzidas muito poucas quantidades de fuel; se o diferencial for elevado, o HSFO poderá também ser encarado como um produto atractivo para “upgrading” - apesar de todos os custos de capital e dificuldades envolvidas. A longo prazo, um elevado diferencial é possível para o fuelóleo, uma vez que tem escassas facilidades de “upgrading”.

TABELA 3.4.1.

ASSUNÇÕES DO PREÇO DE CRUDE - 1995 REAL						
\$ US - BRENT CIF						
	1995	1997	1998	1999	2000	2005
Base*	17	19	16	18	19	22
Baixo	17	16	14	17	17 -	17
Alto	17	21	20	23	26	30

* FONTE: Standard & Poor's DRI, "Oil Market Outlook", Dezembro 1997.

"BP Statistical Review of World Energy", 1997.

McCloskey Coal Information Service, 1997.

TABELA 3.4.2.

ASSUNÇÕES DO PREÇO DE FUELÓLEO \$US (1995) / TON.						
	1995	1997	1998	1999	2000	2005
Base*	80	90	77	82	90	102
Baixo	80	84	72	80	80	80
Alto	80	96	102	111	125	141

* FONTE: Standard & Poor's DRI, "Oil Market Outlook", Dezembro 1997.

TABELA 3.4.3.

DIFERENCIAL CORRESPONDENTE (CRUDE - PREÇO FO) \$US / TON						
	1995	1997	1998	1999	2000	2005
Base	45	50	40	50	49	59
Baixo	45	33	31	45	45	45
Alto	45	58	45	58	66	79

3.4.3. IMPLICAÇÕES DOS PREÇOS DE FUELÓLEO NO GÁS NATURAL

Desde que o gás natural foi introduzido na Europa, o seu preço tem estado indexado para concorrer com os preços dos produtos derivados do petróleo. Em Portugal esta situação é idêntica, estando o sistema tarifário (Tarifas A e B) indexado ao valor médio do preço FOB do crude “Arabian Light Breakeven”, publicado no “Platt’s Oilgram Price Report”, durante o semestre anterior ao trimestre de aplicação, e ao preço do HSFO (Tarifa A). A Tarifa A aplica-se aos processos industriais na generalidade e a Tarifa B à cogeração.

Tem havido duas razões para que o preço do GN esteja indexado ao preço do crude e dos seus derivados:

a) Para que o gás substitua o fuelóleo, pensamos ser necessário que o seu preço esteja próximo daquele. A necessidade de uma estreita indexação é potenciada pelo facto de alguns consumidores terem sistemas de “dual-firing” e poderem facilmente retornar ao fuelóleo (por exemplo as vidreiras na Marinha Grande manifestaram essa intenção). O corolário é que os vendedores de gás querem conseguir o seu valor de mercado, o qual está estritamente relacionado com o preço do fuelóleo que quer substituir (o efeito de substituição no caso do propano é naturalmente evidente).

b) O gás é em muitos casos produzido como um co-produto na produção de petróleo, pelo que os produtores procuram efectuar semelhantes “netbacks” por unidade de energia, simultaneamente com o fuelóleo e o gás.

O preço dos produtos actuais do petróleo, em relação aos quais o preço do gás está indexado varia em conformidade com os acordos particulares de fornecimento e também com o local de fornecimento; o gás argelino está indexado aos preços do crude, enquanto que outros contratos, de longo prazo, entre produtores e as empresas públicas de gás, na Europa Ocidental, geralmente, têm um “mix” de preços para o consumidor de gasóleo e gás. A indexação nos fornecimentos depende dos produtos petrolíferos que o gás vai substituir. Onde o gás natural está a concorrer com o gasóleo, os preços deste último são utilizados na indexação do preço do gás. No caso do sector energético, o gás concorre normalmente com o fuelóleo e, geralmente, é o LSFO (1% de S) que faz o mais importante “benchmarking”, atendendo às recentes propostas de limitação no teor de SO₂. Pensamos existirem dois iminentes desenvolvimentos que poderão mudar a base de “pricing”:

a) a introdução de fuelóleo com muito baixo teor de enxofre (VLSFO) no sector energético (*e.g.*, em Itália);

b) a construção de instalações de produção de energia com combustão a gás, como uma alternativa às novas instalações a carvão.

3.4.4. CONCORRÊNCIA COM O CARVÃO

O acordo Statoil-SEP foi estabelecido por forma a que o gás fosse fornecido a “preços de substituição do carvão”. A lógica comercial é que o comprador do gás nunca deveria estar a pagar mais para produzir energia numa base completa de custos, através da utilização de gás em vez de carvão. A diferença entre os custos de capital das instalações a gás e a carvão é decomposta no preço do gás.

Os resultados potenciais desta situação são:

a) uma dupla estrutura de “pricing”, com diferenças potenciais significativas entre os dois preços, e a conseqüente ocorrência de descontos;

b) os riscos globais de vendas que os produtores têm que suportar poderão ser reduzidos através da influência simultânea dos preços do carvão e do fuelóleo.

3.4.5. CENÁRIOS ALTERNATIVOS DE PREÇOS DE COMBUSTÍVEL

As tabelas e os gráficos (em Anexo) que se apresentam estabelecem esses cenários.

TABELA 3.4.4.
PREÇOS INTERNACIONAIS DE ENERGIA \$ USD/tep

Cenário de PREÇO BASE						
	1995	1997	1998	1999	2000	2005
Carvão (\$/tec)	45	51	49	53	55	60
HSFO (3,5%)		90	77	82	90	102
LSFO (1,0%)		107	98	107	118	132
VLSFO (0,3%)		130	123	137	150	167
GÁS	118	121	115	130	142	155
LSFO-HSFO		17	21	25	28	30
GÁS-LSFO		14	17	23	24	23
GÁS-CARVÃO	73	70	66	77	87	95
CARVÃO (\$/GJ)	1.53	1.74	1.67	1.81	1.88	2.05
HSFO (\$/GJ)		2.24	1.92	2.04	2.24	2.54
GÁS (\$/GJ)	2.62	2.68	2.55	2.88	3.15	3.44
Cenário de PREÇO BAIXO do CRUDE						
	1995	1997	1998	1999	2000	2005
Carvão (\$/tec)	45	47	45	48	51	53
HSFO (3,5%)		84	72	80	80	80
LSFO (1,0%)		102	94	105	112	125
VLSFO (0,3%)		125	118	130	144	155
GÁS	118	116	110	124	134	148
LSFO-HSFO		18	22	25	32	45
GÁS-LSFO		14	16	19	22	23
GÁS-CARVÃO	73	69	65	76	83	95
CARVÃO (\$/GJ)	1.53	1.60	1.53	1.64	1.74	1.81
HSFO (\$/GJ)		2.09	1.79	1.99	1.99	1.99
GÁS (\$/GJ)	2.62	2.57	2.44	2.75	2.97	3.28
Cenário de PREÇO ELEVADO do CRUDE						
	1995	1997	1998	1999	2000	2005
Carvão (\$/tec)	45	53	51	55	59	66
HSFO (3,5%)		96	102	111	125	141
LSFO (1,0%)		116	124	136	154	173
VLSFO (0,3%)		135	145	158	179	198
GÁS	118	128	143	152	169	188
LSFO-HSFO		20	22	16	29	32
GÁS-LSFO		12	19	16	15	15
GÁS-CARVÃO	73	75	92	97	110	122
CARVÃO (\$/GJ)	1.53	1.81	1.74	1.88	2.01	2.25
HSFO (\$/GJ)		2.39	2.54	2.76	3.11	3.51
GÁS (\$/GJ)	2.62	2.84	3.17	3.37	3.75	4.17

NOTA 1 : Os preços nas instalações são mais elevados

NOTA 2 : Não estão considerados descontos

O propósito de se estabelecerem três cenários de preços de combustíveis é para que no capítulo da concorrência, possamos aferir o impacto da procura de combustível destes diferentes cenários prevaletentes. Pensamos ser particularmente importante que estes cenários possam mostrar um bom intervalo de diferença de preços carvão/hidrocarbonetos, já que é provável que isso seja o único factor importante a influenciar

TABELA 3.4.5.

PREÇOS DE ENERGIA NA INSTALAÇÃO² \$ USD

Cenário de PREÇO BASE						
	1995	1997	1998	1999	2000	2005
Carvão (\$/tec)	55	61	59	63	65	70
HSFO (3,5%)		105	92	97	105	117
LSFO (1,0%)		122	113	122	133	147
VLSFO (0,3%)		145	138	152	165	182
GÁS		141	135	150	162	175
LSFO-HSFO		17	21	25	28	30
GÁS-LSFO		19	22	28	29	28
GÁS-CARVÃO		80	76	87	97	105
CARVÃO (\$/GJ)		2.08	2.01	2.15	2.22	2.39
HSFO (\$/GJ)		2.61	2.29	2.41	2.61	2.91
GÁS (\$/GJ)		3.12	2.99	3.32	3.59	3.88
Cenário de PREÇO BAIXO do CRUDE						
	1995	1997	1998	1999	2000	2005
Carvão (\$/tec)	55	57	55	58	61	63
HSFO (3,5%)		99	87	95	95	95
LSFO (1,0%)		117	109	120	127	140
VLSFO (0,3%)		140	133	145	159	170
GÁS		136	130	144	154	168
LSFO-HSFO		18	22	25	32	45
GÁS-LSFO		19	21	24	27	28
GÁS-CARVÃO		79	75	86	93	105
CARVÃO (\$/GJ)		1.94	1.88	1.98	2.08	2.15
HSFO (\$/GJ)		2.46	2.16	2.36	2.36	2.36
GÁS (\$/GJ)		3.01	2.88	3.19	3.41	3.72
Cenário de PREÇO ELEVADO do CRUDE						
	1995	1997	1998	1999	2000	2005
Carvão (\$/tec)	55	63	61	65	69	76
HSFO (3,5%)		111	117	126	140	156
LSFO (1,0%)		131	139	151	169	188
VLSFO (0,3%)		150	160	173	194	213
GÁS		148	163	172	189	208
LSFO-HSFO		20	22	16	29	32
GÁS-LSFO		17	24	21	20	20
GÁS-CARVÃO		85	102	107	120	132
CARVÃO (\$/GJ)		2.15	2.08	2.22	2.35	2.59
HSFO (\$/GJ)		2.76	2.91	3.13	3.48	3.88
GÁS (\$/GJ)		3.28	3.61	3.81	4.19	4.61

² Valores indicativos dependendo da origem do produto e quantidades.

as quotas de mercado dos diferentes combustíveis.

3.4.6. DISPONIBILIDADE DE COMBUSTÍVEL RELATIVA AOS CENÁRIOS

A disponibilidade e o acesso a todos os combustíveis serão fortemente influenciados pelos preços a praticar. Esta situação é mais particular nas importações de gás, em especial do gás natural.

A disponibilidade e a viabilidade do sector energético para consumir GN será elevada se o preço for mais reduzido em relação a outros combustíveis. Por outro lado, as empresas e os países fornecedores do GN não estarão economicamente disponíveis para desenvolverem novos campos de produção, estimando-se que os preços fronteira se situem nos \$USD5/mBtu. É provável que possa existir um aumento de procura que provoque simultaneamente um aumento de preços e de oferta.

No caso do cenário de preço baixo de crude, poderá haver uma indexação do preço do gás relativamente aos preços dos outros combustíveis, em particular, do fuelóleo que, devido ao seu baixo preço, fará uma forte concorrência ao GN.

Desta forma, as quantidades disponíveis de GN, quer no cenário de base como no cenário de preço baixo do crude, serão análogas. Só no cenário de preço alto do crude é que estarão disponíveis quantidades adicionais de GN, provenientes de fontes com alto custo de exploração, mas que provavelmente não serão absorvidas pelo mercado.

No caso do carvão e do HSFO, as curvas de oferta terão declives positivos com reduzida inclinação, dependendo dos diferentes cenários de preços.

Em Portugal, com a introdução do GN, é expectável que exista um excedente de HSFO que poderá ser potenciado, se a procura descer mais rapidamente do que a produção nas refinarias. Como consequência, é provável que o preço baixe e que se altere a paridade de preços com o carvão. Por outro lado, um largo excedente do produto,

a nível mundial, poderá ser um factor que provoque a manutenção dos preços do crude a níveis baixos.

Relativamente à disponibilidade do LSFO e do VLSFO, ela estará dependente dos diferenciais de preços em relação ao HSFO. Actualmente, estima-se que um diferencial de \$USD 20/tonelada seja suficiente para se conseguirem maiores quantidades de LSFO. Em relação ao VLSFO, o prémio necessário terá que ser mais elevado, o que poderá ser uma condicionante ao seu consumo, se atendermos que os utilizadores poderão consumir gás ou ajustar as suas instalações com unidades de FGD.

Assim sendo, pensamos que ele será apenas utilizado pelas instalações que não possuam espaço para instalarem unidades de FGD, ou não tenham acesso ao GN.

3.4.6.1. DISPONIBILIDADE DO CARVÃO

O Carvão pode ser considerado como um combustível poluente, relativamente ao seu manuseamento e às emissões resultantes da sua combustão. Por outro lado, e como resposta à pressão ambiental e económica do gás, o carvão possui duas grandes vantagens em relação ao GN, sendo a primeira, as enormes reservas existentes, e a segunda, a sua dispersão à volta do mundo. Estes factos garantem, por um lado, a não existência de barreiras relativamente ao desenvolvimento e continuidade do produto e, por outro lado, as escassas hipóteses de se formar um cartel como no caso do petróleo.

Estas são fortes razões para a manutenção da dependência do sector de produção de energia em relação ao carvão.

As previsões existentes³ da comercialização a nível internacional do produto indiciam um crescimento, prevendo-se para o ano 2000 trocas comerciais superiores a 300 milhões de toneladas, e reservas comprovadas de 1 075 bilhões de toneladas⁴.

O factor condicionante a este desenvolvimento situa-se a nível ambiental, já que

³ FONTE: "WEFA ENERGY's Internacional Coal Trade Service - ICTS".

⁴ "World Energy Conference", 1991.

existem alguns estudos que indiciam que o aquecimento global do planeta está relacionado com o aumento do consumo dos combustíveis fósseis, em particular do carvão. Por outro lado, as limitações existentes ao nível do teor em enxofre têm potenciado o aumento de consumo de carvões com um teor baixo de enxofre (<1%) com implicações no aumento do prémio a pagar.

Em conclusão, e atendendo às reservas existentes, o preço correspondente ao cenário de base poderá oscilar entre os \$ USD 45/tec (real 1995) e os \$ USD 55/tec (2000), a que corresponde o aumento pouco significativo de 20% em cinco anos.

3.4.6.2. DISPONIBILIDADE DO FUELÓLEO

O fuelóleo é o único produto principal do processo de refinação com menor valor do que o crude. Como consequência, o principal interesse dos refinadores é minimizar as quantidades produzidas, instalando unidades de craqueamento que convertem o resíduo atmosférico proveniente das soluções tradicionais em produtos com maior valor como a gasolina e o gasóleo. Uma outra solução para se produzir menos fuelóleo é utilizarem-se crudes leves que possam gerar economias de processo, porque o maior preço pago pelo crude pode compensar as menores quantidades de fuelóleo produzidas.

A concorrência que o fuelóleo tem efectuado ao longo dos últimos anos, nomeadamente no campo de produção de energia, tem sido diferenciada. No início dos anos setenta, a maior parte das instalações de produção de energia estavam adaptadas para consumirem este produto como consequência do seu baixo preço (e do crude) em comparação com o carvão. Esta situação só se alterou após o segundo choque petrolífero (depois de 1980), já que após o primeiro choque ainda era económico o seu consumo. Só com a greve dos mineiros no Reino Unido, em 1984/85, nas minas de carvão, é que o fuelóleo recuperou as perdas de consumo ocorridas anteriormente.

Por tudo isto, as empresas de produção de energia têm tido alguma relutância em consumirem fuelóleo, em virtude da sua má experiência passada na qual se verificaram grandes oscilações do seu preço. Pensamos, e à semelhança da estratégia que vem sendo seguida com a introdução do gás natural em Portugal, que o preço do fuelóleo poderia estar indexado ao preço do gás ou ao do carvão, conforme fosse um ou outro o principal concorrente. Outra situação seria a indexação a um cabaz de produtos com ponderações específicas.

Toda esta situação poderia ser posta em causa na eventualidade de uma subida abrupta no preço do crude, para além do facto da maior parte dos países pertencentes à OPEP possuírem grandes quantidades de crudes com um teor médio de enxofre.

Por outro lado, entendemos que o fuelóleo irá ser considerado pelas empresas produtoras de energia como um produto viável a utilizar devido a várias razões. Com a introdução do gás natural, irá haver um excedente progressivo do produto nos consumidores industriais, em virtude da sua substituição por aquele produto. O HSFO irá ser o principal produto substituído, e as refinarias terão que equacionar as economias de processo que poderão obter das correntes dos componentes, em particular, da unidade de “visbreaker” nas seguintes opções possíveis: a) combustão directa nas instalações convencionais com FGD; b) produção de energia em projectos de gaseificação (a produção de energia através de processos de gaseificação diminui as emissões de SO₂ a baixos níveis); c) conversão em produtos leves através do craqueamento das moléculas ou outras formas.

Um outro aspecto que achamos relevante considerar é a sub-utilização da capacidade de combustão. Existem situações em que seria mais interessante investir (~ \$ USD 125 a 250/Kw - ver página 72) em unidades de FGD do que construir novas instalações.

Como apresentamos na Tabela 3.4.3., o diferencial entre o crude e o HSFO tem sido variável, oscilando entre os \$USD 5/tep, no cenário base, até \$USD 13/tep, correspondente ao cenário alto nos últimos 3 anos. No nosso cenário base, assumimos um diferencial de \$USD 45/tep (real 1995) até \$USD 59/tep (correspondente a 2005) com um ponto de inflexão em 1998, motivado pelos preços baixos de oferta de mercado.

No cenário de preço baixo, assumimos um diferencial praticamente constante de \$USD 45/tep, correspondendo ao cenário alto uma maior dispersão.

Como conclusão, referiremos que a disponibilidade do produto será em função da possibilidade da ocorrência de um daqueles cenários, estando o preço balizado pelo preço do gasóleo (como limite superior) e pelo preço do carvão com baixo teor em enxofre (como limite inferior).

3.4.6.2.1. O DIFERENCIAL LSFO - HSFO

O nível de preços do fuelóleo é muito importante para o sector energético por duas razões principais: a primeira, no caso do preço do fuelóleo ser mais barato que o do carvão, e a segunda e não menos importante, é que o preço do fuelóleo desempenha um papel importante na fixação dos preços do gás natural. Pensamos que o papel do HSFO irá ser substituído gradualmente pelo LSFO, devido às crescentes pressões ambientais.

Desta forma, o sector energético deverá estar atento ao balanço entre a oferta e a procura daqueles dois “grades” de fuelóleo.

O LSFO e o HSFO poderão ter funções diferentes a desempenhar no sector futuro da produção de energia. O HSFO poderá ser utilizado em instalações onde o FGD foi já ajustado ou em instalações de gaseificação, enquanto o LSFO será utilizado em outras instalações sem dessulfurização.

Estima-se que as grandes empresas de energia estarão só dispostas a pagar um prémio até \$USD 25/tonelada⁵ pelo LSFO (ou VLSFO), relativamente à hipótese de

⁵ Goerden, I.P., “Heavy oil residues”, Powergen 1997.

instalação de uma unidade de FGD, já que quanto maior for a procura do LSFO, maior será evidentemente o seu prémio e, como consequência, maior será o incentivo para a instalação de unidades de FGD.

Pensamos que uma ilação importante que se pode inferir é saber o ponto de equilíbrio entre o valor do LSFO (ou VLSFO) que a empresa energética estará disposta a pagar e o custo para a refinaria para produzir aqueles combustíveis (dependente dos custos operacionais e dos investimentos necessários, bem como da evolução dos diferenciais dos preços do crude).

3.4.6.2.2. VLSFO

Adicionalmente, e como já se referenciou anteriormente, existe um terceiro produto concorrente no mercado, o VLSFO (*i.e.*, 0.3% ou 0.5% de enxofre). Embora os preços relativos deste produto sejam agora cotados e referenciados ao porto de Nova York, não existe um mercado determinado para o produto na Europa (à excepção da Itália). É, por conseguinte, particularmente difícil prever o seu preço, salvaguardando o óbvio raciocínio de que deverá situar-se entre o LSFO e o gasóleo.

Pensamos que o VLSFO tem algumas implicações interessantes. Se o preço do gás for fixado próximo do LSFO, e desde que as suas características sejam em todos os aspectos melhores do que as do VLSFO, não haverá motivo para se pagar um preço mais elevado pelo VLSFO que pelo gás. Pensamos que existem somente duas razões lógicas: uma instalação de energia consome VLSFO para cumprir os limites ambientais, quando é logisticamente incapaz de encontrar gás, ou o preço do gás é significativamente maior do que o do VLSFO.

Se existir alguma diferença material no preço entre o VLSFO e o gás, haverá um forte incentivo para a instalação de energia comprar gás.

Por outro lado, pensamos que é improvável que um mercado suficientemente estável seja estabelecido para o VLSFO, ao ponto do seu preço poder ser utilizado para indexar os preços do gás natural. Além do mais, haveria uma larga oposição, por parte dos consumidores, para a fixação do preço do gás tomando como referencial o VLSFO em vez do LSFO.

Em conclusão, só podemos encarar a utilização do VLSFO pelos consumidores que não possam obter gás natural (ou não possam obtê-lo a preços do LSFO).

3.4.7. DISPONIBILIDADE DO GÁS NATURAL

O Gás Natural (GN) era praticamente desconhecido no início deste século, estando neste momento, em toda a Europa, a assumir quotas crescentes de mercado em relação a outras formas de energia. A nível mundial existe também um forte crescimento do comércio deste produto.

As reservas mundiais são não apenas importantes, como cresceram de 40 mil milhões de metros cúbicos, em 1969, para mais de 140 mil milhões, em 1996. A Rússia é onde existem as maiores reservas (cerca de 40%), seguindo-se o Médio Oriente (32%).

As regiões onde o consumo é mais elevado são os Estados Unidos (24% do consumo mundial), a Europa Ocidental (15%), a ex-URSS (27%) e a Ásia/Pacífico (10%), sendo apenas os Estados Unidos e a ex-URSS autosuficientes.

O aumento da procura na Europa e na Ásia levará, até ao ano 2010, a uma duplicação do comércio mundial de GN, com grandes projectos de investimento de muitos milhões. A título de exemplo, um projecto de exportação para a Europa, via gasoduto Yamal (norte de Sibéria), deverá apresentar um custo total na ordem dos 40 mil milhões de dólares, para uma capacidade de 65 mil milhões de metros cúbicos por ano.

Um dos grandes problemas que se coloca ao gás natural tem a ver com os enormes investimentos iniciais necessários (em especial com os gasodutos) e que

implicam grandes financiamentos bancários com cláusulas que asseguram o pagamento dos mesmos, num longo período de tempo. Se considerarmos uma produção energética equivalente, um projecto de gás é mais dispendioso do que um de petróleo.

O resultado mais difícil de estimar é a disponibilidade do GN e a sua dependência em relação ao preço (os valores indicados na Tabela 3.4.6. são resultantes de estimativas de alguns organismos internacionais de energia sobre as futuras curvas de oferta e procura do GN).

Na realidade, o preço do carvão, para além do seu valor energético, está directamente relacionado com os custos marginais de produção, em contraste com os preços do crude que são fixados pela OPEP e que possuem uma reduzida relação com os seus custos marginais de produção.

No caso do GN e do GPL (Gás de Petróleo Liquefeito), os seus preços são fixados com referência aos combustíveis concorrentes, respectivamente o fuelóleo e o gasóleo, e não estão directamente relacionados com os custos de produção.

Uma das formas de estimar a futura disponibilidade do gás é, por um lado, separar as necessidades para as aplicações convencionais tais como o aquecimento, caldeiras industriais, etc., e verificar qual será a oferta necessária para satisfazer aquelas necessidades. Por outro lado, identificar as quantidades adicionais de gás necessárias para o sector energético.

Na Europa, a estrutura da indústria de gás desenvolveu-se numa cadeia de empresas públicas, que também eram proprietárias dos “pipe-lines” e que, na sua grande maioria, eram monopólios do Estado que apenas pretendiam capturar uma procura suficiente para cobrir os contratos do tipo “take or pay”. Esta situação levou a poderes de monopólio e, com a obrigação de satisfazer a actual procura, as companhias tornaram-se reticentes em assumir riscos para expandir as vendas.

Dentro da Europa, os planos para uma indústria do gás mais aberta são suportados pelo Reino Unido, a Irlanda e Portugal, enquanto que países com empresas públicas poderosas como a Alemanha (Ruhrgas), a França (Gaz de France), a Bélgica (Distrigaz), a Holanda (Gasunie) e a Espanha (Enagas) estão contra uma maior abertura dos mercados. A proposta da Comunidade Europeia, visando a introdução de regras que garantam uma maior transparência, tem três princípios: 1º) introdução de regulamentos que possibilitem a passagem dos actuais monopólios de Estado para companhias que se regem pelo mercado, provocando uma real concorrência no mercado energético; 2º) transparência na estrutura dos custos, combinada com o objectivo de baixos preços de venda; 3º) desfazer das empresas verticalmente integradas. O lobby do gás na Europa, a Eurogás, tem argumentado que a legislação sobre o acesso a terceiros (TPA) iria provocar fragmentação e muitos danos ao mercado europeu de gás, oposição esta baseada na necessidade da segurança do abatecimento de gás. A indústria argumenta que as reservas comunitárias têm um período de vida muito limitado, enquanto que a procura tem aumentado dramaticamente. De acordo com as estimativas dos industriais, no ano 2020, 40-70% do consumo europeu será garantido por uma fonte exterior à Comunidade. Na sua maioria virá de zonas com graves perturbações políticas como sejam os casos da ex-URSS e o Norte de África, em particular da Argélia. As empresas públicas de gás salientam ainda que será necessário realizar investimentos de largã escala, cerca de 200 biliões de dólares, para satisfazer a procura crescente no mercado europeu de gás, o que implica a importância dos contratos a longo-prazo, o “take-or-pay”. Segundo aquelas empresas, concretizando o TPA, a capacidade para assinar estes contratos seria fortemente enfraquecida.

Consideremos, de acordo com a Tabela 3.4.6., as quantidades adicionais que poderão ser fornecidas futuramente e que se situam entre os 60 e os 90 bilhões de metros cúbicos (b.m.c.).

TABELA 3.4.6.

DISPONIBILIDADE DE COMBUSTIVEL		
QUANTIDADE		PREÇO
CARVÃO	Ilimitada	A curva de oferta aumenta gradualmente. O carvão com baixo teor em S (<1 %) tem um prémio.
HSFO	Gradual evolução de excedentes.	À medida que o preço desce os compostes do HSFO tornam-se mais atractivos para melhorar as cargas de alimentação.
LSFO	Volume adicional de entre 10 a 15 mt sem um custo excessivo.	-
VLSFO	Disponíveis quantidades muito pequenas sem um custo excessivo.	Um prémio alto vs. HSFO (> \$USD50/t) são necessários para aumentar os fornecimentos.
GÁS NATURAL	Quantidades adicionais de 60 - 90 bmc poderão ser fornecidas ao sector de energia no ano 2010.	Serão provavelmente necessários \$USD 3-4/mBtu para atrairem volumes adicionais de gás. Para fornecimentos a grande distância serão necessários >\$USD 5/ mBtu.

FONTE: WEFA ENERGY

No caso do preço baixo do crude, e considerando que a fórmula de indexação de preços continua a ser aplicada, os preços do gás também serão baixos, garantindo uma grande concorrência das instalações de gás em relação às de carvão e aumentando o nível de procura. Com preços baixos, os produtores de gás poderão estar relutantes em oferecer maiores quantidades de gás do que no preço base. Desta forma, é expectável que os preços aumentem e voltem a situar-se no cenário de preço base em que há um diferencial de 5 dólares em 1998. O preço do fuelóleo será nesta situação comparativa baixo, oferecendo uma concorrência limitada com o gás, dado o expectável "mix" de instalações em funcionamento.

No caso do preço elevado do crude, o preço do gás será mais elevado, já que o preço do crude e dos seus derivados estabelece o seu valor de mercado através de um

largo sector do mercado. O seu preço será ainda competitivo em relação ao carvão, competindo às instalações, de acordo com as suas características, estabelecer o ponto de indeferença entre a produção de energia utilizando carvão ou gás. Nesta situação, os produtores estarão mais dispostos a oferecer maiores quantidades de gás, mas a procura reduzir-se-á.

3.4.8. APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS E CONCLUSÕES

De acordo com as considerações que foram tecidas nos vários itens deste capítulo propõem-se as seguintes ponderações:

TABELA 3.4.7.

MATRIZ DE PONDERAÇÕES

PRODUTOS	PONDERAÇÃO
VLSFO	0,100
LSFO	0,122
HSFO	0,127
GAS NATURAL	0,125
CARVÃO (~1%S)	0,130

As diferentes ponderações atribuídas devem-se a :

1º) A menor ponderação atribuída ao VLSFO de (0,100) é devida ao facto da utilização deste produto, pelos consumidores, só ocorrer nas situações em que não possam obter gás natural ou que possam obtê-lo a preços do LSFO, já que consideramos o diferencial entre os dois produtos elevado (em 1998 é de \$USD 25, no nosso cenário base). Por outro lado, atendendo à sua procura e ao custo de produção, os refinadores

não estarão dispostos a produzir grandes quantidades deste produto, cujo principal mercado é a ENEL, em Itália.

2º) A maior ponderação atribuída ao carvão deve-se, por um lado, às suas quantidades ilimitadas e dispersas à volta do mundo, o que garante à partida a não existência de barreiras quanto ao desenvolvimento das reservas e disponibilidade do produto, e contribui também para a continuidade do clima de confiança dos produtores de energia em relação ao produto. Por outro lado, é o produto que apresenta o menor valor por unidade de energia (\$USD/GJ), por exemplo, em 1998 e no cenário base é de 1,67 \$USD/GJ, valor 15% menor em relação ao HSFO e 54% em relação ao gás natural.

3º) A segunda melhor ponderação atribuída ao HSFO deve-se a alguns factores que achamos relevantes como o preço não aumentar tão rapidamente como o preço do crude, não podendo o diferencial entre o HSFO e o crude ser muito elevado, o que implicaria que as margens de refinação pudessem ser negativas. Pensamos também que com a crescente pressão a nível ambiental possa haver excedente a nível nacional, se bem que neste momento existam importações do produto. Desta forma, consideremos que o ponto de equilíbrio entre a procura e a oferta do produto possa garantir a viabilidade e disponibilidade do mesmo, com hipóteses de ajustamento das unidades com FGD, se bem que esta situação terá que ser avaliada numa perspectiva estratégica a longo prazo e numa lógica de custo/benefício, que será função do preço do produto no mercado.

4º) A ponderação de 0,125 atribuída ao GN, que corresponde a 83% de ponderação neste critério, deve-se, por um lado, às constantes reservas mundiais que estão todos os anos a ser descobertas e que asseguram a viabilidade e disponibilidade do produto a longo prazo. Por outro lado, trata-se de um produto recente no mercado que garante, de acordo com as suas características, taxas de crescimento nos próximos anos. A sua indexação aos preços dos produtos derivados do petróleo, nas situações em que

concorre com aqueles produtos ou carvão, podem garantir aos utilizadores finais diferenciais não muito elevados. O maior “pressing” ambiental relativo à legislação, ao nível da comunidade e ao nível da “performance” das instalações de cogeração, poderá condicionar o seu preço, com maior efeito, nomeadamente, no mercado do produto de outras fontes como a ligação ao gasoduto da Sibéria. Neste momento, existem constrangimentos no fornecimento de GN, estando a disponibilidade do produto condicionada pelos “timings” acordados.

5º) Pensamos, conforme já afirmámos anteriormente, que a pressão em relação aos aspectos ambientais irá ser cada vez maior, no sentido de se reduzirem os teores do dióxido de enxofre, dióxido de carbono e óxidos de azoto. Estima-se que a atractividade relativa a uma maior oferta do LSFO se situe em valores superiores a 20 dólares em comparação com o HSFO. No nosso cenário base, o valor em 1997 foi de 17 dólares, sendo ligeiramente inferior àquele patamar. É expectável que a maior procura deste produto aumente aquele diferencial, que em 1998, no cenário base, é de 21 dólares, e favoreça a disponibilidade de maiores quantidades do produto.

Em **CONCLUSÃO**, e de acordo com o que afirmámos, temos:

a) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento consideráveis**

(correspondente à ponderação entre 0.112 e 0.127) - **Carvão, HSFO, LSFO e Gás Natural.**

b) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento intermédio**

(correspondente à ponderação entre 0.094 e 0.112) - **VLSFO.**

3.5. IMPACTO DOS FACTORES INSTITUCIONAIS

A ponderação de 10% atribuída a este critério deve-se ao menor impacto, se bem que importante, que este critério possui relativamente aos outros. Uma análise de sensibilidade que reflectisse futuras acções governamentais, quer em relação às políticas ambientais, quer em relação à estratégia energética para o país, conduziria a outra estrutura no “interfuel competition”.

Por factores institucionais entendemos como quaisquer factores de influência que não se aplicam a economias totalmente liberalizadas e de mercado.

As decisões políticas elaboradas pelos governos nacionais têm historicamente exercido uma forte influência na escolha do tipo de instalações e combustíveis, a partir das quais existe produção de energia - eléctrica e calorífica. A França decidiu adoptar uma forte base de energia nuclear, enquanto o Reino Unido e a Alemanha adoptaram as suas reservas de carvão como fonte importante de matéria-prima.

Em Portugal, a energia eléctrica é quase exclusivamente produzida em sistemas centralizados, consistindo em centrais termoeléctricas do tipo caldeira/turbina a vapor, as quais funcionam a fuelóleo pesado ou a carvão e em sistemas hidroeléctricos, pertencentes à EDP. “A potência instalada é de 7594 MW, repartindo-se em 3732 MW para as centrais térmicas e 3862 MW para as hidroeléctricas”¹. Com a entrada em funcionamento da central na Tapada do Outeiro, com ciclo combinado com turbina a gás, aquele cenário irá ser modificado.

As unidades de cogeração em Portugal totalizam cerca de 537 MW, sendo 197 MW para os 22 sistemas de caldeira/turbina a vapor e cerca de 340 MW para os 70 sistemas com motores a diesel. Existem quatro projectos de unidades com motores a diesel que totalizam mais 30 MW, prevendo-se que a potência possa subir aos 630 MW com a chegada do Gás Natural, o que vai possibilitar a instalação de sistemas “gás

¹ “A emissão de poluentes em sistemas de cogeração... motores diesel”, M. Helena Lopes, INETI/ITE/DTC, p.1.

diesel” ou motores a gás “Lean Burn”. A quase totalidade dos sistemas de cogeração a diesel foram instalados desde 1990, com potências entre 2 MW e 12 MW.

Nos últimos tempos, temos assistido a pressões de Bruxelas que aos poucos estão a “hipotecar” a liberdade dos governos nacionais em elaborarem e estabelecerem as suas próprias políticas e, em particular, em subsidiar grande parte das suas indústrias energéticas. Durante os anos 90, temos assistido a um aumento significativo do “inter-fuel competition” e à sua passagem para sectores de tradicional monopólio.

A potência instalada da cogeração em Portugal corresponde a cerca de 13% (valor superior a Espanha, Reino Unido e Alemanha) da energia eléctrica produzida, estando acima da média nos 15 países da comunidade, onde ela é somente de 8%. A EDP, controlada anteriormente a 100% pelo Estado (em Junho foi privatizado 30% do seu capital), possuía o monopólio de produção de electricidade, à excepção dos cogeradores.

3.5.1. MONOPÓLIO ESTATAL

Podem haver muitas razões para o monopólio estatal, que podem incluir:

a) a perspectiva de que a produção de energia é um serviço essencial e não deve ser sujeita às oscilações do mercado;

b) o facto de ser encarada como um meio de suporte de objectivos políticos, tais como eliminar a inflação, fornecer contratos às indústrias nacionais (criação de emprego) e limitar as importações de combustíveis (evitar a utilização de divisas estrangeiras);

c) a possibilidade de não permitir que a actividade particular (*e.g.*, produção de energia ou transporte de gás e distribuição) esteja concentrada numa só grande empresa e então, supostamente, poder beneficiar de economias de escala.

Podemos efectuar duas observações globais como resultado do monopólio estatal nas empresas de produção de energia:

a) o fornecimento de energia tem sido um sector extremamente seguro, havendo muito poucos exemplos de falências e falhas na satisfação das necessidades industriais;

b) tem havido uma falta de pressão competitiva nestas indústrias para satisfazer um determinado nível de serviço (i.e., confiança na oferta) ao custo mais reduzido.

A Tabela 3.5.1. apresenta, a título informativo, a distribuição entre a propriedade privada e estatal do sector eléctrico.

TABELA 3.5.1.

DISTRIBUIÇÃO ACCIONISTA NO SECTOR ELÉCTRICO

PAÍS	CAPACIDADE (GW)	PRIVADO	ESTATAL
PORTUGAL	6.8	30	70*
Bélgica	14.0	80	
Dinamarca	8.6	15	85
França	111.2	-	100
Alemanha	98.7	75	25
Grécia	9.0	-	100
Irlanda	3.9	-	100
Itália	55.2	-	100
Holanda	18.7	25	75
Espanha	44.0	65	35
Reino Unido	70.0	100	-
TOTAL na C.E.	440.1		

* prevê-se que a partir de Junho de 1998 sejam privatizados mais 19% do capital

FONTE: WEFA ENERGY, com adaptação a Portugal

Embora os valores apresentados sejam aproximados, verifica-se que mais de metade do sector é propriedade do estado.

3.5.2. REGULAÇÃO NACIONAL E FACTORES INSTITUCIONAIS

O ambiente regulador e a estrutura organizacional na indústria podem, directa ou indirectamente, influenciar o “interfuel competition”.

A regulação, no seu aspecto mais global, pode possuir forças estatutárias e políticas que podem não ser fáceis de se identificar.

Existem diferentes formas de se regularem as empresas de energia, nomeadamente através de:

a) um monopólio do estado, com controle directo através do Ministério da Indústria (ou Economia);

b) políticas energéticas governamentais, as quais estão muitas vezes transcritas em instrumentos legais, mas que podem ser aplicadas de uma forma mais subtil;

c) organismos reguladores, como a OFGAS (“Office of Gas Regulation”) no Reino Unido, a Comissão do Sistema Eléctrico Nacional em Espanha (CSEN) e, em Portugal, a recentemente formada Entidade Reguladora do Sector Eléctrico - ERSE;

d) processos de licenciamento para a construção de instalações de cogeração, isenção do imposto sobre os produtos petrolíferos (ISP), fixação de taxas em função da potência e horas de consumo, implementação de medidas de apoio, etc.

É através da combinação destes processos que os governos podem influenciar a construção de novas instalações de cogeração, os produtos a utilizar, os fornecimentos de combustível e, desta forma, a competição entre combustíveis. A Tabela 3.5.2. pretende ilustrar alguns aspectos principais da política energética na Comunidade Económica que podem influenciar a escolha do combustível, i.e., o “interfuel competition”.

3.5.3. A PRIVATIZAÇÃO DA EDP e a CRIAÇÃO da ERSE

A energia tem no nosso país o problema da regulação. A existência de um mecanismo de regulação que seja credível é um factor importante para que os detentores dos activos das empresas (*e.g.*, EDP) tenham garantias de que os mercados não possam ser manipulados, impondo um clima de confiança institucional. A criação da primeira

TABELA 3.5.2.

IMPACTO DAS POLÍTICAS ENERGÉTICAS NACIONAIS NA ESCOLHA DO COMBUSTÍVEL

PAÍS	ASPECTOS FUNDAMENTAIS
PORTUGAL	<p>Liberalização do sector petrolífero e eléctrico². Privatização da EDP e da Petrogal³. Introdução do gás natural⁴. Regulamentação sobre o consumo de energia (RGCE)⁵. Criação do ERSE - Entidade Reguladora de Energia. Taxas sobre os produtos energéticos (em discussão). Redução do teor em enxofre no HSFO (em discussão).</p>
Bélgica	Orientação nuclear moderada.
Dinamarca	Evitar dependência nuclear.
França	Forte política nuclear para compensar a falta de reservas de combustíveis fósseis naturais.
Alemanha	<p>“Jaahrhundertvertrag”, em vigor desde 1995, que exige que o sector energético consuma pelo menos 42 mt de carvão alemão. Concedidos subsídios através de taxas e benefícios fiscais na electricidade consumida. Quota nas importações de carvão. Os limites apertados no níquel limitam a utilização do HSFO.</p>
Irlanda	Adoptou o acordo de Helsínquia na redução do teor de enxofre.
Itália	<p>Preocupações em evitar a dependência do petróleo. Governos locais frustram a construção de novas instalações a carvão. Procura bem diversificada de “mix” de combustíveis.</p>
Holanda	Preferência na utilização de gás local, em conjunto com bem diversificados “mix” de combustíveis.
Espanha	Plano de energia prevê a continuação da energia nuclear em paralelo com o gás natural.
Reino Unido	<p>Em teoria é um mercado liberalizado em que os operadores são livres de tomarem as suas próprias decisões. Entre 1990 e 1993, as empresas públicas foram forçadas a adquirir quantidades fixas de carvão com a subida de preços limitada à taxa de inflação - tratou-se de uma medida interina de protecção à British Coal.</p>

FONTE: WEFA ENERGY, com adaptação a Portugal

² “Energia 1995-2015, Estratégia para o sector energético”-Minist. da Indústria e Energia, Secretaria de Estado e Energia, p. 69.

³ Id., *ibid.*, p. 143

⁴ Id., *ibid.*, p. 139.

⁵ Id., *ibid.*, p. 80.

entidade reguladora para o sector eléctrico (Entidade Reguladora do Sector Eléctrico) - ERSE, foi um dos factores importantes para o sucesso na privatização da EDP, já que “a regulação é um instrumento decisivo para tornar segura - para os mercados e para para os operadores - a operação de privatização”⁶.

A ERSE pretende, antes de fixar os preços de electricidade, promover a elaboração de um regulamento tarifário através de uma discussão pública, por forma a “criar condições e incentivos para que haja uma preocupação permanente com a eficiência do sistema e para que os agentes decisores do investimento o façam, no sentido de garantirem a contínua redução de custos, implicando preços cada vez mais baixos”⁷.

Analisando os dados oficiais do Eurostat de 1996, em relação aos preços da electricidade, verifica-se que o consumidor industrial está, de uma forma geral, acima da média europeia. Os grandes consumidores industriais portugueses têm o direito, desde Junho de 1995, de escolherem um fornecedor estrangeiro⁸. O grande problema é o de não saberem qual será o preço final a pagar, já que ainda não existem tarifas de transporte em Espanha e Portugal. Um dos objectivos da ERSE é o de estabelecer essa tarifa em 1998, em simultâneo com Espanha (o projecto de lei espanhol em discussão no Parlamento prevê alterações no sistema eléctrico em 1998). A não existência de um regime compatível nas interligações entre Espanha e Portugal conduzirá ao colapso das trocas de electricidade, como já aconteceu entre a Suécia e a Noruega.

A introdução do gás natural no nosso país permitirá a construção de novas centrais eléctricas competitivas, com reflexos, por um lado, nos preços da electricidade e, por outro lado, na concorrência entre os combustíveis.

⁶ “Dossier Energia-Energias em análise”, Fevereiro 1996, p. 30

⁷ “Comprar Electricidade a Espanha”, entrevista com Jorge Vasconcelos, Diário de Notícias de 29-09-97, p.6.

⁸ *Id.*, *ibid.*, p.6.

3.5.4. A INTRODUÇÃO DO GÁS NATURAL EM PORTUGAL

No início dos anos sessenta, o gás natural apenas contribuía com 2% do consumo de energia na OCDE (Europa). Em 1991, expandiu-se para 17,7% do mercado de energia primária, sendo em 1996 cerca de 20% (de acordo com a “BP - Review of World Gás”). O número de países que consideram a integração do gás natural no cabaz da oferta de energia tem aumentado, como foi o caso recente de Portugal.

A introdução do gás natural foi uma das principais metas estabelecidas na política energética portuguesa. Este projecto teve três objectivos principais:

1º) diversificar as fontes de aprovisionamento do País em energia primária, limitando a dependência da economia nacional em relação ao petróleo;

2º) alargar as capacidades de desenvolvimento da indústria nacional, tendo em atenção as virtualidades do gás natural enquanto combustível competitivo, em termos de energia útil;

3º) prosseguir uma política de prevenção do meio ambiente e de recuperação de zonas industriais com níveis de poluição significativos.

O projecto que dá corpo a este objectivo caracteriza-se actualmente pelo seguinte enquadramento:

1º) concessão da exploração do serviço público de importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão atribuída à empresa Transgás;

2º) concessão da distribuição regional a quatro empresas: Portgás (região norte), Lusitaniagás (região centro), GDL (grande Lisboa) e Setgás (região sul).

As companhias de distribuição regional compram o gás à Transgás (rede de alta pressão) e distribuem-no em média e baixa pressão. Os clientes, com um consumo anual acima de 2 milhões de metros cúbicos, são abastecidos directamente pela Transgás.

3.5.4.1. Programa Energia

O Programa Energia foi criado em 1994 e enquadra-se nas orientações definidas pelo Plano de Desenvolvimento Regional e pela Política Energética Nacional. Inscreve-se no Eixo 02 - Reforço dos Factores de Competitividade da Economia - do II Quadro Comunitário de Apoio (QCA II). Em relação ao montante de investimento induzido, em 1994 foi de 3,2 milhões de contos, em 1995, de 14,5 milhões e em 1996, de 28 milhões, uma duplicação do valor em relação ao ano anterior, prevendo-se que nos três próximos anos, até 1999 (ano final do programa), atinja 40 milhões por ano.

Este Programa está organizado em quatro áreas de intervenção: 1^a) reforço das infraestruturas energéticas de serviço público de gás natural; 2^a) aproveitamento do potencial dos recursos energéticos endógenos; 3^a) aproveitamento dos recursos endógenos e promoção da eficiência energética; 4^a) concretização de acções de natureza voluntarista.

São três as medidas de apoio: a medida 1, de apoio à introdução do gás natural, com a comparticipação financeira nos investimentos nas redes da estrutura e transporte do gás natural; a medida 2, que apoia investimentos em centrais de energia eléctrica para a rede pública, através de fontes renováveis até 10 MW, ou seja, pequenas unidades descentralizadas de produção, como energia mini-hídrica, hídrica e eólica, ou biomassa; e a medida 3, que apoia projectos de utilização racional de energia.

Neste momento, as alterações que as empresas industriais têm que introduzir para consumirem gás natural, no que concerne aos equipamentos e à logística, têm que se justificar pela economia da substituição. A parte que não for imediatamente

recuperável pode ser apoiada pelo Programa Energia. A parte que é recuperável pela economia do projecto não tem apoios.

Até 1996, o Programa Energia tinha “aprovado 200 projectos, a que correspondia um investimento de 79 milhões de contos e a atribuição de incentivos no valor de 24,9 milhões, dos quais, 14 milhões destinados à indústria. Estão em apreciação 67 projectos no valor de 30,5 milhões de contos”⁹.

O gás natural é a grande aposta do Programa Energia, sendo as infraestruturas do gás natural apoiadas em 40% pelo Fundo de Desenvolvimento Regional (FEDER), e as acções de reconversão em 40% pelo FEDER e em 10% pelo Orçamento de estado (OE).

Neste momento, a tarefa no projecto do gás natural é a de conquistar mercado, em virtude das infraestruturas estarem já a caminho da sua concretização.

3.5.5. PROPOSTAS DE DIRECTIVAS

Actualmente, encontram-se em discussão na Comunidade duas Propostas de Directivas que, a serem aprovadas, irão condicionar o “interfuel competition”. A primeira diz respeito à publicação, no Jornal Oficial das Comunidades Europeias (JOCE) em 21 de Junho de 1997, de uma Proposta de Directiva relativamente à Redução do Teor de Enxofre do Fuelóleo Pesado para 1% em massa, a partir de 1 de Janeiro do ano 2000, prevendo derrogações, desde que os teores das emissões estejam dentro dos limites estabelecidos (a análise desta proposta está contemplada no ponto 3.1.1.). A segunda diz respeito à publicação no JOCE em 6 de Maio de 1997, da Proposta de Taxação dos Produtos Energéticos, cuja análise e implicações iremos agora efectuar.

Esta Proposta, que está actualmente em análise pelas diferentes instâncias administrativas e políticas dos Estados Membros, tenta reestruturar o quadro

⁹ “Programa Energia apoia projecto do gás natural”, entrevista com Hermínio Moreira, revista Valor de 10-04-97

comunitário de taxaço dos produtos energéticos. A sua aplicabilidade depende do acordo unânime de todos os Estados, tendo em conta o carácter fiscal da proposta, pelo que levará algum tempo até que o acordo seja conseguido.

A proposta da directiva define o nível de taxaço como o montante total de impostos indirectos (à excepção do Imposto sobre o Valor Acrescentado aplicado), sendo calculado, directa ou indirectamente, sobre a quantidade de produto consumido. Os níveis de taxaço, que os estados membros aplicam aos produtos energéticos, demonstram uma não uniformidade e desvios importantes que são prejudiciais ao bom funcionamento do mercado. Constitui uma nova tentativa da Comissão para elaborar um texto que responda à obrigação de reexaminar as taxas mínimas de impostos sobre os combustíveis petrolíferos¹⁰ (que representam 40% do consumo de energia final na comunidade) fixadas em 31 de Dezembro de 1994, e, mais tarde, figurando no artigo 10 da Directiva 92/82/CEE. Também corresponde ao objectivo que tinha sido fixado em Outubro de 1990, no Conselho Energia/Ambiente, de estabilizar os níveis de emissões de CO2 no ano 2000, através da aplicação de uma taxa CO2/Energia que agora está colocada à margem da discussão.

Na perspectiva de unidade do mercado interno e da liberalização dos mercados de energia, a Proposta amplia o campo de taxaço, até agora reservado aos combustíveis minerais, ao conjunto dos produtos energéticos (o gás natural e carvão são neste momento produtos que não são taxados), mantém o princípio de um nível de taxaço mínima e fixa um calendário de evolução destes níveis. Por outro lado, prevê uma racionalização através da prática de políticas na Comunidade em domínios como o ambiente, os transportes, a concorrência entre as empresas e os produtos, o emprego, etc.

A limitação aos combustíveis minerais da taxaço energética, nas condições

¹⁰ "Presentation du nouveau dispositif communautaire de taxation des produits energetiques", *Commission des Communautés Europeennes*, p.4, Bruxelas 23.05.97.

previstas pelas Directivas 91/81 e 92/82, foi prejudicial ao bom funcionamento do mercado interno, pelo que a taxaçoão ao conjunto dos produtos energéticos pretende suprimir as distorçoões de tratamento entre os produtos energéticos e concorrentes, lançando as bases de um mercado eficaz e de uma concorrência mais correcta. O campo de aplicação foi assim alargado às fontes de energia seguintes:

- carvão, coque, lenhites, betumes e aos produtos derivados;
- gás natural;
- electricidade e calor gerado da produção de electricidade.

Assim, a taxaçoão com quantitativos distintos nos diferentes produtos será um factor de influência na competitividade, quer em relação aos preços absolutos, quer aos preços relativos. Permite também, a longo prazo, orientar as escolhas de produção e de consumo, numa “via para um desenvolvimento sustentável”. O Conselho Mundial de Energia (“World Energy Council”), na sua mensagem para 1997, utilizou aquela expressão para se referir à reconciliação do desenvolvimento económico e social, baseado num aumento de consumo de energia acrescida, com a protecção do ambiente. A curto prazo, sustentada por outras medidas mais focalizadas, a fiscalidade apresenta vantagens não negligenciáveis, como instrumento complementar em relação às políticas de redução de emissões poluentes e como um meio para neutralizar os custos adicionais, devidos à colocação no mercado de produtos mais adequados. Desta forma, a Directiva é, em primeiro lugar, uma medida de natureza fiscal que tem por objectivo o aperfeiçoamento do funcionamento do mercado interno, através da instauração de um mecanismo que pretende ser de igualdade de concorrência entre produtos e entre utilizadores.

Com o objectivo de permitir uma certa flexibilidade aos Estados Membros, prevê a possibilidade de exonerações e reduções de taxas em certos produtos.

Atendendo a que os diferentes produtos concorrentes possuem valores energéticos diferenciados, implicando utilizações em quantidades diferentes, os mínimos a aplicar foram calculados com o objectivo de garantirem, nessa perspectiva, uma neutralidade fiscal.

A proposta prevê que, a partir de 1 de Janeiro de 1998, a taxa a aplicar ao fuelóleo com o teor de enxofre inferior ou igual a 1% em peso seja de 18 écus/1000 kg, sendo o fuelóleo com teor superior a 1% taxado a 22 écus/1000 kg, a partir da mesma data. Neste momento em Portugal, a taxa que está a ser aplicada ao primeiro produto é inferior ao valor proposto, estando o segundo produto acima. O diferencial entre a taxa real nos dois produtos é, neste momento, de aproximadamente 15 écus, sendo o diferencial referente à proposta das taxas mínimas de 4 écus. A partir de 1 de Janeiro do ano 2000, a proposta prevê que aqueles valores sejam aumentados para 23 e 28 écus, e no ano 2002 para 28 e 34 écus respectivamente.

Também instaura uma taxa mínima a aplicar, a partir de 1 de Janeiro de 1998, ao gás natural de 0,2 écu/gigajoule (0,45 écu a 1-1-2000), aos produtos energéticos sólidos de 0,2 écu/gigajoule (0,45 écu a 1-1-2000), à electricidade e ao calor gerado pela produção da electricidade com 1 écu/MWh (2 écus a 1-1-2000). Em Portugal, o gás natural (recentemente introduzido), o carvão, a electricidade e o calor gerado na produção da electricidade não são taxados.

Em virtude do mercado de gás natural se encontrar numa fase de desenvolvimento (a parte do mercado do gás no sector doméstico e industrial é inferior a 10%), a proposta permite exonerações e reduções no gás natural que não podem exceder 10 anos.

3.5.6. APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS E CONCLUSÕES

Em função das considerações que foram efectuadas, propõem-se as seguintes ponderações para os produtos:

TABELA 3.5.3.

MATRIZ DE PONDERAÇÕES

PRODUTOS	PONDERAÇÃO
VLSFO	0,150
LSFO	0,150
HSFO	0,115
GAS NATURAL	0,200
CARVÃO (~1%S)	0,140

As ponderações atribuídas devem-se fundamentalmente aos seguintes aspectos:

1º) O Gás Natural apresenta a ponderação máxima neste critério pelas seguintes razões:

a) É um vector importante na política definida para a estratégia do sector energético¹¹, nomeadamente a diversificação energética, a eficiência (quer do lado da oferta, com o recurso a centrais de ciclo combinado, quer do lado da procura) e a protecção ambiental.

b) Através do Programa Energia existem apoios financeiros de reconversão de consumos (medida 1) e utilização racional de energia (medida 3). Neste último caso, e na indústria, a comparticipação pode ir até 40% do total do investimento (até ao limite de 150 000 contos), admitindo comparticipações a fundo perdido para outros montantes

¹¹ Veja-se a nota 2 deste capítulo, p.139.

e nas situações em que não haja economia de substituição. De referir que da unidade de gestão deste programa -forum ao qual os projectos são submetidos- faz parte um representante do Ministério do Ambiente, pelo que, qualquer projecto que seja apoiado tem de respeitar a vertente ambiental.

c) Em termos legislativos, a Proposta de Taxação de Produtos Energéticos beneficia claramente a introdução deste produto, prevendo inclusivamente derrogações e reduções (num prazo que não pode exceder 10 anos). O valor de taxação proposto a partir de 1-1-1998 é de aproximadamente 8 écu/Tonelada, para um produto que tem sensivelmente 10 700 calorias/ Kg (Poder Calorífico Inferior). A partir de 1-1-2000 aquele valor sobe para 20 écu/Tonelada.

d) A proposta para a redução no HSFO do teor em enxofre para 1% em massa, a partir de 1-1-2000, favorece o gás natural, já que as suas emissões características são praticamente nulas.

e) É expectável que, com a criação da Entidade Reguladora do Sector Energético, os preços de electricidade para o consumidor se reduzam, assumindo crucial importância o custo do Kilowatt produzido (eléctrico e térmico), potenciando a utilização do produto nomeadamente nas instalações de ciclo combinado.

2º) Os valores atribuídos ao VLSFO e LSFO devem-se aos seguintes aspectos:

a) No domínio deste critério, ambos os produtos foram classificados com a mesma ponderação de 0,150, embora sejam produtos com diferentes características físico-químicas e diferentes valores energéticos.

b) A Proposta de Taxação dos Produtos Energéticos (PTPE) prevê para aqueles dois produtos a mesma taxação de 18 écu/1000 Kg, a partir de 1-1-98, e 23 écu/1000 Kg, a partir de 1-1-2000.

c) Em relação à proposta para a redução do teor em enxofre, ambos os produtos têm emissões características que estão dentro dos limites impostos, se bem que o LSFO esteja próximo do limite superior e o VLSFO tenha aproximadamente metade do valor do primeiro.

d) No que diz respeito ao NOx, ambos e de acordo com a tecnologia empregue, ambos os produtos cumprem os limites estabelecidos.

3º) No que concerne ao HSFO a ponderação deve-se a:

a) Pensamos que a situação deste produto tem que ser analisada em dois níveis: até ao ano 2000, e para além desta data.

b) Neste último caso, e se a Proposta de limitação do teor em enxofre para 1%, a partir do ano 2000, for aprovada, o produto deixará de existir como o conhecemos actualmente, não integrando o cabaz de produtos do “interfuel competition”.

c) Actualmente, o grande óbice deste produto prende-se com as questões ambientais; na verdade, os limites impostos pela Portaria 286/93, de 12 de Março, estipulam para o corrente ano um limite máximo de 4400mg/m³N de SO₂. As emissões características estão em algumas situações, e dependendo do tipo de tecnologia empregue e do teor de oxigénio utilizado no processo de combustão, acima daquele valor. Por outro lado, pensamos ser incorrecto, conforme afirmámos no critério das questões ambientais, estabelecer um teor máximo de enxofre correspondente àquele limite de emissão.

d) Nas aplicações em cogeração, este produto pode gozar de isenção do ISP (Imposto sobre os Produtos Petrolíferos) à semelhança do LSFO, sendo atractiva a sua aplicação, em particular nos motores a diesel, já que actualmente, o ISP sobre este produto é de 5\$50/Kg, sendo de 2\$50/Kg no LSFO; se analisarmos o diferencial entre as cotações médias destes dois produtos, verificamos que elas se têm situado últimamente

nos 15 dólares¹² pelo que o diferencial LSFO/HSFO é neste momento de aproximadamente 5\$50/Kg.

e) O valor que se propõe na PTPE é de 22 écu/1000 Kg, sendo o mais elevado entre todos os produtos, para um poder calorífico inferior (PCI) de 9600 cal/Kg.

4º) Por último, a ponderação no carvão deveu-se aos seguintes aspectos:

a) Cerca de 85%¹³ do consumo total de combustíveis sólidos na Comunidade será exonerado dos novos níveis de taxas mínimas, de acordo com o artº.13, alíneas a) e b).

b) A parte sujeita a taxa é de aproximadamente 5 écu/1000 Kg, para um produto que tem 7000 calorias/Kg de PCI.

c) Em relação aos teores de emissões características de SO₂, eles são sensivelmente metade dos emitidos pelo HSFO; no que concerne ao NO_x eles são ligeiramente superiores ao fuelóleo, e no que diz respeito ao CO₂, dependem do tipo de tecnologia utilizada.

Em **CONCLUSÃO**, e de acordo com o que afirmamos temos:

a) **Produtos com potencialidades elevadas de aplicação** (correspondente à ponderação entre 0.170 e 0.200) - **Gás Natural**.

b) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento consideráveis** (correspondente à ponderação entre 0.150 e 0.170) - **VLSFO e LSFO**.

c) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento intermédio** (correspondente à ponderação entre 0.125 e 0.150) - **Carvão**.

d) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento mais reduzidas** (correspondente à ponderação inferior a 0.125) - **HSFO**.

¹² "Platt's European Marketscan", Outubro 1997.

¹³ EUROSTAT, 1993.

4. APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS E CONCLUSÕES FINAIS

Considerando o estudo que efectuámos de cada um dos impactos, construímos as Tabelas 4.1., 4.2. e 4.3. que são o resultado final do somatório das ponderações parciais que atribuímos em cada um dos critérios. Em função dos valores, e de uma forma conclusiva, podemos classificar os produtos da seguinte maneira:

Potências < 10 MW

INSTALAÇÕES NOVAS E EXISTENTES

- a) **Produtos com potencialidades elevadas de aplicação** (correspondente à ponderação entre 0.848 e 1) - **Gás Natural** (Turbina a Vapor e a Gás, Motor a Gás e GTCC).
- b) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento consideráveis** (correspondente à ponderação entre 0.748 e 0.848) - **LSFO** (Turbina a Vapor e Motor a Diesel).
- c) **Produtos com potencialidades de desenvolvimento intermédio** (correspondente à ponderação entre 0.624 e 0.748) - **VLSFO** (Turbina a Vapor e Motor a Diesel) e **HSFO** (Turbina a Vapor e Motor a Diesel).

NOTA: A utilização do carvão não é viável nesta gama de potências.

10 MW < Potências < 50 MW

INSTALAÇÕES NOVAS E EXISTENTES

- a) **Produtos com potencialidades elevadas de aplicação** (correspondente à ponderação entre 0.848 e 1) - **Gás Natural** (Turbina a Vapor, Motor a Gás e GTCC).

b) Produtos com potencialidades de desenvolvimento consideráveis

(correspondente à ponderação entre 0.748 e 0.848) - **Gás Natural** (Turbina a Vapor) e **LSFO** (Turbina a Vapor e Motor Diesel).

c) Produtos com potencialidades de desenvolvimento intermédio

(correspondente à ponderação entre 0.624 e 0.748) - **VLSFO** (Turbina a Vapor e Motor Diesel), **HSFO** (Turbina a Vapor e Motor a Diesel) e **Carvão** (Turbina a Vapor).

Potências > 50 MW

INSTALAÇÕES NOVAS E EXISTENTES

a) Produtos com potencialidades de desenvolvimento consideráveis

(correspondente à ponderação entre 0.748 e 0.848) - **Gás Natural** (Turbina a Vapor e a Gás e GTCC), **HSFO** (Turbina a Vapor, PFBC e IGCC) e **Carvão** (Turbina a Vapor, PFBC e IGCC).

b) Produtos com potencialidades de desenvolvimento intermédio

(correspondente à ponderação entre 0.624 e 0.748) - **VLSFO** (Turbina a Vapor, PFBC e IGCC) e **LSFO** (Turbina a Vapor, PFBC e IGCC).

A nossa análise anterior e conforme se explanou nos capítulos precedentes, consistiu em ponderarmos os impactos que considerámos ajustados à concorrência entre os combustíveis no sector da cogeração.

Paralelamente ao estudo que efectuámos, elaborámos um inquérito sobre os sistemas de cogeração e enviámo-lo a um universo de oitenta consumidores industriais em cujos processos há necessidade de electricidade e de vapor.

As respostas que obtivemos foram quarenta e seis, a que corresponde uma percentagem de 57,50%, o que atendendo aos resultados que se obtêm neste tipo de pedidos pode ser considerado, em nossa opinião, como um muito bom valor e cuja representatividade também pode ser considerada significativa. Também desenvolvemos

algumas entrevistas com aqueles consumidores, entidades institucionais, fabricantes de equipamentos e projectistas para precisarmos algumas questões que estão no inquérito, bem como dúvidas que nos foram sendo colocadas ao longo do desenvolvimento do trabalho.

Verificámos que, do universo que respondeu ao inquérito, 97,82% dos inquiridos têm um sistema de cogeração instalado. Este resultado não nos surpreende, uma vez que, à partida, a amostragem das empresas que seleccionámos possuía sistemas de cogeração instalados. A maior parte dos utilizadores - 65.22% - considera boa a "performance" global do sistema de cogeração instalado, tendo inclusivé 17.39% considerado excelente o sistema instalado. Este resultado, para além das vantagens que abordámos ao longo deste trabalho, está também associado às poupanças globais dos sistemas de cogeração, uma vez que o diferencial entre a tarifa de longas utilizações aplicada aos cogeradores e o custo do KW produzido é atractivo, possibilitando investimentos globais que, no caso dos motores a diesel e para potências inferiores a 10 MW, não são muito elevados (cerca de 213 contos/KW), com um "pay-back" inferior a 5 anos. Note-se que 82.61% dos inquiridos considerou que o custo global do sistema de cogeração foi dentro do orçamento estipulado. Esta atractividade tem diminuído nos últimos anos, já que o valor do Kwh se reduziu de 19% a preços correntes (10.65 Esc/KWh em 1997) e de 31 % a preços constantes, ao longo dos últimos 5 anos. Este resultado está de acordo com as respostas que obtivemos, visto que 69.56% dos cogeradores inquiridos revelaram que a EDP baixou os valores do tarifário que estavam a praticar até então, numa atitude que visava desincentivar o desenvolvimento dos sistemas de cogeração.

A maior parte das aplicações são para utilização industrial - 89.13% -, havendo contudo 6.52% que têm um sistema comercial implantado.

No Anexo 16, poder-se-á consultar a estrutura do inquérito.

4. APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS E CONCLUSÕES

TABELA 4.1.

MATRIZ DE COEFICIENTES - POTÊNCIA < 10MW

PRODUTOS	POTÊNCIA < 10 MW									
	INSTALAÇÕES EXISTENTES					INSTALAÇÕES NOVAS				
	TURBINA		MOTOR ALTERN.			TURBINA		MOTOR ALTERN.		
	VAPOR	GÁS	DIESEL	GÁS	GTCC	VAPOR	GÁS	DIESEL	GÁS	GTCC
VLSFO	0,730 / 0.725 / 0.720 ⁽²⁾	(1)	0,745 / 0.740 / 0.735 ⁽²⁾	(1)	(1)	0,730 / 0.725 / 0.720 ⁽²⁾	(1)	0,710 / 0.700 / 0.690 ⁽²⁾	(1)	(1)
LSFO	0,797 / 0.792 / 0.787 ⁽²⁾	(1)	0,812 / 0.807 / 0.802 ⁽²⁾	(1)	(1)	0,797 / 0.792 / 0.787 ⁽²⁾	(1)	0,777 / 0.772 / 0.767 ⁽²⁾	(1)	(1)
HSFO	0,692 / 0.687 / 0.682 ⁽²⁾	(1)	0,702 / 0.697 / 0.692 ⁽²⁾	(1)	(1)	0,677 / 0.672 / 0.667 ⁽²⁾	(1)	0,667 / 0.662 / 0.657 ⁽²⁾	(1)	(1)
GÁS NATURAL	0,885	0,860	(1)	0,895	0,900	0,885	0,860	(1)	0,895	0,900
CARVÃO (1%S)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)

⁽¹⁾ não aplicável

⁽²⁾ referem-se aos diferentes valores ponderados de acordo com as potências estabelecidas na legislação.

TABELA 4.2.

MATRIZ DE COEFICIENTES - 10MW < POTÊNCIA < 50MW

10MW < POTÊNCIA < 50 MW										
PRODUTOS	INSTALAÇÕES EXISTENTES					INSTALAÇÕES NOVAS				
	TURBINA		MOTOR ALTERN.			TURBINA		MOTOR ALTERN.		
	VAPOR	GÁS	DIESEL	GÁS	GTCC	VAPOR	GÁS	DIESEL	GÁS	GTCC
VLSFO	0,720 / 0.715 / 0.710 ⁽⁵⁾	(1)	0.735 / 0.730 / 0.725 ⁽⁵⁾	(1)	(1)	0.720 / 0.715 / 0.710 ⁽⁵⁾	(1)	0,700 / 0.695 / 0.690 ⁽⁵⁾	(1)	(1)
LSFO	0,787 / 0.782 / 0.777 ⁽⁵⁾	(1)	0.802 / 0.797 / 0.792 ⁽⁵⁾	(1)	(1)	0.787 / 0.782 / 0.777 ⁽⁵⁾	(1)	0,767 / 0.762 / 0.757 ⁽⁵⁾	(1)	(1)
HSFO⁽²⁾	0,692 / 0.687 / 0.682 ^{(3) (5)}	(1)	0.702 / 0.697 / 0.692 ⁽⁵⁾	(1)	(1)	0.677 / 0.672 / 0.667 ^{(3) (5)}	(1)	0,667 / 0.662 / 0.657 ⁽⁵⁾	(1)	(1)
GÁS NATURAL	0.870	0,845	(1)	0,880	0,885	0.870	0,845	(1)	0,880	0,885
CARVÃO (1%<i>S</i>)	0.743 / 0.738 / 0.733 ⁽⁴⁾	(1)	(1)	(1)	(1)	0.733 / 0.723 / 0.718	(1)	(1)	(1)	(1)

⁽¹⁾ não aplicável

⁽²⁾ o produto pode ser utilizado com correntes mais pesadas

⁽³⁾ com FGD

⁽⁴⁾ com "Topping"

⁽⁵⁾ referem-se aos diferentes valores ponderados de acordo com as potências estabelecidas na legislação.

TABELA 4.3.

MATRIZ DE COEFICIENTES - POTÊNCIA > 50MW

PRODUTOS	POTÊNCIA > 50 MW							
	INSTALAÇÕES EXISTENTES			INSTALAÇÕES NOVAS				
	TURBINA		GTCC	TURBINA		GTCC	PFBC	IGCC
	VAPOR	GÁS		VAPOR	GÁS			
VLSFO	0.660	(1)	(1)	0.660	(1)	(1)	0.650	0.650
LSFO	0.717	(1)	(1)	0.712 / 0.662 / 0.642 ⁽⁵⁾	(1)	(1)	0.707 / 0.657 / 0.637 ⁽⁵⁾	0.707 / 0.657 / 0.637 ⁽⁵⁾
HSFO ⁽²⁾	0.772 ⁽³⁾	(1)	(1)	0.757 / 0.752 / 0.747 ^{(3) (5)}	(1)	(1)	0.792 / 0.787 / 0.782 ⁽⁵⁾	0.797 / 0.792 / 0.787 ⁽⁵⁾
GÁS NATURAL	0.795	0.780	0.815	0.790	0.780	0.810	0.780	0.780
CARVÃO (1%S)	0.800 ⁽⁴⁾	(1)	(1)	0.785 / 0.780 / 0.775 ^{(4) (5)}	(1)	(1)	0.825 / 0.820 / 0.815 ⁽⁵⁾	0.830 / 0.825 / 0.820 ⁽⁵⁾

(1) não aplicável

(2) o produto pode ser utilizado com correntes mais pesadas

(3) com FGD

(4) com "Topping"

(5) referem-se aos diferentes valores ponderados de acordo com as potências estabelecidas na legislação.

Seguidamente, a metodologia final a que nos propomos nesta tese será compararmos os resultados que obtivemos pelos dois métodos e tirarmos conclusões, bem como levantarmos questões quanto ao desenvolvimento futuro da cogeração.

Com esse intuito, e com o objectivo de estabelecermos um padrão comum de comparação, vamos considerar quatro formas diferentes de concorrência entre os combustíveis que são:

1º) “Trade-off” entre os combustíveis nas instalações existentes, como consequência das alterações de preços relativos de combustíveis, não estando em causa a necessidade de redução de emissões ambientais. Como exemplo, considera-se a substituição do carvão pelo fuelóleo, no caso de um “colapso” do preço de petróleo.

2º) “Trade-off” entre combustíveis como forma de evitar/minimizar investimentos na redução dos níveis de emissões ambientais. Um exemplo será a troca do fuelóleo com alto teor em enxofre - HSFO - pelo fuelóleo com baixo teor em enxofre - LSFO - ou pelo carvão de baixo teor em enxofre; outra situação será a troca de carvão pelo LSFO ou pelo gás natural. Em ambos os casos, estas trocas evitarão (ou retardarão) a necessidade de investimentos em dessulfurização.

3º) “Trade-off” de um combustível para outro com alto teor em enxofre para se poder beneficiar do investimento efectuado em instalações de FGD/Topping; esta situação só será possível se o preço do combustível compensar os custos derivados do elevado investimento.

4º) Escolha de uma nova instalação, considerando os custos totais do combustível e os custos de capital da instalação. Durante os anos 90, o exemplo mais frequente estaria entre a escolha da instalação a carvão com FGD e a instalação com ciclo combinado a gás. Este tipo de decisão pode incluir a escolha de um “revamping” da instalação existente (*i.e.*, um reajustamento da unidade de FGD para fuelóleo) ou a construção de uma nova fábrica.

A troca entre combustíveis é possível de diferentes de formas. A Tabela 4.4. mostra exemplos típicos, classificados de acordo com o “trade-off” existente:

Oportunidade, baseada simplesmente nas diferenças dos preços de combustível..... **O**
 Pelas tendências **A**mbientais..... **A**
 Através do **R**edimensionamento de uma instalação existente..... **R**
 Durante a substituição de uma instalação antiga por uma **N**ova..... **N**

TABELA 4.4.

MATRIZ DE OPORTUNIDADE DE TROCA DE COMBUSTÍVEL

MATRIZ DE OPORTUNIDADE DE TROCA DE COMBUSTÍVEL					
COMBUSTÍVEIS EXISTENTES	COMBUSTÍVEIS EM COMPETIÇÃO				
	CARV.IMP.	VSLFO	LSFO	HSFO	GÁS NATURAL
CARVÃO	-	A		O/N	A/N
LSFO		A	-	R/N	O/A
HSFO		A	A	-	A
GÁS NATURAL				O/N	-
Nova Instalação	N			N	N

Nota: Exemplos particularmente importantes de troca de combustíveis estão assinalados a sombreado

4.1. OPORTUNIDADE BASEADA NAS DIFERENÇAS DE PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS - (O)

Se houver uma alteração de preços, a troca de combustíveis pode ser justificada. Se o objectivo de uma instalação é a troca de um combustível por outro, como as instalações de “dual-fired”, ou aumentar a carga numa instalação sub-utilizada, poderá fazê-lo se economizar financeiramente numa base de custos variáveis. Isto significa que o custo por tep (tonelada equivalente de petróleo) do combustível substituído deverá ser mais baixo do que o do combustível existente. Existem contudo três factores de dificuldade:

- a) Os custos variáveis que não dependem do combustível são mais baixos para o gás natural do que para o fuelóleo e deste para o carvão, em virtude do tratamento e do

armazenamento que este último produto necessita; assim sendo, o fuelóleo será ainda competitivo quando o seu custo por caloria for ligeiramente mais alto do que o do carvão em cerca de 25%.

b) A eficiência térmica do fuelóleo, numa dada instalação, é ligeiramente mais elevada do que a do carvão, com um efeito semelhante.

c) Em alguns países, como é o caso de Portugal, existe uma sub-utilização de queima na instalação que tem uma eficiência térmica mais elevada em relação às instalações marginais de queima a carvão, sendo as respectivas eficiências aproximadamente de 35% e 28%. Desta situação pode decorrer a ilação de que o fuelóleo poderá ser competitivo ainda que o seu custo seja 28% mais elevado do que o do carvão.

Estas situações são mais sensíveis na gama de potências acima dos 50 MW.

Daqui podemos tirar duas conclusões que são:

- O valor de mercado de um combustível é muito aproximado do actual preço do produto que é o seu directo competidor.

- Actualmente, e de acordo com o Gráfico 3.3.1., o preço de mercado do gás natural pode estar entre 20 a 30% acima do fuelóleo (dependendo do teor em enxofre e não considerando o VLSFO, cujo preço, como vimos na tabela 3.4.4., está acima do gás). A utilização do carvão não é viável nesta gama de potências.

Estes valores, como anteriormente já se referiu, são meramente indicativos.

As conclusões a que chegámos no nosso estudo indicam que, para potências abaixo de 10 MW, o gás natural é o único produto com potencialidade elevada de aplicação, principalmente nas soluções tecnológicas da Turbina a Vapor e a Gás, Motor a Gás e GTCC. Pensamos que este resultado está de acordo com o diferencial que indicámos entre os preços de mercado dos dois produtos, porque, para além das ponderações que estabelecemos, existem outras vantagens que não contabilizámos nesta

gama de aplicações como os custos de armazenagem e de aquecimento do fuelóleo, a valorização do espaço de armazenagem e os custos manutenção.

No inquérito, 30.43% dos consumidores admitem que a introdução do gás natural vai alterar a utilização do actual produto, sendo 69.56% os que não consideram aquela situação. Pensamos que este último resultado não pode ser dissociado, por um lado, da percentagem que obtivemos na questão 6. (de 7.39% que já utilizam o GN) e, por outro lado, existem muitos cogeneradores, que consomem fuelóleo, que possuem a isenção do Imposto sobre os Produtos Petrolíferos, o que confere uma vantagem a este último produto que pode ser superior a um escudo por termia. Também na questão 8., em que colocamos a troca de combustíveis numa óptica só de preço, a esmagadora maioria - 86.96% - respondeu que efectuariam uma troca de combustíveis só baseada nas diferenças dos preços dos mesmos.

No outro extremo da nossa classificação temos o VLSFO e o HSFO como produtos de desenvolvimento intermédio. Como afirmámos anteriormente, o VLSFO só será utilizado pelos consumidores se estes não tiverem acesso ao GN ou se o seu preço for semelhante ao do LSFO. Também no caso do HSFO, a acessibilidade é um factor importante, com a condicionante do maior nível de emissões emitidas.

Na situação intermédia temos o LSFO como produto com potencialidades de desenvolvimento considerável. Contudo, esta permissão está dependente de factores reguladores como a manutenção na isenção do ISP e incentivos financeiros à mudança de combustível, a evolução dos limites ambientais exigidos, o diferencial de preço para o GN e a acessibilidade ao gasoduto e à estratégia que as empresas vierem a assumir relativamente à utilização dos produtos energéticos nos seus processos industriais.

Na gama de potências acima dos 50 MW, quer o carvão quer o HSFO ou o GN são produtos com potencialidades de desenvolvimento consideráveis. Aqui, o preço do combustível (esc/termia) será determinante, para além dos factores que indicámos nos

capítulos anteriores, podendo os dois primeiros produtos ter vantagens competitivas importantes para potências acima dos 500 MW, e o GN abaixo daquele valor. A Central da Tapada do Outeiro, de Ciclo Combinado com três grupos de 330 MW, e a conversão da Central do Carregado, com dois grupos de 125 MW, são um bom exemplo de aplicações a nível nacional de GN. O VLSFO e LSFO no nosso mercado são produtos, nesta gama de potências, de desenvolvimento intermédio, podendo-se aplicar as considerações que fizemos anteriormente em relação a estes dois produtos.

Pensamos que será na gama de potências entre os 10 e os 50 MW que a concorrência entre os combustíveis será maior. Aqui não há um claro “vencedor”, mas as tecnologias empregues e o acompanhamento permanente por parte dos consumidores entre o diferencial do preço de custo do combustível e o custo do KW produzido será determinante.

4.2. CONCORRÊNCIA ENTRE COMBUSTÍVEIS DEVIDO A REDUÇÕES AMBIENTAIS - (A)

Actualmente existem, ao nível da Comunidade, propostas cujo objectivo é a limitação dos teores de emissões para a atmosfera. As empresas de cogeração (as existentes e as que se vierem a instalar) terão de gerir, de uma forma consciente, o “trade-off” entre as medidas regulamentares impostas e os mecanismos de mercado, por forma a minimizar os custos globais e a permitir uma flexibilização de soluções para as indústrias e para o país.

Assim sendo, quando se pretende instalar uma central de cogeração ou quando se pretende aumentar a capacidade da instalação existente, uma das questões fundamentais a ter em consideração são as questões ambientais. Podemos considerar as seguintes situações:

- redimensionamento com FGD;

- troca para um combustível com menor teor em enxofre ou gás;
- um projecto de “topping”.

No inquérito que efectuámos, constatámos que 45.65% dos consumidores prevêem a substituição do actual combustível, motivada por pressões a nível ambiental.

Este resultado pode ser inferido com base, por um lado, nos 26.09% de respostas que obtivemos na questão número seis dos utilizadores de HSFO e 4.35% dos utilizadores de Carvão e no facto de alguns utilizadores de LSFO recearem que os limites ambientais possam ter valores mais restritivos e, por outro lado, nas respostas dos utilizadores que já consomem gás natural e LSFO (alguns com filtros electrostáticos), que totalizam 41.30%, e em que os níveis de emissão são inferiores a 1700 mg/m³ de SO₂.

Desta forma, podemos considerar que o inquérito que desenvolvemos está de acordo com os resultados que obtivemos no nosso estudo, já que, na gama de potências inferiores a 10 MW, o GN é um produto com potencialidades elevadas de aplicação. A título ilustrativo, a ponderação que obtivemos nas aplicações com motor a gás foi de 0.895, tendo o critério do impacto ambiental contribuído com 23.46 % para aquele valor.

Na gama de potências superiores a 50 MW, quer o GN quer o HSFO quer o Carvão possuem uma boa “performance” a nível ambiental. Não nos podemos esquecer que os dois últimos produtos são utilizados em instalações como a Turbina a Vapor, PFBC e IGCC, em que os teores de emissão, como por exemplo no SO₂, são inferiores a 400 mg/m³.

As considerações que fizemos no ponto anterior em relação à gama de potências entre os 10 e os 50 MW continuam a ser válidas nas considerações deste capítulo.

Em todo o caso o valor de mercado dos fuelóleos e do gás é função linear do preço do carvão com coeficientes específicos (em função da tonelada equivalente de

petróleo) que reflectem as eficiências térmicas relativas e constantes dos diferentes processos, os quais reflectem principalmente a diferença de custo por KWh do investimento efectuado ou evitado. A título de exemplo, a combustão numa instalação sem FGD é aproximadamente mais elevada em 4% do que numa instalação com FGD.

O valor de mercado do LSFO no nosso cenário base, está 20 dólares acima do preço do HSFO, a que teremos que adicionar um prémio de 4%, se compararmos com o Carvão, para reflectir a maior eficiência do LSFO em relação a uma instalação a carvão com FGD.

No caso da ENEL em Itália, em que consomem HSFO, o prémio que aquela empresa estará disposta a pagar pelo VLSFO ou LSFO será muito pequeno em relação à opção de utilização de FGD. Desta forma, a utilização de FGD em grandes instalações (>100 MW) poderá ser uma solução atractiva.

O preço do GN funcionará como um tecto do prémio a atribuir, influenciado pelos preços dos fuelóleos.

Um projecto de “Topping” pode ser considerado como uma nova instalação de Ciclo Combinado com Turbina a Gás (GTCC) a funcionar em simultâneo com uma instalação com combustão a carvão. O carvão gaseificado vai alimentar a turbina a gás.

Estas soluções são muito atractivas, beneficiando das economias de processo das instalações a GTCC.

É importante também referir que existem considerações estratégicas envolvidas, como por exemplo, o reajustamento com FGD pode não ser a solução mais económica a curto prazo, mas a instalação poderá adoptar esta alternativa por forma a usufruir de uma grande flexibilidade de compra de combustível no futuro.

4.3. CONCORRÊNCIA ENTRE COMBUSTÍVEIS DEVIDO AO REDIMENSIONAMENTO DE UMA INSTALAÇÃO - (R)

Se instalarmos uma unidade de FGD numa instalação, poderemos utilizar combustíveis com maior teor em enxofre. O objectivo desta opção estratégica é o de utilizar carvões ou fuelóleos com um teor elevado de enxofre, beneficiando de descontos elevados, em vez de pagar um prémio pela utilização de combustíveis com teores reduzidos de enxofre.

Pensamos que o mais importante nesta situação é a variação dos custos operacionais e a eficiência térmica do FGD, de acordo com o teor do enxofre no combustível e o nível de remoção do enxofre, já que os custos de investimento do FGD podem ser considerados como “sunk costs”, sendo por conseguinte irrelevantes.

Uma instalação, independentemente de ser nova com FGD incorporado ou ter sido redimensionada com FGD, pode ser considerada como nova, devendo por isso satisfazer os limites de emissão de 400 mg/m³ (correspondendo à situação mais desfavorável para potências superiores a 500 MW para combustíveis sólidos e líquidos).

Ao fuelóleo com 1% de enxofre corresponde um nível de emissão característica de 1700 mg/m³ ¹.

Uma instalação nova com FGD ou que tenha sido redimensionada pode:

- a) operar com combustíveis com alto teor em enxofre de acordo com o nível de retenção que possui;
- b) só poderá dispender pequenos acréscimos (prémios) de custo por combustíveis com menor teor em enxofre.

Conjugando estas situações com a do preço do LSFO em alternativa ao investimento em unidades de FGD, podemos tirar duas conclusões:

1ª) As instalações que tenham incorporadas unidades de FGD não estarão dispostas a pagar mais do que 4000\$/tep de prémio por um combustível com baixo teor em enxofre; este valor é muito menor do que o que é provável que custe às refinarias para produzirem fuelóleo com muito baixo teor em enxofre (VLSFO), de forma que é

difícil existir um mercado em desenvolvimento para aquele produto, excepto em determinadas situações.

2ª) As instalações, uma vez redimensionadas com unidades de FGD, utilizarão o HSFO e carvão com alto teor em enxofre, e só utilizarão combustíveis com um teor reduzido em enxofre se pagarem um prémio simbólico.

Estas conclusões poderão não estar de acordo com os resultados que obtivemos na questão 10., uma vez que 82.61% dos inquiridos consideraram que, *e.g.*, não trocariam o actual combustível por outro com maior teor em enxofre. Pensamos que esta disfunção poderá ser, por um lado, consequência da falta de informação que existe a nível das tecnologias como o FGD, PFBC ou IGCC, e, por outro lado, devida aos elevados custos globais que aquelas soluções tecnológicas exigem, em que os sistemas de financiamento são complexos, e ainda aliada à imprevisibilidade dos futuros diferenciais entre os combustíveis.

De acordo com o estudo que efectuámos, pensamos que, no futuro, estas situações terão que ser equacionadas pelas grandes instalações de produção de energia, nomeadamente as refinarias, para poderem usufruir da baixa valorização que futuramente terão os resíduos. Assim sendo, o carvão (mesmo com teores mais elevados de enxofre) e o HSFO poderão ser competitivos para potências acima dos 50 MW, reforçando a nossa convicção de que aqueles produtos terão potencialidades de desenvolvimento consideráveis.

Na gama de potências inferiores a 10 MW, o “trade-off” entre combustíveis com maior teor em enxofre não se aplica.

Na gama de potências entre os 10 e os 50 MW poderá ocorrer troca de combustível principalmente nas tecnologias da Turbina a Vapor e utilizando o Carvão e o HSFO.

4.4. CONCORRÊNCIA ENTRE COMBUSTÍVEIS EM INST. NOVAS - (N)

Nesta situação, partimos do princípio que todas as novas instalações cumprem os requisitos impostos legalmente, sendo assim relevante os custos de capital das instalações e os custos de combustível. Embora todas as novas instalações cumpram os limites impostos legalmente, algumas instalações como as de turbina a gás são extremamente limpas, sendo os níveis de emissão praticamente negligenciáveis ao nível do dióxido de enxofre e dos óxidos de azoto, como se constatou na página 72. Outra consideração importante que se deve fazer é a oportunidade que poderá existir para a troca de combustíveis nas instalações, depois da sua entrada em funcionamento. Em teoria, quase todas as instalações podem ser convertidas para queimarem combustíveis substitutos. Assim, uma instalação de Ciclo Combinado com Turbina a Gás (GTCC) pode ser convertida numa instalação de Gaseificação através de um redimensionamento, o que é uma opção de custo elevado. A Tabela 4.5. pretende analisar a oportunidade da troca de combustível com um custo adicional mínimo, sem levar em linha de conta outras decisões de carácter estratégico.

No inquérito que desenvolvemos, 32.61% dos consumidores prevêem a instalação de um segundo sistema de cogeração, sendo 54.35% os que não a prevêem. A alteração do tarifário poderá potenciar o desenvolvimento de novas unidades, assim como a limitação que existe actualmente no sector terciário.

É também importante referir que 65.35% dos inquiridos, em caso de uma nova necessidade em termos de energia, instalaria uma nova unidade, sendo 23.91% os que poderiam redimensionar as actuais instalações.

TABELA 4.5.**OPORTUNIDADE DA TROCA DE COMBUSTÍVEL**

COMBUSTÍVEL	INSTALAÇÃO	AMPLITUDE PARA TROCA DE COMBUSTÍVEL
CARVÃO	PFBC	Entre combustíveis sólidos.
	IGCC	Depende do tipo de gaseificador; com um processo de arrastamento do escoamento podem queimar-se combustíveis sólidos e líquidos.
	TURBINA A VAPOR	Entre combustíveis sólidos e/ou líquidos, dependendo do redimensionamento da instalação.
FUELÓLEO	IGCC	Entre combustíveis líquidos.
	TURBINA A VAPOR	Entre combustíveis líquidos e/ou sólidos, dependendo do redimensionamento da instalação.
	MOTOR DIESEL	Entre os fuelóleos com diferente percentagem de enxofre.
GÁS NATURAL	GTCC	Nenhuma.
	MOTOR A GÁS	Nenhuma.
	TURBINA A GÁS	Nenhuma.

Como conclusão e como anteriormente afirmámos, diremos que **a melhor solução tecnológica será aquela que cumprir os requisitos impostos legalmente associada ao menor custo.**

Em nota final, gostaríamos de mencionar alguns desenvolvimentos futuros que pensamos que poderão existir em aplicações de cogeração.

Desta forma, pensamos que irão existir desenvolvimentos na área das pequenas unidades de cogeração como a **micro cogeração**, comportando baixas potências (500 a

1000 Watts eléctricos e com uma eficiência eléctrica total superior a 85%) que satisfaçam as necessidades energéticas de uma habitação (vivenda). Uma outra situação será a **mini cogeração** que poderá comportar o abastecimento simultâneo de várias vivendas. Nestas situações, a tecnologia empregue poderá ser pequenos motores a gás utilizando gás natural, o que a acontecer poderá potenciar o aumento da procura deste produto.

Pensamos que as células de combustível também terão um papel importante a desempenhar no futuro da cogeração. O sistema baseia-se num processo electroquímico reversível que permite a conversão de gases ricos em hidrogénio (H_2 e CH_4) em electricidade e calor. Entre as tecnologias conhecidas temos a “Phosphoric Acid Fuel Cell” (PAFC), a “Alkaline Fuel Cell” (AFC), a “Polymer Electrolyte Fuel Cell” (PEFC), a “Molten Carbonate Fuel Cell” (MCFC) e a “Solid Oxide Fuel Cell” (SOFC). Destas, a PAFC é actualmente a única célula de combustível que atingiu a fiabilidade técnica e industrial por forma a poder ser comercializada no mercado da cogeração.

“A sobrevivência de uma espécie depende da sua evolução e adaptação ao meio” - Charles Darwin

GLOSSÁRIO

- AMBIENTE - Conjunto de agentes físicos, químicos e biológicos e dos factores sociais susceptíveis de um efeito directo ou indirecto, imediato ou a prazo, sobre os organismos vivos e as actividades humanas num determinado período.

- CALDEIRA - Equipamento que serve para aquecer água por aplicação de uma fonte de calor exterior com o objectivo de produzir água quente ou vapor.

- CARVÃO - Sedimento fóssil orgânico, sólido combustível, negro, formado de restos de vegetais e solidificado por baixo de camadas geológicas.

- COMBUSTÍVEL BRUTO - Combustível considerado imediatamente a seguir à sua extracção, antes de qualquer tratamento ulterior.

- COQUE - Combustível sólido obtido a partir do carvão por pirólise, na ausência de ar.

- DESSULFURAÇÃO - Operação que consiste em eliminar o enxofre e simultaneamente o azoto, o oxigénio e os metais presentes nos produtos semiacabados, obtidos a partir do petróleo segundo processos diferenciados. Os tratamentos por meio das aminas para depuração dos gases, fundamentam-se na absorção química do hidrogénio sulfurado nas soluções aquosas que contêm uma etanolamina. Os tratamentos de amaciamento convertem os mercaptanos em dissulfuretos por reacção de oxidação.

- EFLUENTE - Qualquer fluido líquido ou gasoso (podendo por vezes conter sólidos) descarregado no ambiente.

- EMISSÃO - Descarga de substâncias na atmosfera. Designa-se por “fonte 2” o local em que se verifica essa descarga. O termo é utilizado para descrever a rejeição e o respectivo débito. Esse termo pode ainda ser aplicado ao ruído, à vibração, à radiação, ao calor, etc.

- ENERGIA PRIMÁRIA - Energia que não sofreu qualquer conversão

- ENERGIA - Capacidade de um sistema para originar efeitos externos (MAX PLANK)

- FCC (FLUID CATALYTIC CRACKING) - Promove a Conversão de Gasóleo de Vácuo (tratado ou não) de modo a produzir combustíveis ,GPL, Gasolina, Gasóleo e Slurry (Resíduo de FCC). Nesta unidade utiliza-se um catalisador adequado que se encontra no estado de fluidização, a qual é obtida por meio de uma injeção de vapor. O catalisador que é constituído por partículas muito finas, tem de ser regenerado. Esta operação de regeneração é efectuada no regenerador onde o carbono é queimado com ar. A temperatura de reacção é de cerca de 530° C obtida por meio do calor proveniente da transferência do catalisador regenerado vindo do regenerador que, por sua vez, funciona a uma temperatura de 740°C. Além da Secção de Reacção, existe uma Secção de Concentração de Gases e uma Secção de Recuperação de Energia. Esta última secção aproveita energia contida nos gases de regeneração para fornecer a potência necessária ao compressor de ar para produzir energia eléctrica. Para isso existe um grupo constituído por um “expander” , compressor de ar, turbina a vapor e gerador eléctrico todos montados no mesmo veio.

- FRACCIONAMENTO DE GPL - Todo o GPL (propano e butano) produzido nas Unidades de Destilação Atmosférica, “Platforming”, Isomax e FCC é fraccionado em propano e butano.

- GÁS NATURAL - Gás combustível rico em metano que provém de jazigos naturais. Nele existem, em quantidades variáveis, hidrocarbonetos mais pesados que se liquefazem à pressão atmosférica, bem como vapor de água; pode também conter compostos de enxofre, tais como o hidrogénio sulfurado e outros gases não hidrocarbonados, como sejam o gás carbónico, o azoto ou o hélio.

- HIDROCARBONETO - Composto químico formado unicamente por carbono e hidrogénio. Distinguem-se três grandes famílias de compostos:

- **LENHITE** - Sedimento fóssil orgânico, castanho a preto, com um poder calorífico superior abaixo de 24MJ/Kg, considerando a substância sem cinzas, e com um conteúdo de água referido a uma temperatura de 30°C e uma humidade relativa do ar de 96%.



- **MOTOR DE COMBUSTÃO EXTERNA** - Motor que trabalha com base no ciclo de combustão externa (ciclo termodinâmico no qual os produtos quentes da combustão resultantes da utilização de carburantes passam através de uma caldeira). Esses produtos são separados do meio motriz (geralmente vapor ou ar), mantendo contudo um estrito contacto com ele. São exemplos as turbinas a vapor, as máquinas de vapor com pistões, as turbinas de gás de combustão externa e os motores Stirling.

- **MOTOR DE COMBUSTÃO INTERNA** - Motor que trabalha com base no ciclo de combustão interna (ciclo termodinâmico no qual a combustão de um carburante se realiza no motor térmico, no interior do cilindro onde os produtos de combustão asseguram uma acção de arrastamento). São exemplos os motores a gasolina e a gasóleo. Na prática corrente, esta designação é limitada às máquinas que se aproximam dos ciclos Otto e Diesel; também se pode classificar nesta categoria as turbinas a gás de combustão interna. Existem igualmente motores rotativos de Combustão interna como, por exemplo, o motor Wankel.

- **MOTOR** - Equipamento que transforma em energia mecânica outras formas de energia.

- **ÓXIDOS DE AZOTO** - Óxidos formados e libertados em todos os tipos comuns de Combustão a temperaturas elevadas. Resultam da oxidação do azoto contido na atmosfera com uma eventual menor contribuição do azoto contido no combustível. Os efeitos directos nocivos dos óxidos de azoto (designados por NOx nos estudos sobre a poluição) são uma irritação do aparelho respiratório humano e a deterioração das plantas. Os efeitos indirectos provêm do seu papel primordial na reacção fotoquímica do nevoeiro e da sua contribuição das chuvas ácidas.

- ÓXIDOS DE ENXOFRE - Óxidos provenientes sobretudo da Combustão de combustíveis fósseis que contêm enxofre (em particular carvão e produtos petrolíferos). Os óxidos de enxofre (designados por SO_x nos estudos sobre poluição), de entre os quais sobressai o dióxido de enxofre ou anidrido sulfuroso, gás incolor com odor acre e forte, são, a partir de uma certa concentração, tóxicos para o sistema respiratório e têm efeitos nefastos sobre o ambiente, em particular sobre os edifícios e vegetação. Estes óxidos contribuem para o problema das precipitações ácidas.

- ETRÓLEO BRUTO - Mistura, em proporções variáveis, de hidrocarbonetos sólidos, líquidos ou gasosos, nas condições normais, que se apresenta no estado natural, sob pressão e temperatura relativamente elevadas nos jazigos. Pode conter pequenas quantidades de matérias que não sejam hidrocarbonetos.

- PODER CALORÍFICO INFERIOR (PCI) - O poder calorífico inferior é a quantidade de calor libertado pela combustão completa de uma unidade de combustível, admitindo-se que o vapor de água não se encontra condensado.

- PODER CALORÍFICO SUPERIOR (PCS) - O poder calorífico superior é a quantidade de calor libertado pela combustão completa de uma unidade de combustível, encontrando-se o vapor de água condensado e o calor latente de condensação recuperado.

- POLUENTE - Toda e qualquer substância ou característica física ou química emitida, quer por actividades humanas, quer por um processo natural, presente no ambiente (ar, água, solo) e que afecta a sua qualidade.

- PRECIPITAÇÃO ÁCIDA (Chuva ácida) - Precipitação húmida ou seca cuja acidez é acrescida pela emissão de sulfatos ou de nitratos para a atmosfera. As chuvas ácidas e as precipitações de ácidos secos, com frequentes deslocações transfronteiras e de longo curso, provocam efeitos nocivos importantes tais como a acidificação dos lagos, dos rios e das águas subterrâneas. Daí resultam malefícios para a pesca e para os outros

componentes do ecossistema aquático. Provocam igualmente efeitos nocivos nas plantas e causam grandes estragos nas florestas.

- **QUEIMADOR** - Elemento do equipamento destinado a queimar um combustível sólido determinado ou um combustível líquido ou gasoso.

- **RECURSOS ENERGÉTICOS** - Conjunto das energias ou das fontes de energia presentes na natureza que podem ser economicamente exploráveis.

- **RENDIMENTO** - Relação entre quantidade de energia útil à saída de um sistema e a quantidade de energia fornecida à entrada.

- **RESERVAS** - Quantidade de combustíveis fósseis de origem mineral ou recursos de origem geotérmica existentes no subsolo que já tenham sido objecto de uma avaliação.

- **TURBINA A GÁS** - Equipamento no qual os gases de combustão a alta temperatura e sob pressão accionam uma turbina arrastando um compressor que aumenta a pressão do ar de combustão.

- **TURBINA** - Equipamento no qual o movimento rotativo transmitido à árvore é obtido pela passagem a grande velocidade do fluido de trabalho sobre as pás do rotor da turbina. Os principais tipos de turbinas de vapor são a turbina de condensação, que permite maximizar a produção de trabalho mecânico e, por consequência de energia eléctrica, e a turbina de contrapressão, adoptada para a produção combinada de trabalho mecânico e de calor, designadamente no aquecimento urbano. Ambas podem apresentar, com o mesmo objectivo, equipamentos destinados a purgas ou derivação de vapor.

- **UNIDADE DE DESTILAÇÃO ATMOSFÉRICA** - Dispõe de uma torre de destilação atmosférica, onde se dá a primeira separação nas seguintes fracções: gases e naftas, petróleo, gasóleo ligeiro, gasóleo pesado e resíduo atmosférico.

- **UNIDADE DE DESTILAÇÃO DE VÁCUO** - O resíduo proveniente da Destilação Atmosférica é redestilado a uma pressão inferior à atmosférica, para a obtenção de gasóleo pesado e de um resíduo bastante denso e viscoso, vulgarmente designado por

“pitch”. Estas unidades visam, assim, a obtenção de gasóleo de vácuo que servirá de carga à unidade de FCC e à Unidade de Dessulfuração de Gasóleo de Vácuo.

- UNIDADE DE FRACCIONAMENTO - Os gases e a nafta sofrem uma separação subsequente em várias colunas (Desetanizador, Desbutanizador, Spliter e Desopentanizador) ,de modo a separar as fracções: gás de refinaria(metano e etano), GPL (butano e propano), isopentano ,gasolina ligeira, nafta média, nafta pesada e nafta química.

- UNIDADE DE RECUPERAÇÃO DE ENXOFRE - Todo o gás proveniente do Tratamento de Gases por Amina é conduzido às Unidades de recuperação de enxofre, onde se processa, na presença de um catalisador, a sua conversão em enxofre elementar. Estas unidades, têm como principal finalidade fazer respeitar os limites de poluição estabelecidos, evitando que o anidrido sulfuroso resultante da queima directa de gases seja lançado na atmosfera.

- VISBREAKER - Destina-se essencialmente a diminuir a viscosidade do resíduo de vácuo produzido nas Unidades de Destilação de Vácuo, por meio de um cracking térmico. Além do resíduo produzem-se gases, nafta e gasóleo que são normalmente tratados na unidade de FCC.

NOTA: Considerando as dificuldades existentes na delimitação entre carvões e lenhites, podem ser aplicadas as seguintes reacções de identificação:

- os hidrocarbonetos aromáticos que contêm um ou vários ciclos insaturados com seis átomos de carbono do mesmo tipo dos anéis senzénicos.
- os hidrocarbonetos insaturados que se repartem em dois grupos distintos: a) as olefinas com uma ou várias ligações duplas denominadas na nomenclatura oficial por alcenos ou Ciclo - alcenos consoante se apresentam sobre a forma de cadeias ou ciclos; b) os acetilénicos ou alcinos caracterizados pela existência de pelo menos

uma ligação tripla. Nesta família os compostos cíclicos que denominaríamos por Ciclo - alcinos são muito raros.



- os hidrocarbonetos saturados que só apresentam ligações carbono - carbono simples.

Dividem-se em duas categorias: a) as parafinas ou alcanos de cadeias carbonadas abertas; b) os naftenos ou cicloalcanos nos quais as cadeias se fecham sobre si mesmas para formarem ciclos.

Reacção à linha com HNO_3 : coloração de laranja a avermelhada.

Reacção ao ácido húmido com KOH : coloração castanha.

Traço sobre uma folha de papel: de castanho claro a castanho escuro.

BIBLIOGRAFIA

- **BAKER, C., R.**, "Le Financement de Projets de Cogénération", *Revue de l'Énergie*, nº40, (1992).
- **BAKER, C., R.**, "Project Financing of Cogeneration Projects", *Public Utilities Fortnightly*, (1990).
- **BELTRAN, J.V., E MARTINEZ, G.C.**, "A Review of Cogeneration Equipment and Selected Installations in Europe", (1993), IVEN.
- **BEN-AKIVA, MOSHE E LERMAN, STEVEN R.**, "Discrete Choice Analysis"-
Theory and Application to Travel Demand" (1985).
- **BERCHIN, R., HOFFMAN, R.**, "Elementos Esenciales de Viabilidad de un Proyecto de Cogeneración", (1989), Jornadas Técnicas, IDAE.
- **BOISSENIN, Y.**, "Gec Alsthom Technical Review", nº10, (1992).
- **BROWN, M.**, "Potencial of Cogeneration and Barriers in Europe", APPEC National Conference, (1996), Lisboa.
- **BUTLER, C.H.**, "Cogeneration : Engineering, Design, Financing and Regulatory Companies", Mc Graw-Hill, New York, (1984).
- **CHADBURN, R.**, "Opportunities for Combined Heat and Power in Europe", (1994), MDIS Publications Limited.
- **COLCLOUGH, C., MANOR, J.**, "States or Markets? Neo-Liberalism and the Development Policy Debate", (1991), Oxford: Clarendon Press.
- **COLSON, G., BRUYN, C.**, "Models and Methods in Multiple Criteria Decision Making", (1989).
- **COMMISSION DES COMMUNAUTES EUROPEENNES**, "Presentation du Nouveau Dispositif Communautaire de Taxation des Produits Energetiques", Bruxelles, 23-05-97.
- **COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES**, "Small-scale cogeneration in non-residential building", O.P.E.T., Directorate-General for Energy (D G XVII).
- **DALAMANGAS, S.**, "APPEC - National Conference", (1996), Lisboa.
- **DOSI, G.**, "Technological Paradigms and Technologic Trajectories: a Suggested Interpretation of the Determinants and Directions of Technical Change", (1982), Research Policy.

- **DOSI, G.**, "The Nature of the Innovative Process", in Dosi G., Freeman C., Nelson R., Silverberg G., e Soete L., (eds) *Technical Change and Economic Theory*, (1988), London: Pinter.
- **EUROSTAT**, 1993.
- **FERREIRA, J.J., CALAU, J.P.**, "A Cogeração em Portugal - Curso de Gestão de Energia para Gestores das PME's", (1993).
- **GOERDEN, I.P.**, "Heavy oil residues", (1997).
- **GUIDE PRATIQUE DE L'UTILISATION DU FUEL LOURD**, ATEE (Association Technique pour l'Efficacité Energétique), UNIDEN (Union des Industries Consommatrices d'Energie), (1989).
- **HORLOC, J. H., F. Eng. , F.R.S.**, "Cogeneration Combined Heat and Power Thermodynamics and Economics", Open University, Milton Keynes, U.K..
- **INSTITUTO DE METEOROLOGIA**, "Programa Nacional de Redução de Emissões das GIC's" Grupo de Trabalho das GIC's., 21-01-97.
- **JORNAL OFICIAL DAS COMUNIDADES EUROPEIAS**, p. N° C 190/11 artigo 3° de 21-06-97.
- **KOBAYASHI, Y., YOSHIMITSU, T., UMESH, R.K.**, "Integrated Refinery and Power with Fertiliser Coproduction", (1997), PQT Spring.
- **LAN e YOUNG**, "Technologic and Innovation" (1986).
- **LARANJA, M.D., SIMÕES, V.C., FONTES, M.**, "Inovação Tecnológica- Experiências das Empresas Portuguesas", (1997) - Porto Editora.
- **LOPES, M.H.**, "A Emissão de Poluentes em Sistemas de Cogeração ... Motores Diesel", (1996), INETI/ITE/DTC.
- **MINISTÉRIO DA ECONOMIA**, "Instalações de Cogeração em Portugal - 1994" DSPAE/DGE, Abril 1996.
- **MINISTÉRIO DA INDÚSTRIA E COMÉRCIO**, Serviço de Economia Industrial, Gabinete de Estudos e Planeamento, "Indústria Transformadora - Ordenação Multicritérios de Sectores".
- **MINISTÉRIO DA INDÚSTRIA E ENERGIA**, Secretaria de Estado da Energia, "Energia 1995-2015, Estratégia para o Sector Energético", (1995).
- **MONTEIRO, JOSÉ M.P.**, "A Cogeração Diesel na Autoprodução de Energia Eléctrica" - Revista Engenho, (1991).
- **MOREIRA, H.**, "Programa Energia Apoia Projecto do Gás Natural", Valor, 10-04-97.
- **NAGLE, THOMAS T., REED K. HOLDEN**, "The Strategy and Tactics of Pricing", (1995).

- **NATENBERG, SHELDON**, “Option Volatility and Pricing Strategies”, (1988).
- **PLATT’S EUROPEAN MARKETSCAN**, Outubro 1997.
- **REVUE GÉNÉRALE DE THERMIQUE**, “Le premier groupe électrogène au fuel lourd ordinaire en cogénération”, Fr., nº 364 Avril 1992
- **ROQUETA, J.M.**, “Cogeneración con Turbinas de Gas”, (1991), col. IPEAE.
- **SIEMENS SPECIAL ADVERTISING SECTION**, “Siemens Sees Bright future for IGCC Plants”, (1992).
- **SMITH, D.J.**, “Commercialization of IGCC Technology Looks Promising”, (1992), Power Engineering.
- **SPIEWAK, S.**, “Cogeneration and Small Power Production Manual”, Fairmont Press, (1986).
- **STANDARD & POOR’S DRI**, “ Oil Market Outlook”, Dezembro 1997.
- **VASCONCELOS, J.**, “Comprar Electricidade a Espanha”, D.N., 29-09-97.
- **WEFA ENERGY**, “Interfuel Competition in the European Electric Utilities”, (1995).
- **ZON, G.D.**, “Power Generation Technology”, (1993).

ANEXO I

LEI DE INCENTIVOS FISCAIS À RECONSTRUÇÃO E RECONSTITUIÇÃO

o Decreto nº 11.127/1957 de 6 de maio, sobre a criação de incentivos fiscais para a reconstrução e reconstituição de bens materiais (art. 1º e 2º)

o Decreto de Lei nº 11.128/1957 sobre a criação de incentivos fiscais para a reconstrução e reconstituição de bens materiais (art. 1º e 2º)

ANEXOS

o Decreto nº 11.129/1957 de 6 de maio, sobre a criação de incentivos fiscais para a reconstrução e reconstituição de bens materiais (art. 1º e 2º)

o Decreto nº 11.130/1957 de 6 de maio, sobre a criação de incentivos fiscais para a reconstrução e reconstituição de bens materiais (art. 1º e 2º)

o Decreto nº 11.131/1957 de 6 de maio, sobre a criação de incentivos fiscais para a reconstrução e reconstituição de bens materiais (art. 1º e 2º)

o Decreto nº 11.132/1957 de 6 de maio, sobre a criação de incentivos fiscais para a reconstrução e reconstituição de bens materiais (art. 1º e 2º)

o Decreto nº 11.133/1957 de 6 de maio, sobre a criação de incentivos fiscais para a reconstrução e reconstituição de bens materiais (art. 1º e 2º)

ANEXO 1

LEGISLAÇÃO PORTUGUESA APLICADA À COGERAÇÃO

- **Portaria n.º 442/71 de 8 de Agosto** - define as características dos gases de petróleo liquefeitos (butano e propano);

- **Decreto de Lei n.º 189/88** - cria a figura do produtor independente de energia eléctrica a partir de recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos (limite de potência de 10 MVA), bem como da cogeração (sem limite de potência).

O D.L. estabeleceu a obrigação de a EDP adquirir a energia produzida pelos produtores independentes, segundo a tarifa praticada para os consumidores da rede receptora correspondente ao nível de tensão imediatamente superior aquele em que é feita a interligação à rede eléctrica, com algumas adaptações. O Estado passou a garantir durante os primeiros oito anos do prazo de amortização do investimento, um valor de 90% das tarifas em vigor à data da ligação da central à rede pública (esta garantia tem-se revelado de morosa implementação prática).

- **Decreto de Lei n.º 352/90 de 9 de Novembro** - Lei da Qualidade do Ar. Transpõe para a ordem jurídica nacional: a) a Directiva 88/609/CEE relativa às Grandes Instalações de Combustão; b) a Directiva 89/369/CEE sobre prevenção de poluição atmosférica provocada por incineradores; c) a Directiva 89/427/CEE que fixa valores limite e valores guia da qualidade do ar, relativamente ao SO₂ e às partículas; d) a Directiva 87/817/CEE sobre poluição provocada pelo amianto;

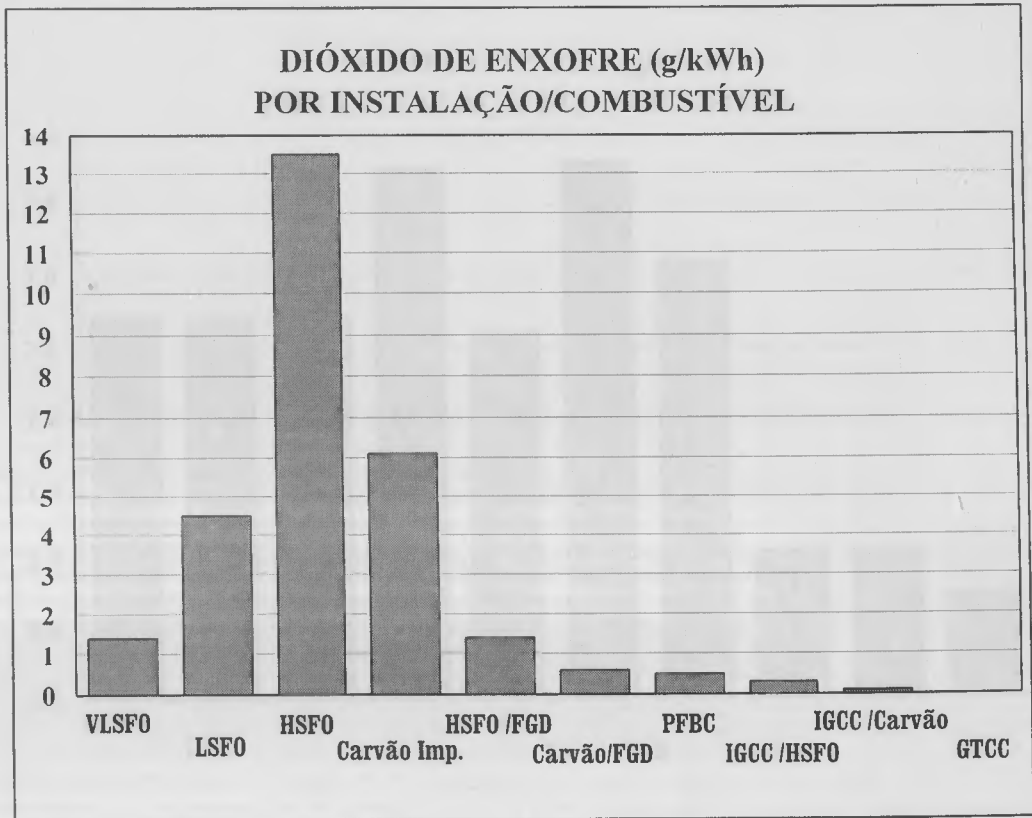
- **Portaria n.º 286/93 de 12 de Março** - estipula os valores limite e os valores guia no ambiente para o dióxido de enxofre, partículas em suspensão, dióxido de azoto e monóxido de carbono, o valor limite para o chumbo e os valores guia para o ozono;

- **Portaria nº 1058/94 de 2 de Dezembro** - introduz alguns ajustamentos à Portaria nº 286/93 de 12 de Março, incluindo no seu anexo VI o nº 12 especificamente aplicável à **cogeração**, mencionando limites para o NOx em função da potência (MWt);
- **Decreto de Lei nº 186/95** - regulamenta a cogeração separando-a em termos legislativos da produção independente usando fontes renováveis. Este D.L. mantém o disposto no D.L. nº 189/88, no que concerne as condições técnicas de ligação à rede do SEP (Sistema Eléctrico de Abastecimento Público), impondo que a potência de ligação não exceda 5% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, no caso geral, e 4%, no caso em que a ligação seja efectuada em baixa tensão. No respeitante ao tarifário o diploma mantém a filosofia do D.L. nº 189/88, remunerando a energia eléctrica vendida pelos cogeradores segundo a tarifa de longas utilizações aplicada aos clientes abastecidos pela rede do SEP no nível de tensão imediatamente superior àquele em que é feita a interligação, com algumas adaptações. O D.L. contém, logo no seu preâmbulo, uma referência à gestão conjunta de energia, que valoriza as condições de aproveitamento simultâneo das energias eléctrica e térmica, em resultado das características específicas do processo de cogeração.
- **Portaria nº 406/96 de 22 de Agosto** - estipula as especificações a que devem obedecer os fuelóleos destinados ao mercado interno nacional, revogando a Portaria nº 767/71 de 31 de Dezembro referente aos fuelóleos;
- **Portaria nº 347/96 de 8 de Agosto** - estabelece disposições técnicas e de segurança relativas ao estabelecimento e exploração das instalações de cogeração;
- **Portaria nº 399/97 de 18 de Junho** - introduz alguns ajustamentos à Portaria nº 286/93 de 12 de Março, nomeadamente no que se refere, no seu nº 9.1.1. do anexo VI, aos limites de emissão de SO₂ e NOx para as novas grandes instalações de combustão que utilizem combustíveis sólidos;

Para além da legislação e regulamentação nacional, são consideradas pertinentes as seguintes Directivas comunitárias:

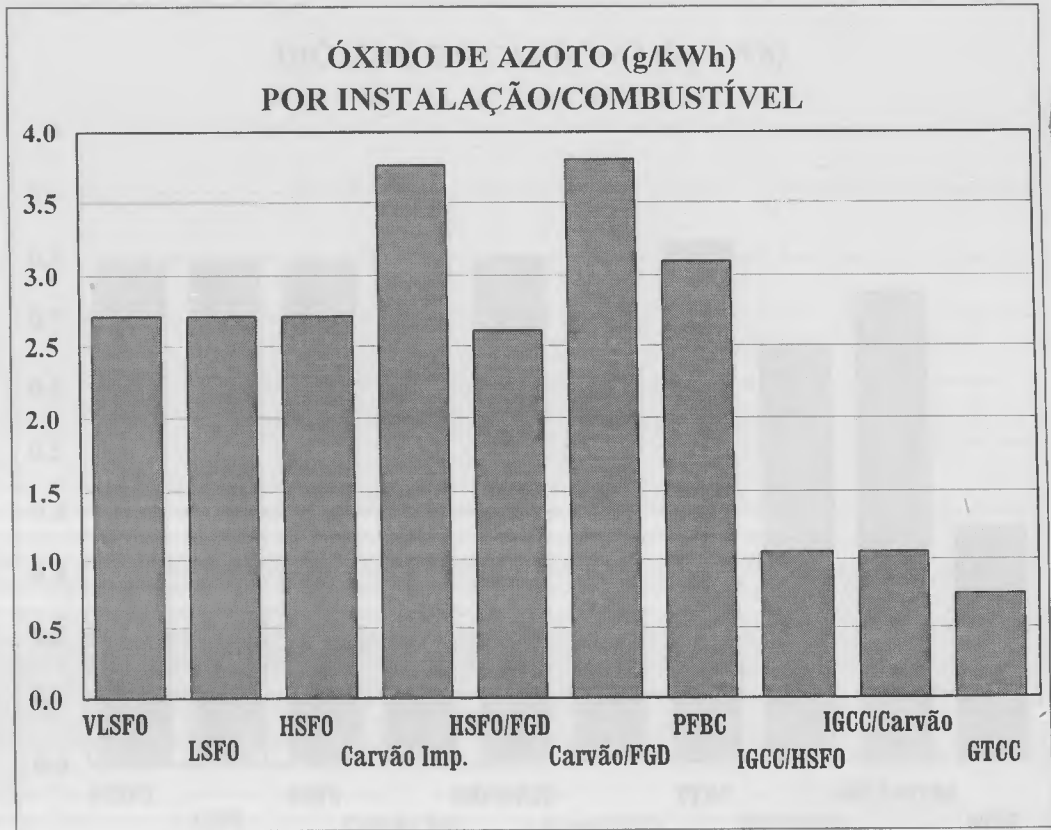
- **Directiva 88/609/CEE de 24 de Novembro** (referida anteriormente) - estabelece os valores limite das emissões para a atmosfera de certos poluentes provenientes das Grandes Instalações de Combustão;
- **Directiva 88/77/CEE de 9 de Fevereiro** - estabelece os valores limite para as emissões de monóxido de carbono, hidrocarbonetos não queimados e óxidos de azoto pelos motores diesel utilizados nos veículos a motor;
- **Directiva 89/458/CEE de 18 de Julho** - altera, no que diz respeito às normas europeias de emissões para automóveis, com motores de cilindrada inferior a 1,4 litros, a Directiva 70/220/CEE, relativa à aproximação das legislações, dos Estados membros, respeitantes às medidas a tomar contra a poluição do ar por emissões provenientes dos veículos a motor;
- **Directiva 94/66/CE de 15 de Dezembro** - altera a Directiva 88/609/CEE relativa à limitação das emissões para a atmosfera de certos poluentes provenientes das grandes instalações de combustão, estabelecendo valores-limite de emissão de dióxido de enxofre (SO₂) das novas instalações.

ANEXO 2



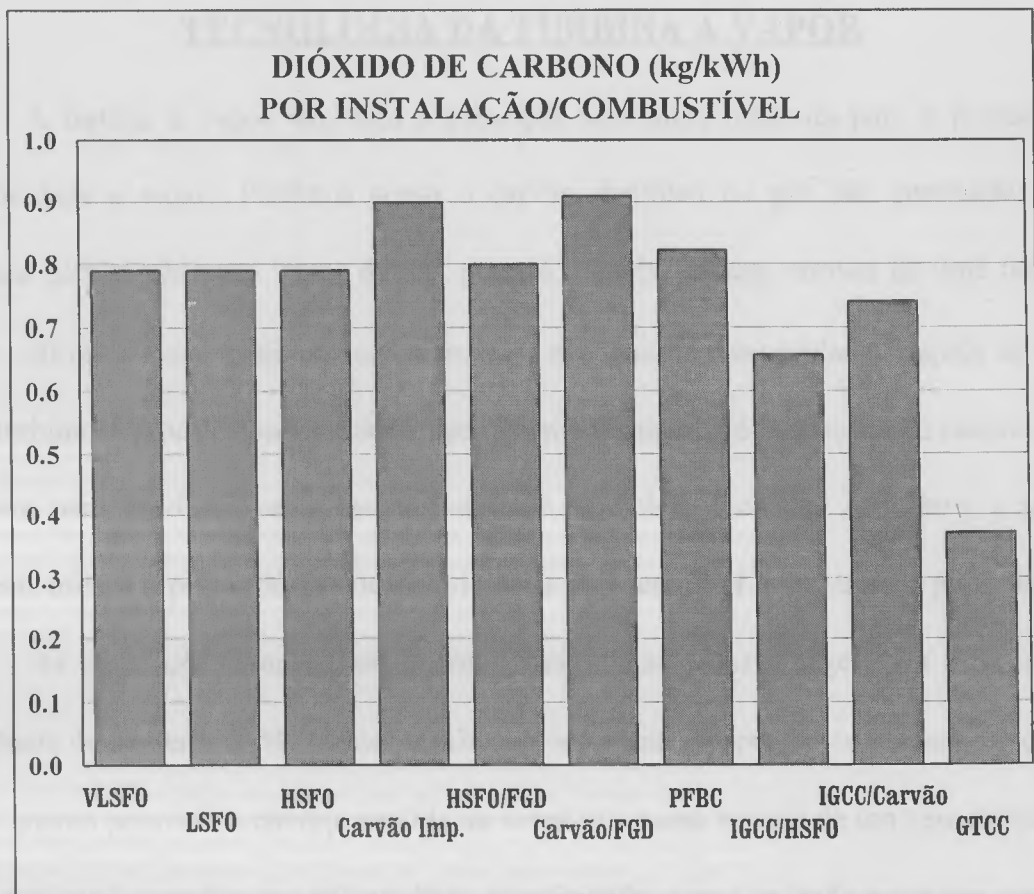
Fonte: WEFA ENERGY

ANEXO 3



Fonte: WEFA ENERGY

ANEXO 4



Fonte: WEFA ENERGY

ANEXO 5

TECNOLOGIA DA TURBINA A VAPOR

A turbina a vapor tem sido a principal tecnologia utilizada para a produção de electricidade e vapor. Produtos como o carvão, fuelóleo ou gás são queimados numa caldeira para produzirem vapor de alta pressão, depois, passam através de uma turbina a vapor, utilizada para monitorar um alternador que produz electricidade. Depois de passar pela turbina, o vapor é condensado; a água quente resultante, é bombeada de retorno para a caldeira para produzir vapor, sucessivamente, em ciclo fechado. A turbina a gás era somente utilizada pela indústria de electricidade para satisfazer a procura em picos de carga.

As instalações eram relativamente baratas, mas a desvantagem era uma reduzida eficiência de somente 25%. Como se afirmou, a turbina a vapor de condensação converte, tanto quanto possível, a energia contida no vapor que passa através de um veio propulsor, o qual acciona o gerador que vai produzir electricidade, como se pode constatar através da Gráfico 3.2.2. Trata-se de uma prática comum nas instalações de energia, mas resulta numa larga inutilização de um subproduto, na forma de água quente a uma temperatura de 30°C, e desperdício de energia.

Alternativamente, pode-se deixar que todo o vapor saia da turbina a uma temperatura e pressão tais que possa ser ainda utilizado para fornecer calor a um processo industrial, ou utilizado para outros fins. Este tipo de equipamento - todo o vapor passando através da turbina utilizada para o calor - é conhecido pela turbina a vapor de contrapressão. Comparado com uma turbina de condensação de dimensão semelhante, o equipamento de contrapressão é muito mais eficiente numa utilização global de energia. Existe, contudo, uma limitação que resulta numa redução de energia disponível para produção de electricidade. Para além disso, como todo o vapor passa totalmente na turbina, a

electricidade obtida através de uma turbina de contrapressão variará na proporção directa à procura do vapor para o processo: se a procura de vapor descer, também a electricidade produzida descerá e vice-versa.

Consequentemente, a electricidade assim produzida poderá não satisfazer o perfil de procura de electricidade.

Todavia, as turbinas de contrapressão têm sido utilizadas na indústria (e.g., indústria química) sendo a mais difundida forma de aplicação de cogeração na indústria. Os aspectos económicos são vantajosos porque o investimento incremental numa caldeira para aumentar a temperatura e a pressão do vapor, mais a turbina de vapor e o gerador, compensava o seu retorno através da electricidade produzida como um subproduto.

A turbina de condensação a vapor possui a desvantagem da produção em proporções fixas de electricidade e calor. Isto é conseguido por extracção de algum vapor para utilização no processo, a uma temperatura e pressão adequadas.

O restante vapor passa todo através da turbina, é condensado e depois retorna à caldeira junto com a água quente de retorno ao processo. Ainda que não fosse necessário nenhum vapor de processo, o gerador pode ainda funcionar em plena carga, resultando o rácio H/E variável numa gama acima de 10:1¹. Como é necessária uma caldeira para produzir vapor para a turbina, uma gama diversificada de combustíveis sólidos, líquidos e gasosos pode ser utilizada. Na verdade, com um “design” adequado do queimador, mais do que um tipo de combustível pode ser queimado na mesma caldeira, providenciando segurança no fornecimento do combustível e conferindo ao utilizador uma posição confortável nos contratos de negociação de combustíveis.

Esta solução está a ser assumida por uma vidreira na Marinha Grande.

¹ Chadburn, Rodney (1994), “Opportunities for Combined Heat and Power in Europe”, p. 14, MDIS Publications Limited.

ANEXO 6

TECNOLOGIA DA TURBINA A GÁS

As turbinas a gás têm desempenhado um papel importante na produção de energia, principalmente para satisfazer a procura em picos de carga. A eficiência térmica das turbinas a gás é relativamente baixa - tipicamente 32-35% (LHV - Low Heat Value) e necessitam ainda de um combustível limpo (gás natural ou combustíveis leves). São, assim, estes dois factores que explicam os seus elevados custos operacionais.

Com o colapso do preço do barril de petróleo em 1985 e a queda dos preços do gás, o interesse na construção de instalações com turbinas a gás em ciclo combinado aumentou significativamente.

Existem outras formas de tecnologias de produção de energia - processos de gaseificação e "pressurized fluidised bed combustion - PFBC" - que também fazem uso da turbina a gás. A sua utilização como componente de vários processos integrados tem potenciado o seu interesse e importância .

Existem duas áreas distintas em que as turbinas a gás operam - na produção de energia e como motores de aviões a jacto. As duas indústrias estão constantemente a desenvolver programas de investigação e aperfeiçoamento (R & D) para melhorarem a "performance" das unidades. Uma das razões pela qual as turbinas alcançaram o actual nível de "performance" é porque os investimentos têm sido efectuados simultaneamente nas duas indústrias.

As turbinas a gás são fabricadas com uma larga gama de potências eléctricas. Num nível inferior, existem os motores industriais com capacidades entre 3-6 MW e com eficiências próximas de 30 %. A seguir, vêm as "aero-derivatives", com capacidades entre 13 - 33 MW e eficiências térmicas de aproximadamente 33 %. Ambas as turbinas podem

ser utilizadas na produção de energia, em pequena escala, e também nas instalações de cogeração.

As turbinas a gás, utilizadas em grande escala para a produção de energia, têm uma capacidade de produção entre 150 e 200 MW. Porém, existe um pequeno aumento na eficiência térmica destas unidades em relação às “aero-derivatives”.

O aumento da eficiência térmica, através de elevadas temperaturas de combustão, é um dos principais objectivos actuais da investigação, já que a temperatura de entrada do gás é o determinante principal na eficiência. Este objectivo terá que ser alcançado sem o aumento dos níveis de NOx.

Existe um grande número de fabricantes a fornecer turbinas a gás - ANEXO 7 - de modo que os clientes têm um vasto leque de soluções. Alguns fabricantes têm produtos comuns, em virtude da indústria se ter tornado recentemente muito concentrada. No que respeita a capacidades, a General Electric (GE) tem a maior instalação - 212 MW de carga base. A Siemens propõe uma instalação semelhante, mas com uma melhor taxa de calor.

As taxas de calor estão a melhorar constantemente. A ABB GT13E, disponível desde 1983, tem uma taxa de calor de 9.850 BTU/KWh, equivalente a 34,7%. Posteriormente, a Siemens já forneceu instalações com 9.555 BTU/KWh - 35,8%.

6.1. Experiência Operativa

Em comparação com as mais sofisticadas instalações integradas, nas quais as turbinas são utilizadas (excluindo as instalações de ciclo combinado a turbina a gás), existe uma experiência operativa comprovada. O resultado que se pretende atingir não é só a fiabilidade de base, mas sobretudo a forma de se conseguir uma “performance” extra da turbina, numa base sustentada.

6.2. Perspectivas Futuras

As perspectivas futuras são em relação a dois parâmetros específicos: a eficiência térmica e as emissões de Nox, no entanto, existe um conflito entre eles.

Os progressos na eficiência térmica dependem directamente da temperatura dos gases de entrada que podem ser admitidos na turbina. É possível aumentar a temperatura, mas as pás da turbina podem não ser capazes de suportar as tensões térmicas. As pás devem permanecer a 800 ° C, o que é conseguido injectando ar frio através de canais interiores. A ciência dos materiais e a capacidade de arrefecer adequadamente as pás da turbina, são os dois factores que impõem limites à temperatura pretendida.

6.3. Redução dos níveis de NOx

As emissões de NOx representam o único sério problema ambiental na tecnologia da turbina a gás. Este facto verifica-se, principalmente, porque os legisladores na comunidade impuseram limites mais estreitos para as turbinas a gás do que para outras tecnologias.

As emissões de dióxido de enxofre são negligenciáveis, e nas instalações em ciclo combinado, ele é mais reduzido por KWh do que em qualquer outra instalação que utilize combustíveis fósseis, como se poderá constatar no ANEXO 3.

A incompatibilidade existente na turbina a gás é devida à necessidade de ter elevadas temperaturas de combustão para assegurar uma elevada eficiência térmica, embora desejando limitar a produção de NOx, que está relacionada com a temperatura. Existem basicamente 4 métodos testados para suprimir e reduzir o NOx:

a) A pré-mistura e os queimadores híbridos, que queimam o combustível com um excesso mínimo de ar e mantêm a proporção ar/combustível ao longo de toda a gama de carga. A chama é diluída através do volume principal do ar de combustão.

b) A **injecção de água**, que é utilizada para arrefecer a chama, reduzindo então a produção térmica de NOx. O maior escoamento mássico através da turbina aumenta a capacidade de produção, embora exista uma pequena perda de eficiência.

c) A **injecção de vapor**, que é a mais utilizada, simultaneamente em instalações de ciclo combinado e unidades de **cogeração**. Os princípios e os “trade-offs” são semelhantes aos da injecção de água.

d) A **redução selectiva catalítica (SCR)** é um método de pós-combustão que pode ser utilizado nos gases de escape. Têm-se conseguido reduções de 80% de NOx com estas unidades. O SCR pode também ser utilizado com outros métodos. Não temos conhecimento de projectos para utilizar o SCR na Europa. Presentemente, os queimadores do tipo “low NOx” podem limitar as emissões a 25 ppm, com injecção de vapor ou água. Na Europa o valor de referência é de 73 ppm, mas o governo japonês exige 15 ppm. Como as limitações ambientais são cada vez mais exigentes e as temperaturas de combustão mais elevadas, há que realizar maiores desenvolvimentos laboratoriais. A Siemens já indicou que espera ser capaz de garantir valores de emissão abaixo dos 10 ppm nos seus modelos V84 e V94, suportados em experiências onde níveis de 9 ppm foram alcançados nos gases de escape secos, em condições operacionais experimentais de carga.

A Tabela 6.1. apresenta algumas tecnologias para redução do NOx.

TABELA 6.1.

TECNOLOGIAS EM UTILIZAÇÃO PARA REDUÇÃO DO NOx				
FABRICANTE	TURBINA	SAÍDA MW	MÉTODO	NOx ppm 15% excesso ar
ABB	GT13E	148	Queimadores secos	
GE	7F	150	Queimadores secos	
	9F	212	Queimadores secos	
MITSUBISHI	501F	150	NOx reduzido, queimador "premix"	25
SIEMENS	V94	150	Nox reduzido, queim. hibrid	25
WESTINGHOUSE	W501F	145	NOx reduzido, queimador "premix"	

ANEXO 7

FORNECEDORES DE TURBINAS A GÁS

TURBINAS A GÁS DISPONÍVEIS						
FABRICANTE	MODELO	ANO	CAPACIDADE Base	MW - iso Peak	TAXA CALOR BTu/kwh	TEMP. SAÍDA °C
ABB	GT13E	1983	148	161	9850	516
Alsthom	PG9281F	1991	212		9995	
Fiat Avio	TG50	1985	128	138	10080	494
GE	PG9281F	1987	212		9995	583
	PG7191F	1987	150		9880	
Hitachi	PG9171E	1987	123	133	10100	538
J.Brown	PG9001EA	1979	123	126	10350	529
	PG9001F	1991	212		9995	583
Siemens	V94.3	1992	200	217	9555	534
	V84.4i	1992	142			
Westinghouse	501F	1989	153		9700	578
Mitsubishi	501F	1989	153		9670	578

ANEXO 8

TECNOLOGIA DO CICLO COMBINADO COM TURBINA A GÁS

GTCC

A tecnologia GTCC associa a turbina a vapor a uma turbina a gás.

Na essência, o processo baseia-se na extracção da energia do gás em dois pontos - na turbina a gás e na turbina a vapor, utilizando o calor da caldeira - sendo esta configuração de engenharia responsável pela elevada eficiência térmica (actualmente, de acordo com informação da Siemens, cerca de 58%) e custos específicos relativamente baixos; cerca de 75% da energia é gerada na turbina a gás e 25 % na turbina a vapor.

Houve um súbito interesse na utilização desta tecnologia nos finais dos anos 80, especialmente no Reino Unido. Parecem ter havido 4 razões que contribuíram para isso:

a) O colapso do preço do crude, e com ele o preço do gás, que tem reduzido o diferencial entre os preços dos hidrocarbonetos e o carvão.

b) O crescente aumento de dificuldades com o programa nuclear desde o acidente de Chernobyl, em 1986, e os elevados investimentos associados. De forma diferente que em França, o Reino Unido não teve as economias resultantes de um programa de grande dimensão baseado num projecto comum.

c) O aumento de disponibilidades do gás natural. Nos anos setenta e até ao início dos anos oitenta, houve alguma preocupação relativa às reservas de gás natural para satisfazer as aplicações mais convencionais do combustível, tais como as do sector doméstico e industrial - caldeiras. A Comissão Europeia, em 1975, emitiu uma directiva proibindo a utilização do gás em novas instalações de electricidade, porque o sector não era considerado um utilizador apropriado para este combustível. Esta directiva foi recentemente revogada.

d) O aumento das preocupações ambientais. As tecnologias existentes para as instalações convencionais a carvão permitem a redução das emissões, sendo contudo necessários elevados investimentos. A redução nos limites das emissões na comunidade possibilitou a comercialização mais efectiva do gás natural em relação às suas **propriedades químicas** (em muitas aplicações o gás natural é essencialmente comercializado devido às suas propriedades físicas), o que aumentou as economias de utilização do gás na produção de electricidade.

Em Portugal, com a chegada do gás natural, pensamos que este fenómeno irá igualmente acontecer.

Em comparação com as grandes instalações convencionais a carvão, existem relativamente poucas economias de escala para serem realizadas à medida que a capacidade de produção de energia aumenta. A estrutura básica física é a turbina a gás e, presentemente, 150 - 200 MW é a capacidade máxima de uma unidade simples. Grandes instalações de energia estão em construção, tendo as maiores oito turbinas a gás.

Duas vantagens particulares são derivadas da construção modular. Primeiro, as turbinas podem ser desactivadas individualmente para efeitos de manutenção, tal que o "output" total da instalação é parcialmente reduzido durante esse processo. Segundo, eficiências muito elevadas podem ser obtidas numa larga gama de níveis de "output": à medida que as necessidades de "output" decrescem, pode-se desactivar uma das turbinas, enquanto as outras continuam a operar com uma óptima eficiência.

A combustão de gás natural, neste processo, pode solucionar simultaneamente muitos problemas ambientais. Primeiro, o combustível primário tem concentrações de enxofre baixas, tal que as emissões de dióxido de enxofre são muito reduzidas. Segundo, o gás natural (metano) tem um elevado rácio de hidrogénio/carbono, comparado com outros

combustíveis fósseis, e, conseqüentemente, as emissões de dióxido de carbono serão muito reduzidas por unidade de combustível primário queimado. Este benefício é aumentado pela elevada eficiência térmica da instalação - as emissões de dióxido de carbono, por kwh de energia produzida, são 60% mais baixas do que nas instalações convencionais a carvão.

Só as emissões de óxidos de azoto podem ser problemáticas (referido anteriormente, no capítulo das turbinas a gás), assim como os avanços que estão a ser efectuados nessa área. Tal como para as turbinas a gás, existe uma grande disponibilidade para instalações de ciclo combinado (ligadas aos fabricantes das turbinas). O ANEXO 8 lista os principais modelos disponíveis.

A observação mais importante que pode ser efectuada na tabela é que a eficiência térmica está constantemente a aumentar, garantindo-se mais de 52% (nos climas do Norte da Europa a eficiência decresce com as temperaturas ambiente).

8.1. Actual Experiência Operativa

O Japão e a Turquia - Tabela 9.1. - são os dois países que actualmente têm experiência em operar com grandes instalações de ciclo combinado.

TABELA 8.1.

GRANDES INSTALAÇÕES GTCC EM FUNCIONAMENTO		
INSTALAÇÃO	MW	PERFORMANCE
Hamitabat, Turquia	1000	47,3-48,2% em plena carga @15°C
Ambaril, Turquia	1000	51,4% @15°C garantidos As turbinas conseguem 33,7% v. 33,02% garantidos
Futtsu, Japão	1000	45,8% conseguidos em 1988

Existem também outros países com alguma experiência, como a Holanda, em que, virtualmente, todas as instalações convencionais a gás foram convertidas em instalações com ciclo combinado.

136MW de aquecimento local. A instalação começou a operar em 1988, e tem duas características particulares notáveis:

- elevada eficiência térmica : 91 %
- grande flexibilidade (em parte devido à capacidade suplementar de combustão) em variar simultaneamente o “output” total e o rácio H/E.

Em síntese, existem outros desenvolvimentos implicando o aumento de potência das instalações a carvão com turbinas a gás, mas que dizem respeito a instalações abaixo dos 100 MWe. Actualmente, a cogeração tem uma pequena penetração no sector industrial, parcialmente devido aos preços reduzidos da energia nuclear. Contudo, esta opção de produção de energia está dependente das opções dos governos nacionais.

ANEXO 9

COMBUSTÃO PRESSURIZADA EM LEITO FLUIDIZADO - PFBC

A tecnologia em leito fluidizado foi inicialmente concebida como um meio de queimar baixos “grades” de combustível e de fixar certos poluentes, tais como o enxofre, no leito fluidizado. A forma mais antiga desta tecnologia é o leito fluidizado atmosférico, onde a combustão se realiza à pressão atmosférica. Existem oito sistemas em funcionamento na Alemanha, com capacidades típicas entre 15 e 130 MW (t).

A combustão em leito fluidizado (FBC) é a única nova tecnologia radical de combustão que foi desenvolvida em quase 50 anos. Ela permite que a combustão se desenvolva em condições muito mais favoráveis do que em instalações convencionais, existindo simultaneamente uma elevada eficiência térmica e um reduzido nível de emissões. Além disso, podem ser queimados uma grande variedade de qualidades de carvão e outros produtos. A essência no funcionamento do FBC é o estabelecimento de um leito de finas partículas inertes, tais como a areia, que podem ser submetidas a um escoamento de ar ascendente, o que deixa aquelas partículas suspensas e num estado de turbulência. Tal leito irá apresentar muitas das propriedades de um fluido, de onde deriva a designação. Para a combustão, a massa de partículas é aquecida à temperatura de ignição, sendo utilizado, no início do processo, fuelóleo ou gás. Introduce-se então o combustível sólido no leito aquecido.

Existe um certo número de vantagens neste processo. A combustão é relativamente independente do tipo de combustível utilizado. Os problemas de escórias são eliminados, pelo facto de as partículas de cinzas não terem sido fundidas. As emissões de dióxido de enxofre podem ser largamente reduzidas através da introdução de pedra calcária no leito, e as emissões térmicas de óxidos de azoto são mais reduzidas, considerando as baixas

temperaturas de combustão (tipicamente 850°C^1). Os tubos de água estão imersos no leito, tal que a transferência de calor é otimizada.

As caldeiras podem ser projectadas com leitos rasos ou profundos. As caldeiras com elevada potência utilizam leitos profundos, tipicamente com 1000mm de profundidade.

Uma maior potência na ventilação é necessária nos leitos, oferecendo uma melhor retenção de enxofre e uma melhor combustão de baixos “grades” de combustíveis.

Para permitir uma maior flexibilidade no controle da carga, a câmara de ar é dividida num certo número de secções.

Como já referenciámos na estrutura principal deste documento, a Combustão Pressurizada em Leito Fluidizado baseia-se numa configuração de ciclo combinado e é uma variante da tecnologia FBC. Indicam-se, seguidamente, alguns aspectos que entendemos relevantes desta tecnologia.

9.1. Desenvolvimento e Evolução do PFBC

O conceito PFBC foi desenvolvido há mais de 20 anos, tendo os testes iniciais começado nos inícios dos anos 70. Em 1975, por decisão governamental, formou-se a Agência Internacional de Energia (IEA), com a participação dos Estados Unidos, Reino Unido e Alemanha. Foi elaborado um projecto PFBC, focalizado num teste alargado em Grimethorpe, com o início de funcionamento em 1980 e com uma taxa térmica de 60 MW.

A experiência inicial não foi boa, com uma reduzida eficiência de combustão e uma fraca retenção térmica do enxofre. Ao longo do tempo, a taxa térmica foi reduzida, primeiro para 40 MW e depois para 20 MW.

Mais tarde, nos anos 70, realizaram-se outras experiências, operando-se progressivamente com maiores pressões. Em 1980, a ASEA STAL (agora parte da ABB)

¹ “Interfuel Competition in the Electric European Utilities “WEFA ENERGY, p.1.20, 1991.

decidiu efectuar a sua própria experiência, designando o projecto por Component Testing Facility (CTF), e utilizá-lo para testar equipamento, que eventualmente poderia ser comercializado mais tarde.

O conceito deu um significativo impulso, em 1986, com a encomenda de três instalações:

- a instalação sueca Vartan em Estocolmo (representada na Figura 3.2.10.);
- o projecto espanhol Endesa Escatron;
- o projecto americano AEP TIDD em Brilliant, no Ohio.

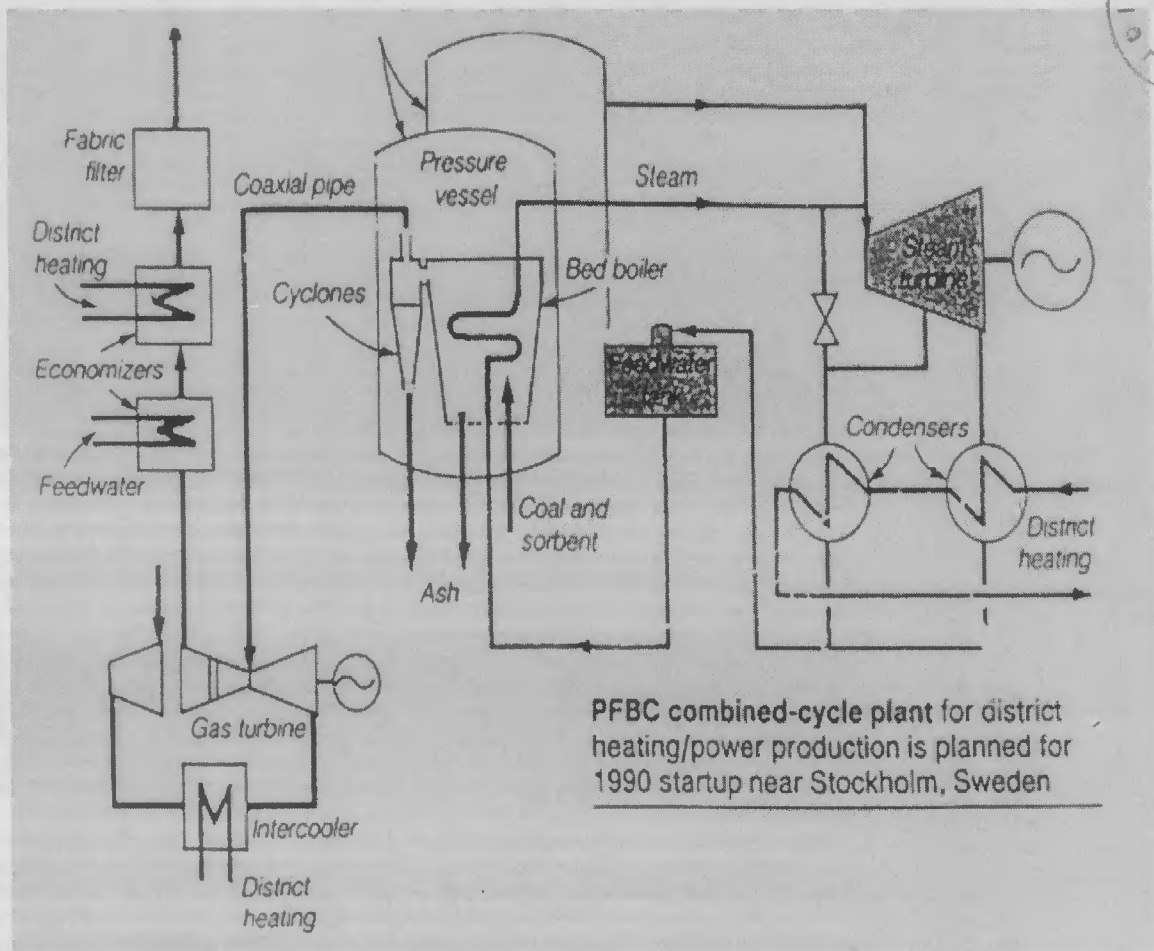
Outra grande instalação de 330MWe está em teste pela Philip Sporn em West Virgínia, nos Estados Unidos.

9.2. Avaliação da Tecnologia

Em comparação com a tecnologia convencional a carvão, as vantagens do PFBC são as elevadas eficiências térmicas e a remoção do enxofre num leito de pedra calcária, sem necessidade de instalações de FGD. Porém, actualmente, o ponto de referência em termos tecnológicos já não é a combustão pulverizada a carvão, mas a gaseificação do carvão, sendo a comparação entre estes dois processos, que são agora relevantes. Existem algumas referências comuns entre a PFBC e a IGCC.

A tecnologia do PFBC e a do IGCC têm ambas uma componente de ciclo combinado, e como em todos os processos de queima, o carvão é primeiro gaseificado antes de ser queimado.

GRÁFICO 9.1.



FONTE: WEFA ENERGY

Porém, no caso do PFBC, o sulfato de cálcio hidratado tem com ele misturado cinzas, não sendo tão comercializável como um subproduto do processo.

Outro aspecto comum é a utilização do ar (mais do que o oxigênio) como numa instalação IGCC. Existem porém duas consequências destas situações: primeiro, são necessárias cinco vezes mais ar do que oxigênio puro, pelo que a instalação tem que ser maior. Adicionalmente, o componente inerte do ar tem de ser aquecido, o qual resulta numa perda de eficiência energética.

A mais importante limitação de longo prazo, ao conceito, é a temperatura relativamente reduzida de entrada dos gases da turbina - mais reduzida do que a encontrada

nas instalações de ciclo combinado a gás natural ou em projectos integrados de gaseificação. É por esta razão que a British Coal tem estado a desenvolver o Topping Cycle.

Existem muitas áreas de risco tecnológico, onde as dúvidas podem somente ser dominadas depois de um grande período de operação com sucesso, nas novas instalações PFBC. Alguns materiais utilizados devem comprovar a sua resistência à corrosão, ao longo do tempo.

9.3. Limpeza dos Gases Quentes

Os gases quentes da caldeira PFBC estão carregados com pó, formados com as cinzas de carvão e consumíveis, em conjunto com outros elementos corrosivos. O pó pode ser muito prejudicial à turbina a gás, já que pode provocar a erosão das pás, ou depósito de sujidades e a erosão das pás. Até agora, os ciclones têm sido o único meio de limpeza do gás à temperatura e pressões ambientes. É necessário um estágio adicional para limpar o gás adequadamente e, para esse propósito, estão a ser testados filtros cerâmicos com cilindros ocos porosos, dispostos em grande número e em paralelo. Estes filtros foram testados no projecto de Grimethorpe e os resultados dos testes foram encorajadores, mas a durabilidade do filtro, a longo prazo, está ainda para ser estabelecida.

9.4. Pás da Turbina a Gás

As pás das turbinas a gás são componentes delicados, maquinados com elevadas tolerâncias. Existem três grandes riscos resultantes da utilização dos gases quentes:

- erosão pelas partículas não filtradas;
- corrosão a quente, provocada pelos sais de potássio e sódio, libertados pelo carvão;
- corrosão a baixa temperatura, provocada pela condensação de ácidos. A presença de sulfatos e cloridos de hidrogénio significa que, sujeito a certas temperaturas, a

condensação de certos ácidos ocorre, o que pode levar a uma rápida degradação corrosiva das superfícies dos metais.

As grandes áreas de desafio ao conceito residem na limpeza adequada dos gases e melhoria na metalurgia dos metais, para reduzirem os impactos corrosivos.

9.5. “Performance” da Câmara de Combustão

Uma das características chave da tecnologia PFBC é a sua capacidade de captar a maior parte do enxofre no leito fluidizado. Muito do trabalho desenvolvido tem gravitado em torno da forma de se conseguir uma elevada retenção de enxofre, em relação à massa do material absorvente.

A baixa temperatura de combustão reduz directamente as emissões dos óxidos de azoto, mas estão a ser efectuados esforços para se obterem mais reduções, por modificação do processo de combustão através da injeção de aditivos no ar circundante.

Neste momento, já foram alcançadas elevadas eficiências de combustão - cerca de 99% - e, decorrente do forte movimento do leito, resultam elevadas taxas de transferências térmicas para os tubos de água.

9.6. Desgaste do Tubo no Interior do Leito

Durante os primeiros tempos do desenvolvimento do PFBC, o desgaste dos tubos de alta pressão da água, que se dirigiam para o leito fluidizado, representava um grande problema. Foram efectuadas alterações na escolha das ligas e das condições de fluidização, mas nas partes superiores (mais quentes) do leito, a taxa de desgaste do tubo é ainda muito elevada.

9.7. Distribuição e Utilização das Cinzas do PFBC

Uma das vantagens das instalações de gaseificação é que as cinzas não contêm enxofre e são, conseqüentemente, fáceis de se fixarem. As cinzas das instalações de PFBC têm níveis elevados de cálcio e sulfatos, as quais conferem melhor alcalinidade.

Pensamos que existem diferentes alternativas que necessitam ser desenvolvidas e que incluirão aspectos estruturais, substituição de elementos de união, materiais de base, funis em plástico, compostos condicionadores, etc.

ANEXO 10

TECNOLOGIAS DE GASEIFICAÇÃO

A gaseificação é outra forma de tecnologia que possui elevada eficiência térmica e uma combustão limpa do carvão, à parte do PFBC. A queima convencional do carvão é um processo que se realiza em dois estágios: primeiro, o carvão é gaseificado, depois, é imediatamente queimado. As tecnologias de gaseificação separam estes dois processos: a gaseificação realiza-se numa câmara, e depois da limpeza dos gases. A combustão realiza-se normalmente na câmara de combustão da turbina a gás.

A divisão do processo de combustão nestes dois sub-processos oferece possibilidades de aumentar a eficiência térmica e boas características de emissão ambiental de todo o processo.

Através da síntese do gás, a eficiência térmica é aumentada, relativamente aos processos convencionais de combustão de carvão. A conversão em gás permite a produção de energia em ciclo combinado, a qual é mais eficiente do que o ciclo simples.

Com a limpeza total do gás antes da combustão, consegue-se uma combustão limpa.

Por uma multiplicidade de razões, é mais simples remover o enxofre do gás, do que retê-lo num leito de pedra calcária, durante o processo de combustão, ou separá-lo, depois da combustão, de um grande volume de gases na condução de passagem.

O processo de gaseificação em si não é novo, embora o interesse na utilização dos processos de gaseificação, como um meio de produção de energia, se tenha desenvolvido recentemente. Ao nível mais básico, a preparação do gás de cidade, a partir de combustíveis sólidos, desenvolveu-se ao longo de 100 anos, como a derivação do gás do forno de coque.

O processo de gaseificação, para a produção de electricidade, é um processo parcial de oxidação. Envolve a adição de oxigénio (fornecido de uma instalação de oxigénio) com

o carvão, em condições de elevada temperatura e pressão. O interesse original no processo pode não residir na produção de electricidade. No caso do processo da British Gas/Lurgi, a principal motivação era desenvolver um substituto para o gás natural. O interesse da Texaco residia na gaseificação dos produtos derivados de petróleo, para preparar gases sintéticos para processamento químico, enquanto o objectivo da Shell era produzir gás limpo para a síntese de combustíveis líquidos.

Os interesses diferenciados dos três precursores do processo de gaseificação, potenciaram o desenvolvimento da tecnologia. O principal interesse da British Gas era como se referenciou, a produção de um substituto do gás natural, com elevado teor de metano e com uma elevada eficiência. A instalação da Texaco pode ser projectada para gaseificar carvão ou fuelóleo, na mesma unidade, oferecendo um valioso potencial de troca de combustível. A tecnologia da Shell pode gaseificar carvão ou fuelóleo, mas, actualmente, não é possível na mesma instalação. Existem alguns denominadores comuns na base dos três processos.

- Os alimentadores do gaseificador são: a) carvão não tratado ou outros combustíveis líquidos, no caso dos processos da Shell e Texaco; b) oxigénio; c) vapor.

- Os produtos são: a) syngas, com um valor calorífico e constituição química que depende das matérias primas e dos processos; b) vapor de alta pressão; c) enxofre elementar; d) escórias inertes; d) água emanada.

A gaseificação realiza-se geralmente a uma temperatura de 1500°C e a uma pressão de 28 bar¹. O carvão pulverizado reage com o oxigénio para produzir uma mistura de monóxido de carbono e hidrogénio, de acordo com a seguinte reacção básica:



¹ Zon, George D., "Power Generation Technology", 1993, p.100.

2. *Id.*, *ibid.*

A temperatura deve ser elevada para fundir as cinzas que se transformarem em escórias. Do gaseificador, o gás flui num refrigerador, sendo depois processado.

A construção do gaseificador é muito crítica. Deve ser capaz de suportar temperaturas acima de 1700°C, e pressões acima de 35 bar. A sua constituição é, de uma forma elementar, um vaso sob pressão que é protegido com um revestimento de tubos.

Nestes tubos, localizados a alguma distância das paredes do vaso sob pressão, é produzido vapor a alta pressão, que é suficiente para evitar o sobreaquecimento do gaseificador.

Existem gaseificadores com outros princípios de funcionamento.

Geralmente, as instalações de gaseificação a fuelóleo têm eficiências mais elevadas do gás frio do que as instalações de gaseificação a carvão.

Algumas razões para que isso aconteça são :

- a) O fuelóleo tem menos cinzas e teor de humidade do que o carvão, com o aquecimento para a produção de syngas.
- b) É necessária menos energia para oxidar parcialmente líquidos, e não existe necessidade de fundir as cinzas no alimentador.
- c) A gaseificação do carvão necessita de uma recepção intensiva de energia, de tratamento e equipamento triturador que não é necessário para o fuelóleo.

10.1. Experiências Operativas de Gaseificação

É importante analisar a actual experiência operativa das tecnologias de gaseificação, atendendo ao interesse da sua utilização na produção de energia. Uma parte considerável da experiência adquirida não está relacionada com a produção de electricidade, mas com a produção básica de syngas - para provar a tecnologia - ou com a produção de gás para a indústria química.

A experiência da Shell, remonta a 1972, quando o seu objectivo inicial era sintetizar combustíveis líquidos do gás, tendo sido construída uma instalação de 6 ton/dia.

Em 1978, uma maior instalação, de 150 ton/dia, foi construída na refinaria de Harburg na Alemanha. Com o início de funcionamento da instalação em Deer Park, em 1987, no Houston, Texas, atingiu-se um ponto importante no desenvolvimento da tecnologia, que tinha uma capacidade de 250-400 toneladas por dia. Durante 5 meses, a instalação manteve um factor de carga de 82%, com uma conversão de carbono de 99% e com uma eficiência de limpeza do gás frio acima de 83%. Carvões com teores acima de 4,2% foram gaseificados, e o valor calorífico do gás era médio. O gás era utilizado na instalação de fabricação da Shell adjacente.

Como se afirmou, existem experiências operativas da Texaco e da British Gas/Lurgi.

10.2. Conceitos de Produção de Energia Básica de Gaseificação

Um aspecto importante nos processos de gaseificação é a necessária limpeza do gás, antes de ser queimado na turbina. O gás deve ser arrefecido antes de ser limpo, o que implica a recuperação de calor. Este processo originou o conceito de gaseificação integrada (incluindo limpeza) e produção de energia. A recuperação de calor (que pode ser considerável), durante o processo de gaseificação, deve ser utilizada para contribuir para o aumento de vapor, para a produção de energia na turbina a vapor. A não captação de todo o calor disponível no processo de arrefecimento resultará numa redução séria da total eficiência produzida. Este problema não se aplica à instalação BG / Lurgi devido à reduzida temperatura de saída do gaseificador.

Seguidamente, verificamos algumas considerações que têm contribuído para o aumento do conceito integrado. Podem contudo haver alguns problemas operacionais e

culturais em operar uma instalação integrada, pelo que alguns operadores estarão mais interessados num sistema onde a gaseificação e as unidades de produção estejam separadas fisicamente por uma pequena distância, tal que elas possam ser localizadas dentro dos limites de duas diferentes companhias (e.g., refinaria e uma empresa eléctrica).

Existe outra consideração importante que conduz ao desenvolvimento de um sistema não integrado. Presentemente, existe, um pouco em todo o mundo, uma vaga na construção de instalações de Ciclo Combinado com Turbina a Gás, projectadas para operarem com gás natural. É provável que o diferencial do preço do gás, em relação ao carvão, aumente ao longo do tempo, atingindo um ponto onde a rentabilidade na exploração das instalações poderá estar ameaçada. Neste caso, será rentável substituir o gás natural por outro combustível mais barato. A produção de gás sintético numa base não integrada (ou parcialmente integrada), a um menor e estabilizado preço, será uma boa solução.

Existem duas possibilidades alternativas que permitem um grau de separação entre a instalação de gaseificação e a unidade de produção de energia e satisfazer os objectivos acima mencionados. Um conceito será passar simultaneamente o refrigerador, a limpeza do gás e a recuperação de calor associada (na forma de vapor) através de um tapume. O outro processo (desenvolvido por H & G Engineering) envolve um conceito diferente: somente o gás passa através do tapume, mas uma pequena quantidade de energia é produzida dentro do complexo de gaseificação.

No caso do processo British Gás/Lurgi é possível uma transmissão a longa distância, sem uma redução significativa da eficiência do sistema, na perspectiva de uma elevada eficiência do gás frio. Porém, como o valor calorífico do gás é reduzido, comparado com o gás natural, os custos da unidade de transporte serão relativamente elevados.

ANEXO 11

FLUE GAS DESULPHURIZATION - FGD

Este processo reduz o nível de emissões do dióxido de enxofre das instalações de produção de electricidade, que será uma das principais limitações que as empresas vão ter que enfrentar (ou já superaram, como no caso da Alemanha Ocidental). Comparativamente com a redução do nível de emissões dos óxidos de azoto, que podem ser alcançados a um custo relativamente reduzido, através do reajustamento dos queimadores “low-NOx”, a redução do teor em enxofre não é conseguida a um custo reduzido.

Existem três formas de reduzir o enxofre:

1º) melhoria do carvão, para reduzir o teor de enxofre antes da combustão;

2º) processos de combustão em leito fluidizado, com um leito em pedra calcária, que irá absorver o enxofre durante a combustão;

3º) processos “flue-gas desulphurization;” os quais removem o enxofre depois da combustão.

O primeiro processo nunca foi considerado como muito promissor.

O segundo processo deu origem a uma família de tecnologias - variantes da tecnologia de combustão em atmosfera de base de leito fluidizado. Os progressos efectuados no conceito do PFBC (pressurized fluidised bed combustion) são analisados posteriormente.

O terceiro processo tem sido o mais comercializado. As unidades de FGD têm sido montadas em todas as instalações de produção de electricidade com combustão a carvão,

para se manterem abertas durante os anos 90. As FGD também têm sido largamente utilizadas nos E.U.A. e Japão.

Existem quatro processos de interesse principal:

- a) Processo em pedra calcária / calcária.
- b) Processo semi-seco calcário.
- c) Processo dual alcalino / calcário.
- d) Processo Wellman-Lord.

Os processos em pedra calcária / calcária são os processos mais adotados e populares, com a primeira instalação em grande escala implantada no Japão em 1973, na Mitsui Aluminium. A capacidade total instalada em todo o mundo é:

- Japão: 25 GW (e).
- U.S.A.: 57 GW (e).
- Europa: 38 GW (e) - principalmente na Alemanha Ocidental.

As instalações de FGD podem ter vários níveis de redução do enxofre (“scrubbing”), o qual depende da instalação e do teor de enxofre do carvão. É uma simples consequência de aritmética que se um “scrubber” opera a 90% e outro a 95%, a taxa dos efluentes do dióxido de enxofre entre as duas instalações não será de **95:90** mas **2:1**. Deste modo, pequenos aumentos na eficiência do “scrubbing” podem conseguir proporcionalmente grandes reduções no surgimento do nível de enxofre.

Tipicamente, as unidades de FGD são concebidas para um “scrubbing” a 90%, isto é, 1,5% de enxofre no carvão. Na Alemanha Ocidental, era uma necessidade que a eficiência fosse pelo menos 85%, tal que, se ao longo do tempo a qualidade de enxofre no carvão se deteriorasse, os limites legais de emissão fossem ainda cumpridos.

Os custos operacionais para o “scrubber” são substanciais e são dominados pela grande necessidade de electricidade. É esta necessidade que faz com que a eficiência líquida da instalação baixe 2 pontos percentuais.

Pode-se constatar que os custos de capital por KWh são semelhantes aos custos variáveis para o carvão duro, mas são bastante mais baixos para o carvão castanho.

TABELA 11.1.

CUSTOS ESTIMADOS PARA UMA INSTALAÇÃO FGD COM PEDRA CALCÁRIA HÚMIDA				
CUSTOS DE CAPITAL		200 MW (e)		600 MW (e)
- Carvão duro		\$ 186/KW		\$ 125/KW
- Carvão castanho		\$ 252/KW		\$ 170/KW
CUSTOS OPERACIONAIS		Carvão duro		Carvão castanho
(cents/KWh)	1%	2%	3%	6%
P. Calcária \$37/t	0.04	0.08	0.2	0.4
Energia 8.0 c/kWh	0.14	0.15	0.2	0.27
Água 15 c/m3	0	0	0.01	0.01
Pessoal \$27/ hora	0.03	0.06	0.15	0.31
TOTAL	0.21	0.29	0.56	0.99
CAPITAL (cents/KWh)	0.26		0.35	

Fonte: Estimativas da Deutsche Babcock e WEFA

ANEXO 12

PROJECTOS DE GÁS “TOPPING”

Verificámos anteriormente os benefícios do conceito de ciclo combinado - um meio de extrair mais da energia primária, na forma de electricidade, do que é possível, quer no ciclo simples da turbina a gás, quer na unidade da turbina a vapor.

Aqui debate-se a adaptação das instalações existentes - quer das unidades de turbina a gás, quer das unidades em ciclo aberto da turbina a vapor - em instalações de ciclo combinado por reajustamento dos componentes em falta.

Trata-se mais de um conceito adicional do que um interesse meramente teórico. A maior parte das instalações com combustão a gás a turbina a vapor, na Holanda, foram agora reajustadas com turbinas a gás, para aumentar a sua eficiência.

A PowerGen está a efectuar um estudo para verificar os benefícios de reajustamento de uma grande instalação a carvão, com turbina a vapor, para turbinas a gás. Poderá comprovar ser uma opção muito atractiva em relação à alternativa FGD.

O conceito dos projectos de “Topping” têm já uma história de 20 anos. Foi inicialmente aplicada a uma pequena instalação na Alemanha, com 75 MW de capacidade total. Durante os anos 70 e no início dos 80, foi subsequentemente aplicada a outras instalações, tipicamente com capacidades de 400-450 MW, a maior parte das quais tinham o gerador de vapor com combustão a gás natural.

O termo “Topping” refere-se ao ajustamento da turbina a gás com a turbina a vapor. Existem duas possibilidades para se conseguir a configuração de “Topping”:

- quando uma turbina a vapor é ajustada numa unidade existente a turbina a gás (a qual é provavelmente utilizada para picos de carga), diz-se que se efectuou um “**downstream**” da instalação.

- quando uma ou mais turbinas a gás são ajustadas numa instalação existente a turbina a vapor, diz-se que se efectuou um “**upstream**” da instalação.

A eficiência actual realizada através de uma tal operação de conversão, nunca será a mesma que se encontra numa nova instalação. Apesar de tudo, um ganho adicional pode algumas vezes ser realizado e fazer valer a pena o investimento.

Os gases de escape, ricos em oxigénio, da turbina a gás são utilizados para a combustão do carvão ou outro qualquer combustível na produção de vapor. Isto significa que o ar quente geralmente necessário, numa instalação de energia a vapor, é desnecessário desde que os gases de escape da turbina estejam suficientemente quentes para manter a combustão. Consequentemente, o escoamento dos gases quentes da produção a vapor podem ser utilizados, em parte, para aquecerem a alimentação de água, em vez do ar de combustão. Mas, para se conseguir isso, são necessários aquecedores adicionais das águas de alimentação, nas secções de alta e baixa pressão da alimentação do trem de aquecimento. Isto é sómente possível na secção de baixa pressão (mostrada no canto inferior esquerdo) se um combustível limpo (*i.e.*, gás natural) for queimado na produção de vapor, e prevenido que a corrosão de ponto de orvalho não possa ocorrer. Consequentemente, um elevado grau de integração pode ser conseguido, quando o gás natural é queimado simultaneamente na turbina a gás e na caldeira de produção de vapor.

As conversões ou não são possíveis ou valem a pena em todas as circunstâncias. As seguintes condições devem ser satisfeitas:

- um combustível limpo (normalmente gás natural) é necessário para a turbina a gás; carvão ou fuelóleo podem continuar a ser queimados na produção do vapor;
- a instalação deve ter pelo menos 10 anos de vida;
- um espaço físico suficiente deve estar disponível para acomodar as unidades adicionais.

Desde que as condições acima estejam satisfeitas, cada instalação deve ser analisada numa base de caso a caso. A dimensão da turbina a gás e as especificidades da integração dependerão do “design” da instalação existente e condições de operação. À parte da instalação da turbina a gás e do gerador, outros trabalhos de conversão são necessários na instalação a vapor: o tempo de imobilização costuma ser entre 6 a 8 meses. Experiências de conversão, na Holanda, demonstraram que a eficiência térmica das instalações existentes pode ser aumentada tipicamente de 10-13%, *i.e.*, de 40% a 44-45%.

Nestes casos particulares, a capacidade real da instalação não foi aumentada: a capacidade de produção da turbina a vapor foi reduzida pelo nível de capacidade da turbina a gás. Mas, noutras circunstâncias, o “topping” da instalação pode ser utilizado para aumentar a capacidade da instalação.

Se a instalação de base de carga a vapor for para ser convertida, a mais adequada dimensão de turbina a gás é uma da qual o escoamento dos gases de escape seja suficiente para manter a combustão do combustível, na produção de vapor. Geralmente, o óptimo rácio de “output”, entre a turbina a gás e a turbina a vapor, será aproximadamente 1:4. A quantidade de combustível que pode ser queimado, no aumento de vapor da caldeira, é proporcional ao oxigénio ainda presente nos gases de escape da turbina. O teor de oxigénio depende da temperatura de entrada dos gases da turbina: a 1050°C o excesso de oxigénio é aproximadamente de 15%. Como a temperatura de entrada é aumentada no interesse de maior eficiência da turbina a gás, o excesso do teor em oxigénio diminui.

12.1. Eficiência e Benefícios Ambientais

A eficiência do sistema é normalmente 4,5 pontos percentuais mais elevada do que as instalações convencionais de ciclo aberto. Como a eficiência térmica das turbinas a gás continua a crescer, ela pode aumentar até 5,5 pontos.

Se o gás natural também for utilizado na caldeira a vapor, então, mais 1,5 pontos podem ser ganhos, por recuperação do calor desperdiçado através do aquecimento da água de alimentação de baixa pressão.

A redução das emissões gasosas é tão atractiva para a instalação como o aumento de eficiência. A actual redução do dióxido de enxofre depende do nível de enxofre do carvão em questão. Reivindica-se que a redução das emissões de dióxido de enxofre podem ser cerca de 40%. Pensamos que uma diminuição de cerca de 15% é mais provável.

Outras melhorias nas emissões podem ser:

- redução de 50% dos óxidos de azoto;
- 25% no dióxido de carbono;
- 35%/40% em cinzas e poeiras.

O custo de conversão é estimado em cerca de 20% do custo de uma nova instalação de produção de vapor, com o real valor dependente das circunstâncias particulares prevaletentes. Em complemento, a perda de rendimentos, durante a paragem da instalação, tem que ser adicionada.

O conceito de reajustamento "topping" é possível que tenha atractivos especiais durante os anos 90, à medida que as empresas eléctricas forem forçadas a reduzir as suas emissões. Em alguns casos, os projectos "topping" podem ser mais atractivos do que os reajustamentos FGD.

A PowerGen do Reino Unido está a efectuar um grande estudo de rentabilidade de um projecto "topping", numa instalação com combustão a carvão, em Cottam de 2000MW, que será a maior aplicação até agora realizada.

ANEXO 13

COGERAÇÃO 1994

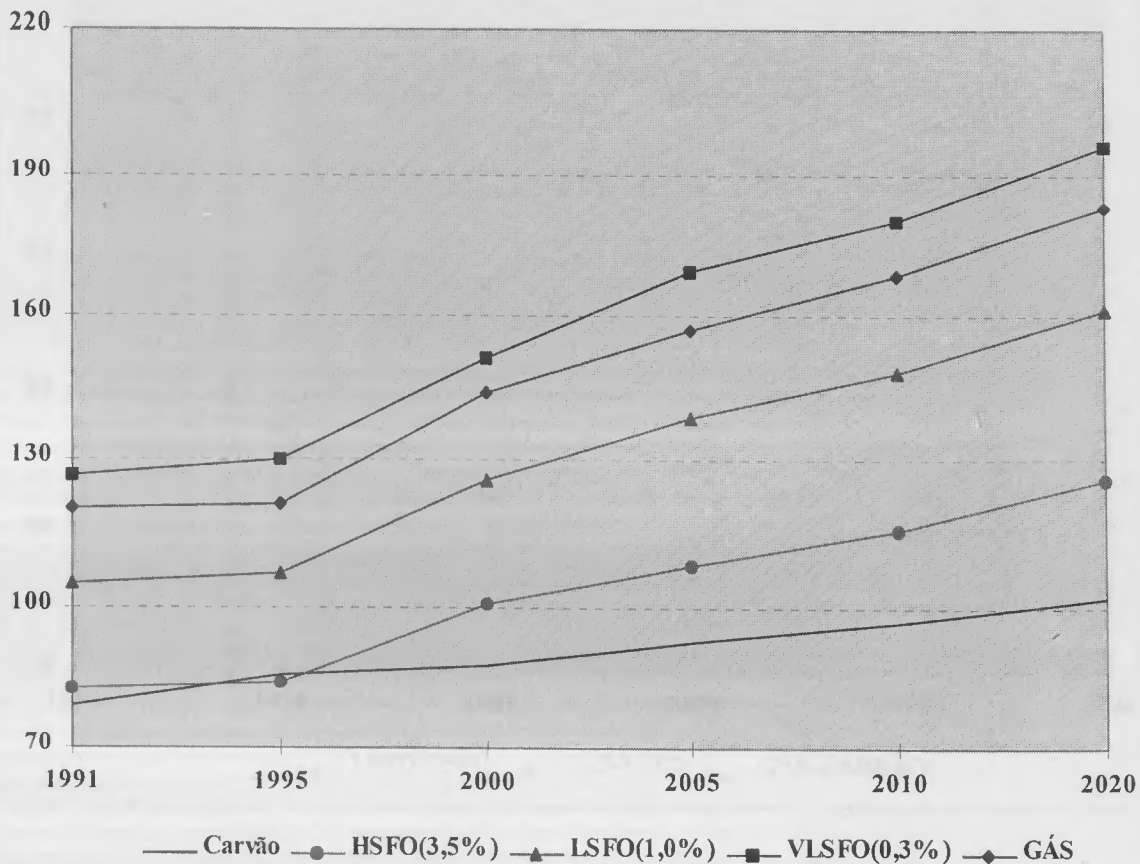
Sistemas de Cogeração mono - combustível

	Turbina Contrapressão	Turbina Condensação	Turbina VAPOR	Motores	Ciclo Combinado	TOTAL
Total mono-combustível						
Nº	14	2	0	38		54
Potência Elect. (MVA)	77.89	46.08	0	187.14		311.11
Potência Térm. (MW)	554.77	354.47	0	41.59		950.83
Energia Elect. (GWh)	311.03	167.08	0	783.13		1261.24
E.Térmica (TJ)	3804.44	948.78	0	789.12		5542.34
Fuelóleo	6285.97	2478.19	0	6926.09		15690.25
Diesel/Gasóleo				29.09		29.09
Gás Alto Forno						
Gás de Coque						
Gás Combustível						
GPL				262.46		262.46
Alcatrão						
Nafta Química						
Lixívias						
Lenha						
Resíduos Vegetais						
TOTAL(TJ)						15981.8
Total multi-combustível						
Nº	29	13	2	0	0	44
Potência Elect. (MVA)	448.65	229.22	1.56	0	0	679.43
Potência Térm. (MW)						3236.5
Energia Elect. (GWh)	n.d.	n.d.	n.d.			1850.95
E.Térmica (TJ)	n.d.	n.d.	n.d.			41373.91
Fuelóleo						21636.28
Diesel/Gasóleo						6.96
Gás Alto Forno						1751.52
Gás de Coque						747.51
Gás Combustível						6007.91
GPL						0.7
Alcatrão						70.17
Nafta Química						56.47
Lixívias						25110.16
Lenha						58.23
Resíduos Vegetais						6250.71
TOTAL(TJ)						61696.62
Cogeração Total						
Nº	43	15	2	38		98
Potência Elect. (MVA)	526.54	275.3	1.56	187.14		990.54
Potência Térm. (MW)						4187.33
Energia Elect. (GWh)						3112.19
E.Térmica (TJ)						46916.25
Fuelóleo						37326.53
Diesel/Gasóleo						36.05
Gás Alto Forno						1751.52
Gás de Coque						747.51
Gás Combustível						6007.91
GPL						263.16
Alcatrão						70.17
Nafta Química						56.47
Lixívias						25110.16
Lenha						58.23
Resíduos Vegetais						6250.71
TOTAL(TJ)						77678.42

(*)Este combustível é de apoio

ANEXO 14

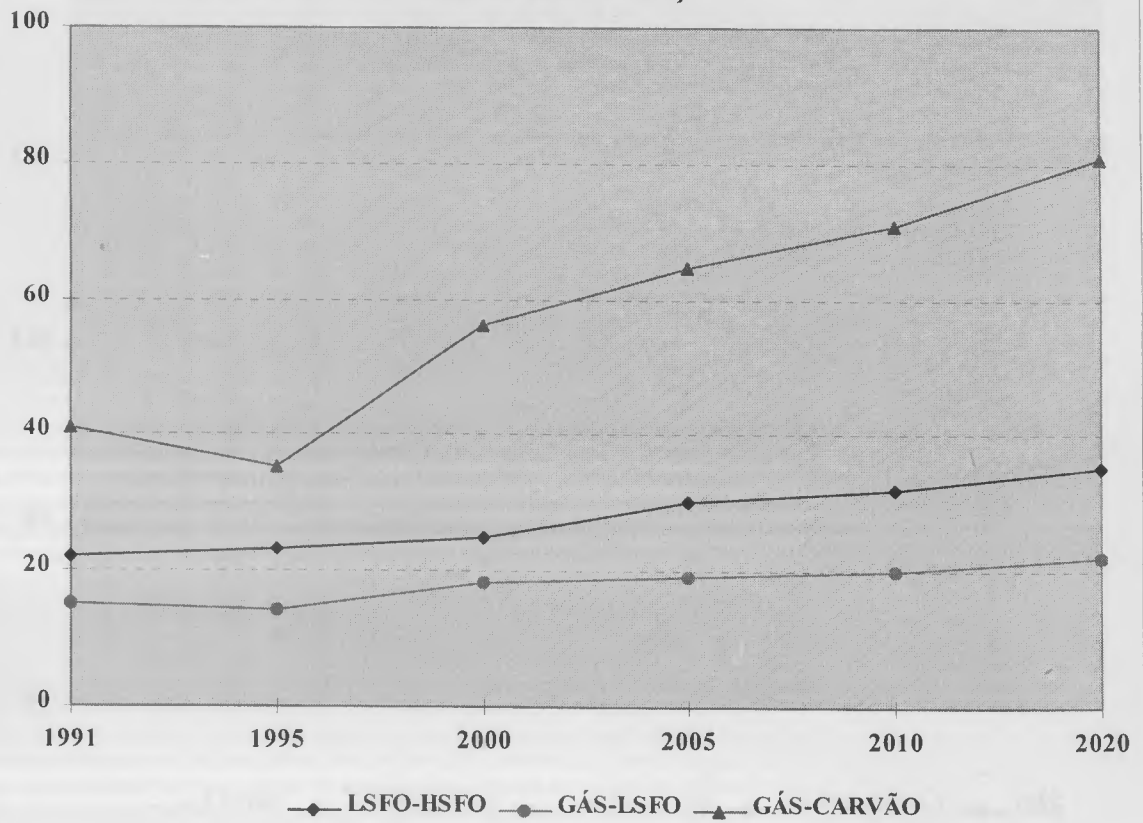
PREÇOS INTERNACIONAIS DE ENERGIA \$US (1990)/TEP Cenário de PREÇO BASE



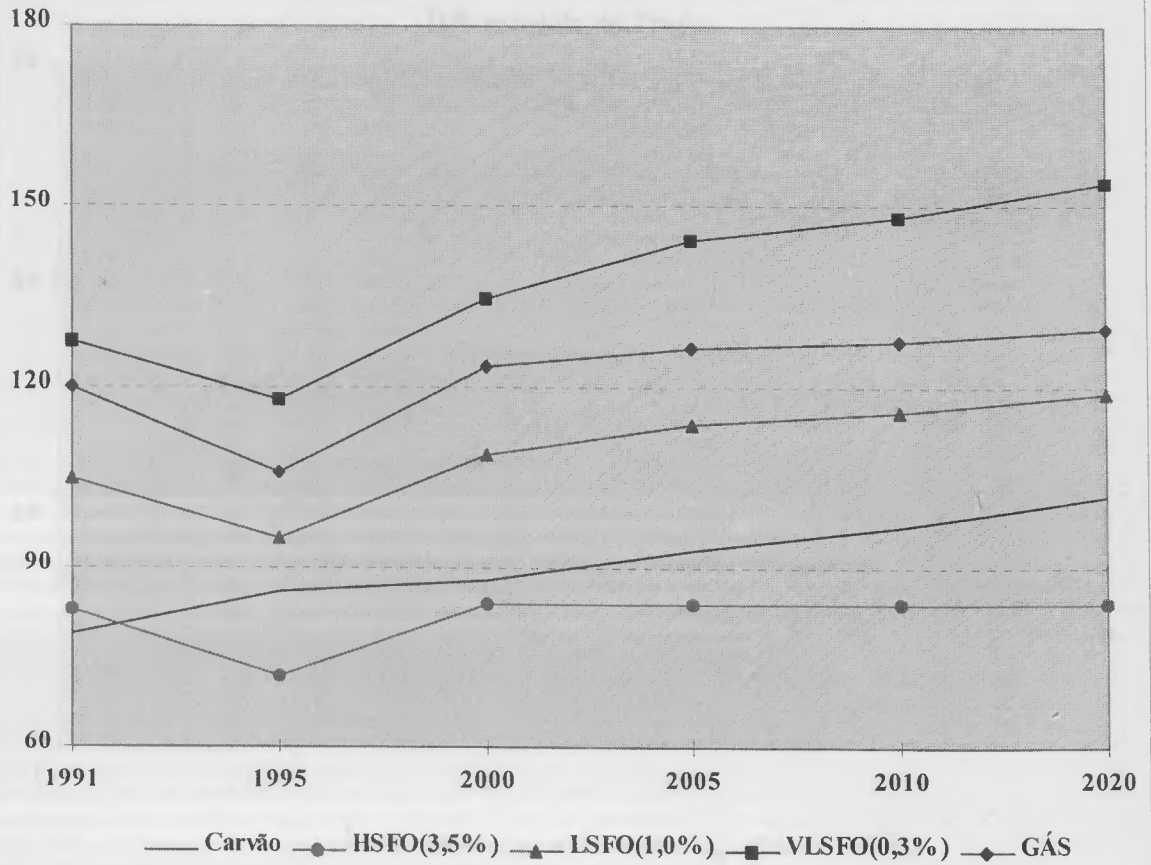
PREÇOS INTERNACIONAIS DE ENERGIA SUS (1990)/TEP

Cenário de PREÇO BASE

Diferenciais de Preços



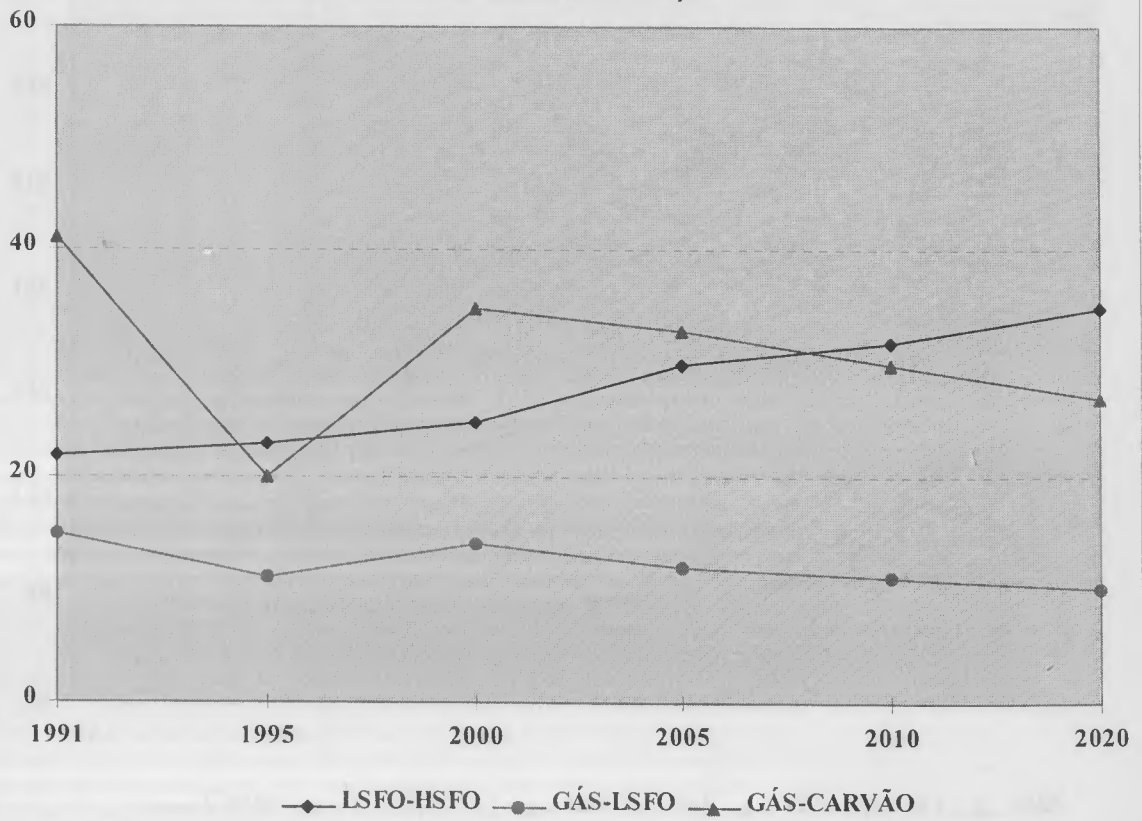
PREÇOS INTERNACIONAIS DE ENERGIA \$US (1990)/TEP
Cenário de PREÇO BAIXO do CRUDE



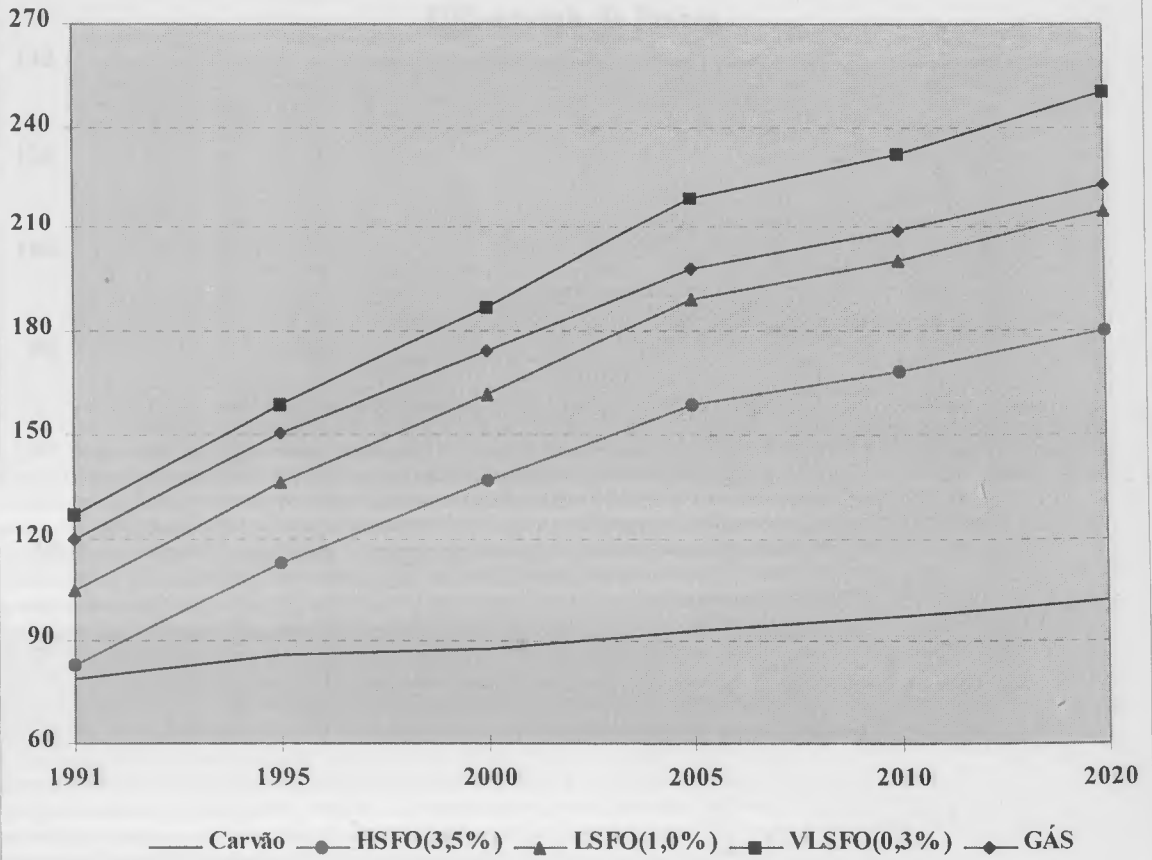
PREÇOS INTERNACIONAIS DE ENERGIA SUS (1990)/TEP

Cenário de PREÇO BAIXO do CRUDE

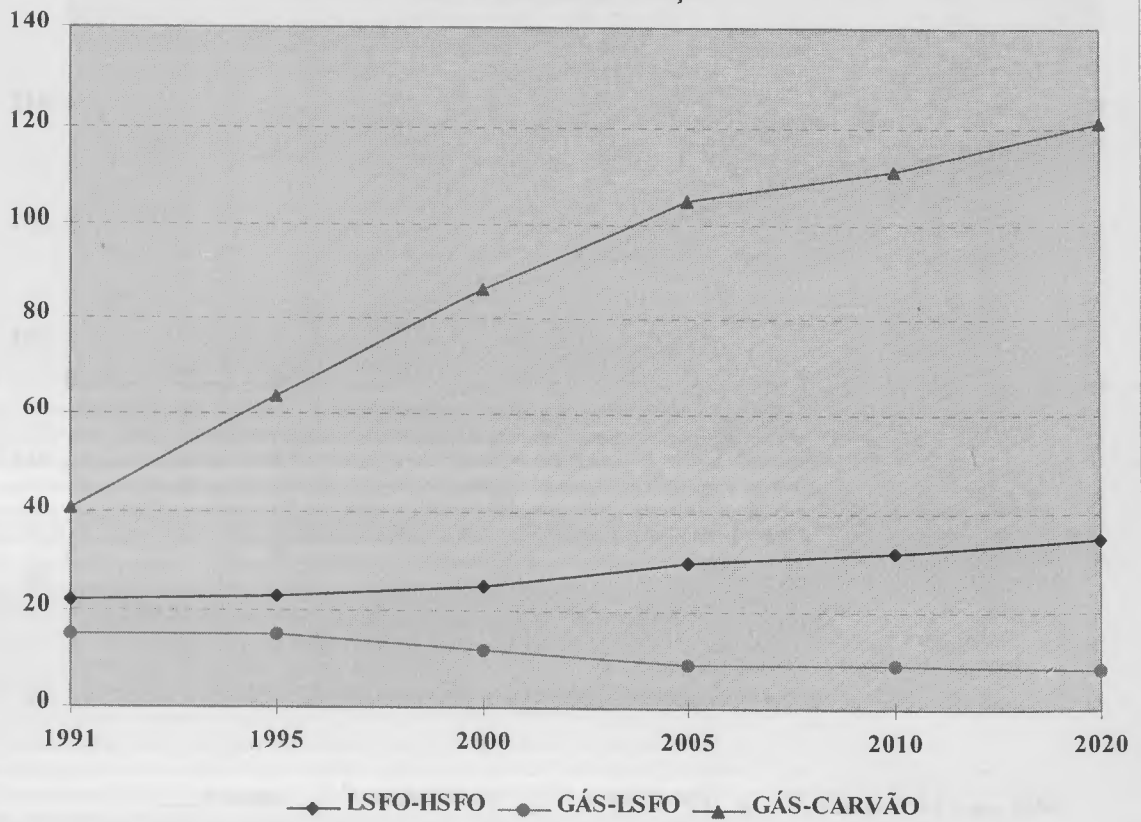
Diferenciais de Preços



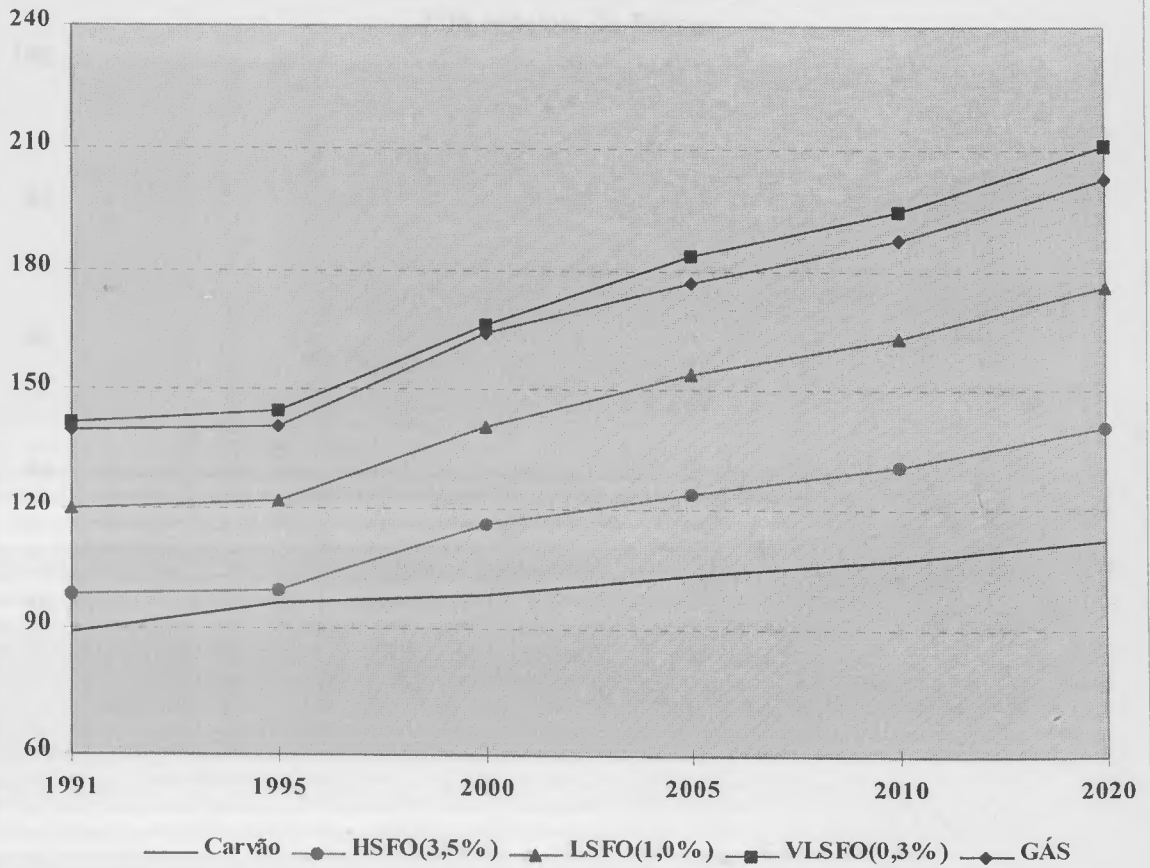
PREÇOS INTERNACIONAIS DE ENERGIA \$US (1990)/TEP
Cenário de PREÇO ELEVADO do CRUDE



PREÇOS INTERNACIONAIS DE ENERGIA SUS (1990)/TEP
Cenário de PREÇO ELEVADO do CRUDE
Diferenciais de Preços



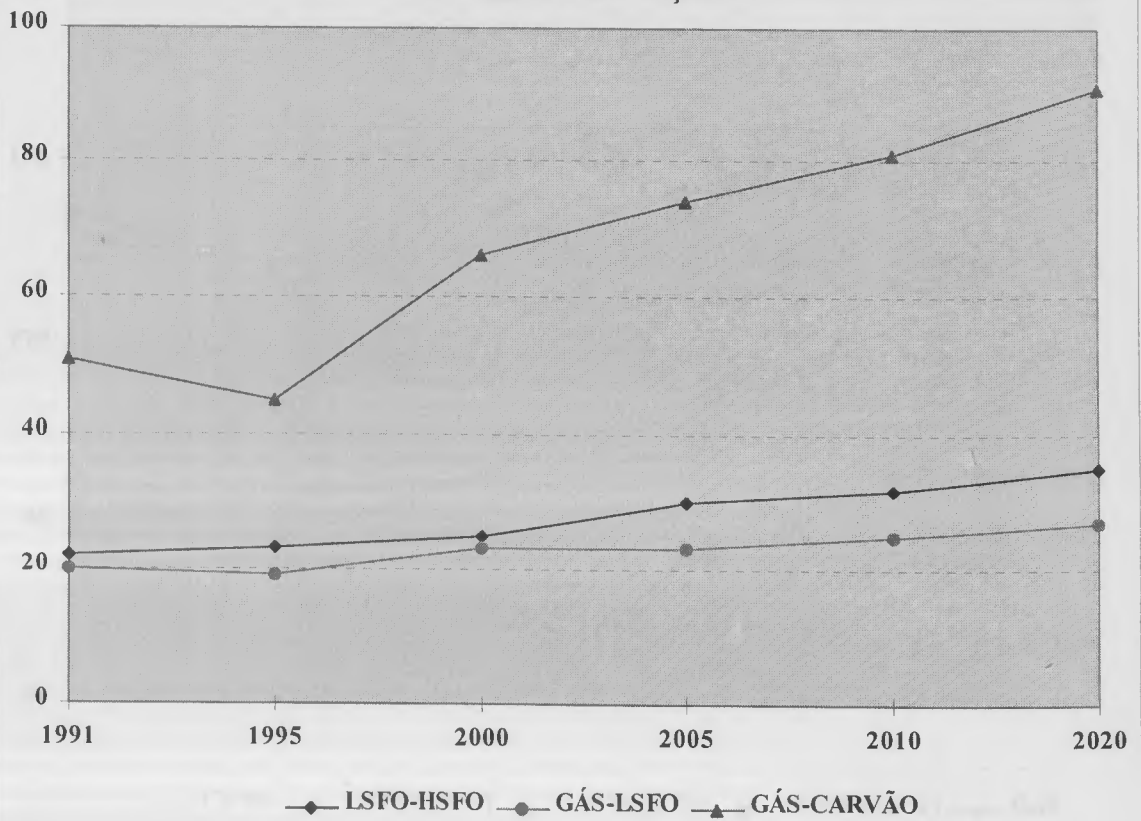
PREÇOS DE ENERGIA NAS INSTALAÇÕES SUS (1990) / TEP
Cenário de PREÇO BASE



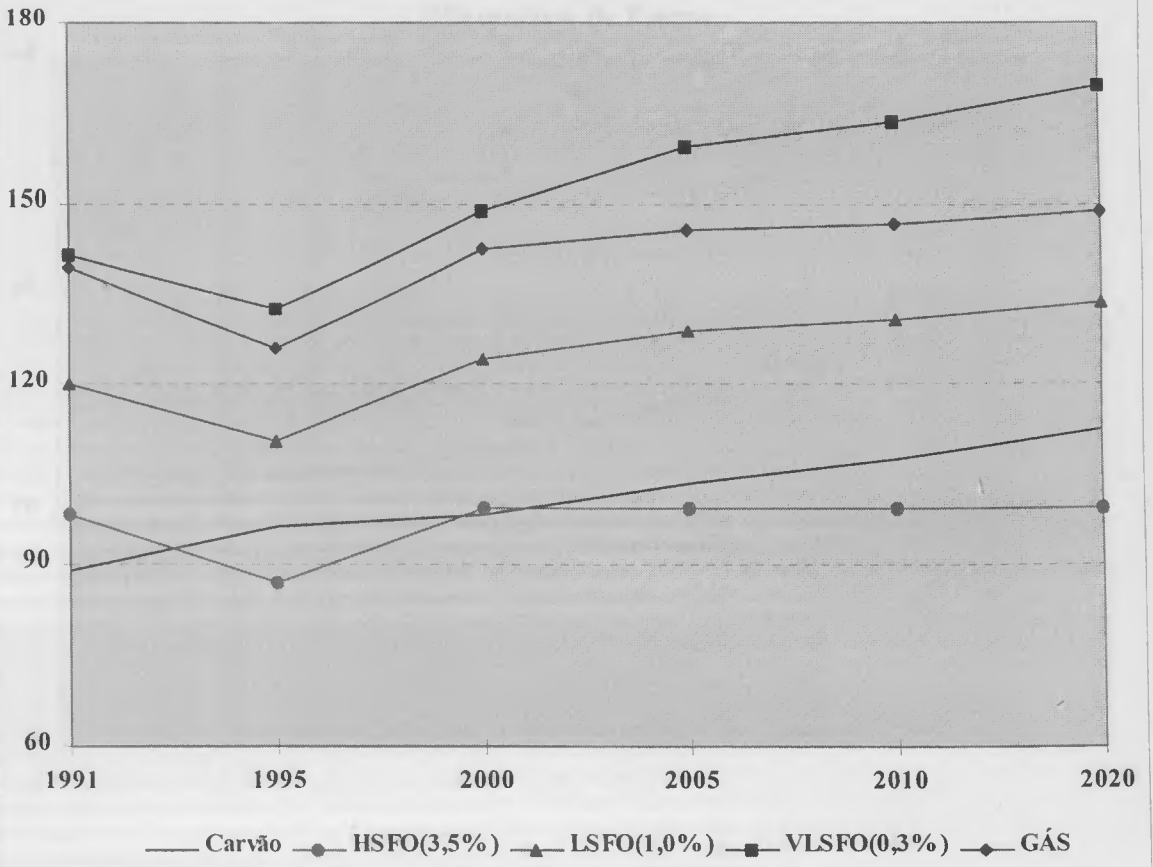
PREÇOS DE ENERGIA NAS INSTALAÇÕES SUS (1990) / TEP

Cenário de PREÇO BASE

Diferenciais de Preços



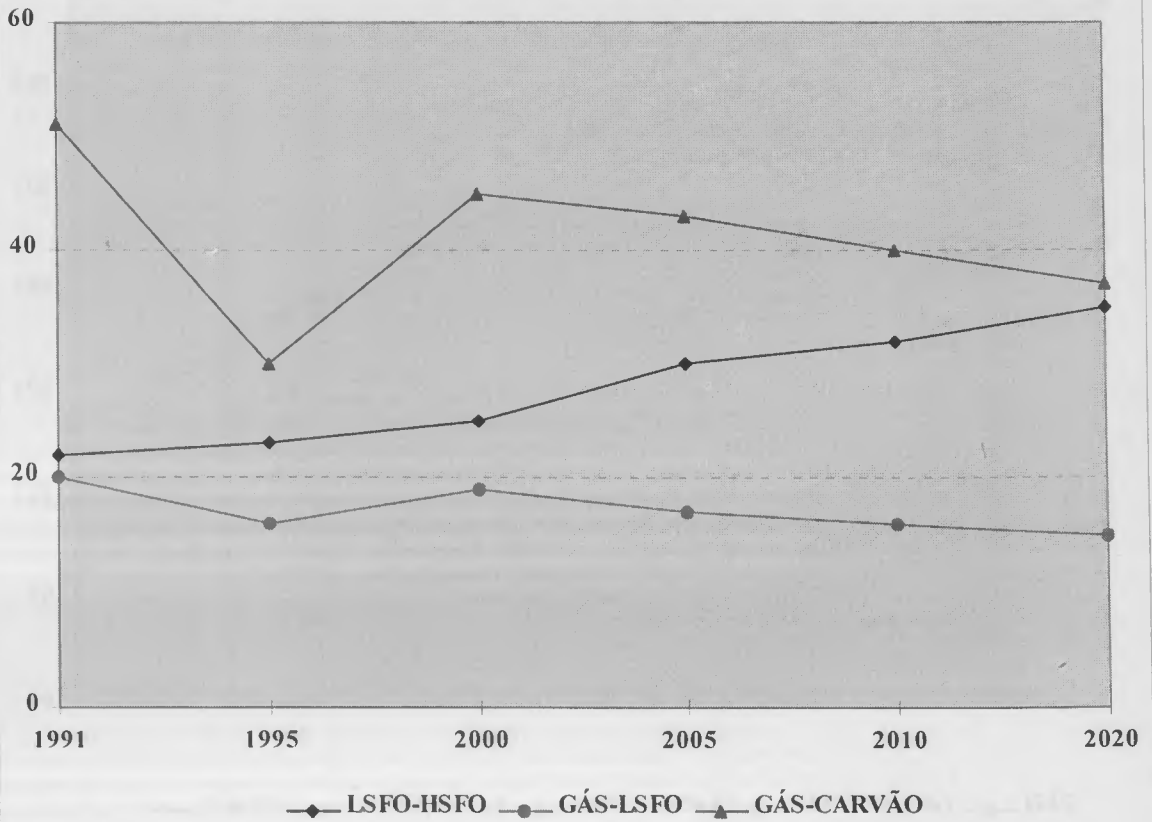
PREÇOS DE ENERGIA NAS INSTALAÇÕES SUS (1990) / TEP
Cenário de PREÇO BAIXO do CRUDE



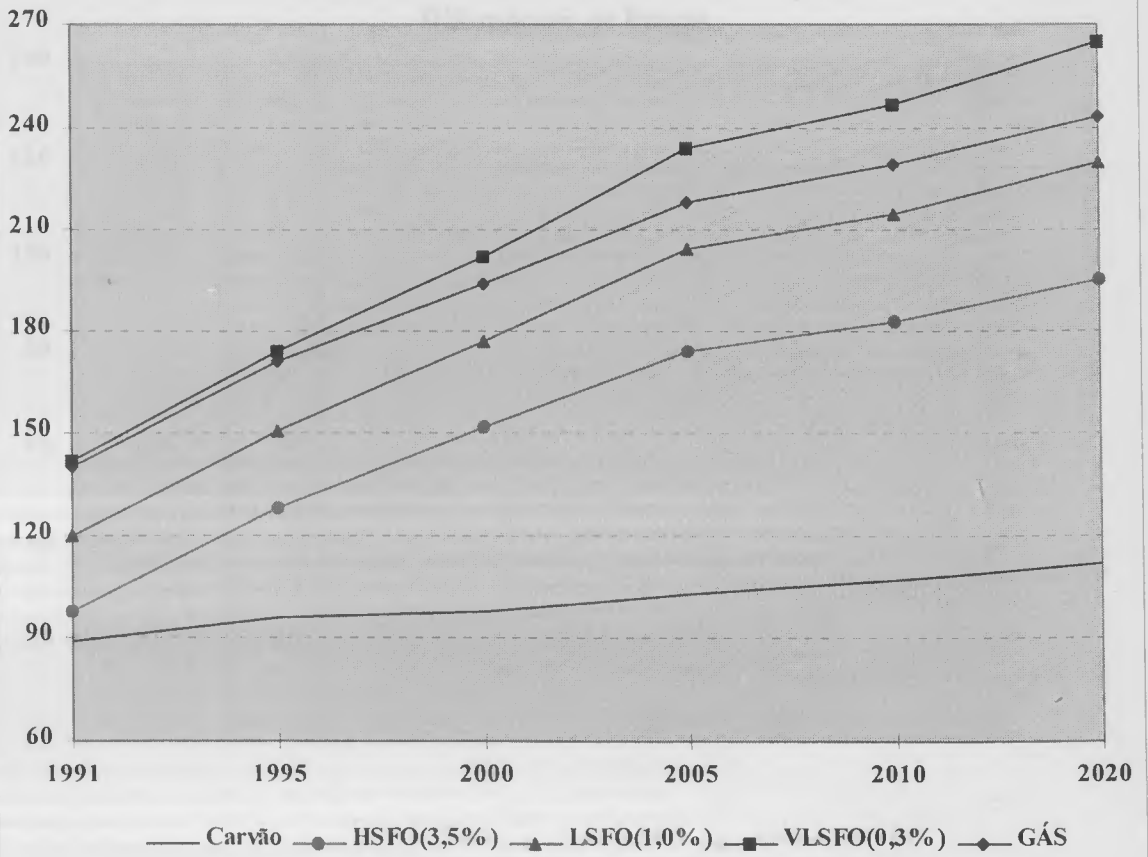
PREÇOS DE ENERGIA NAS INSTALAÇÕES SUS (1990) / TEP

Cenário de PREÇO BAIXO do CRUDE

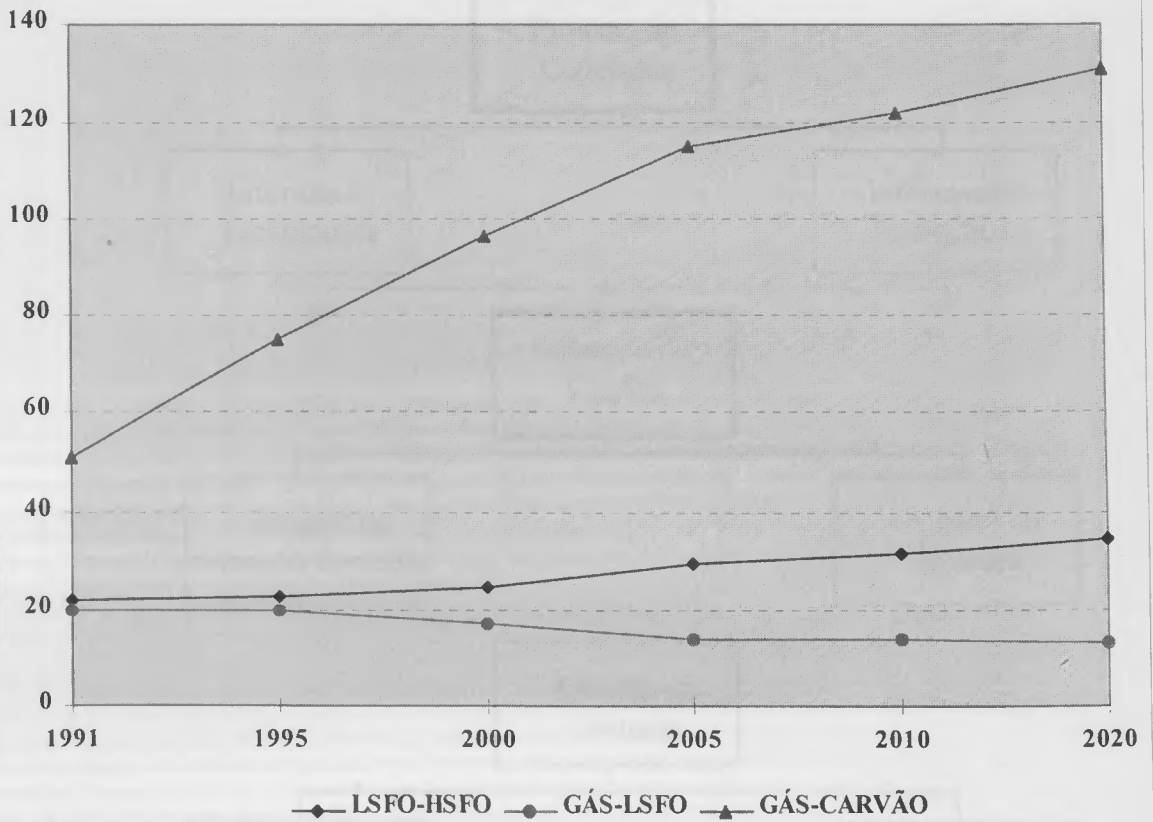
Diferenciais de Preços



PREÇOS DE ENERGIA NAS INSTALAÇÕES SUS (1990) / TEP
Cenário de PREÇO ELEVADO do CRUDE

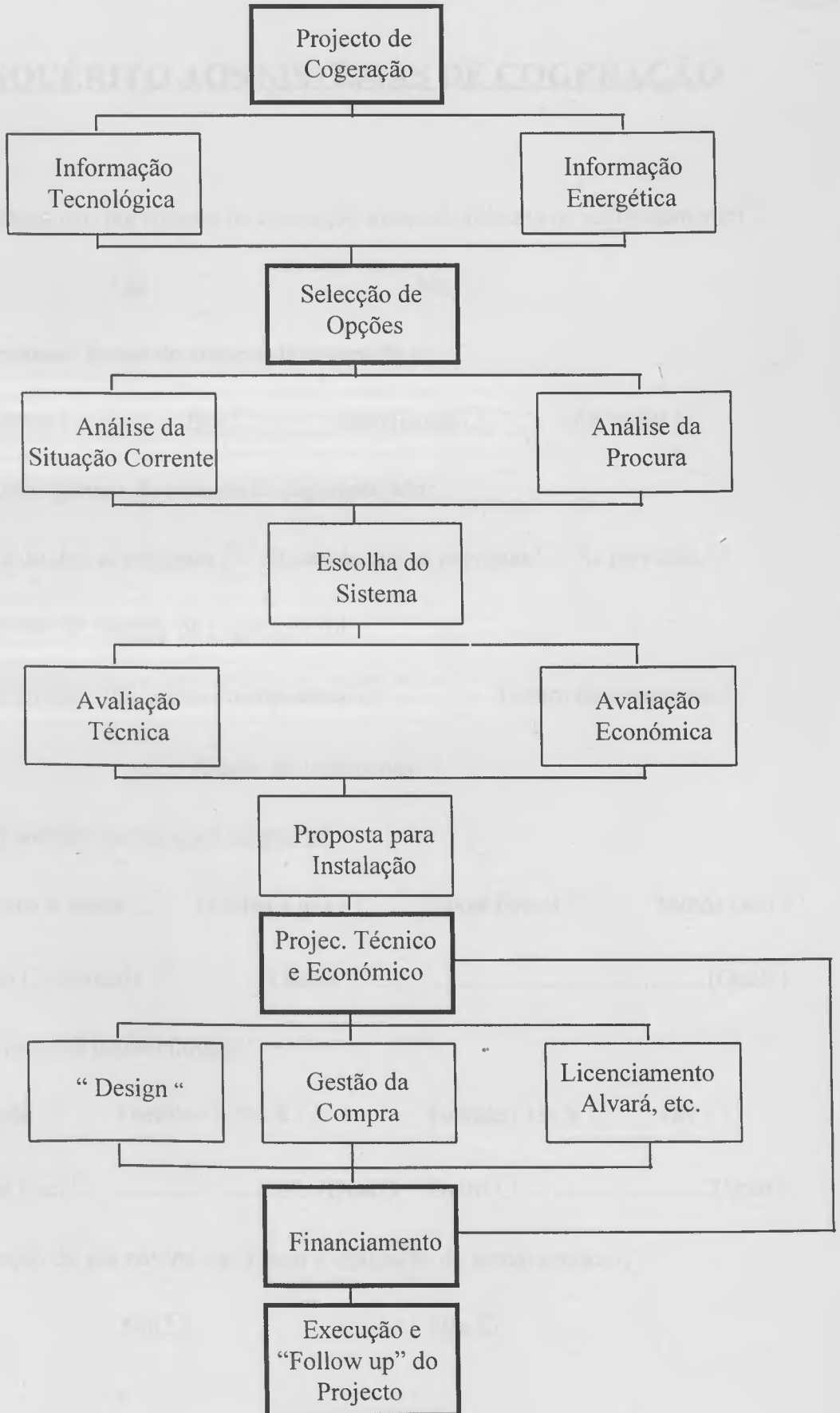


PREÇOS DE ENERGIA NAS INSTALAÇÕES SUS (1990) / TEP
Cenário de PREÇO ELEVADO do CRUDE
Diferenciais de Preços

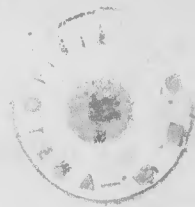


ANEXO 15

FASES DE UM PROJECTO DE COGERAÇÃO



ANEXO 16



INQUÉRITO AOS SISTEMAS DE COGERAÇÃO

1. A sua empresa tem um sistema de cogeração instalado (directa ou indirectamente) ?

Sim

Não

2. A “performance” global do sistema de cogeração é:

Excelente

Boa

Satisfatória

Reduzida

3. As poupanças globais do sistema de cogeração são:

Melhores do que as previstas

Piores do que as previstas

As previstas

4. O custo global do sistema de cogeração foi:

Mais do que 10% acima do orçamento

Dentro do orçamento

Abaixo do orçamento

5. Qual foi a solução tecnológica adoptada?

Turbina a vapor

Turbina a gás

Motor Diesel

Motor Otto

Ciclo Combinado

Outros (Qual?)

6. Que tipo de combustível utiliza?

Carvão

Fuelóleo 3,5% S

Fuelóleo 1% S

GN

Dual Fuel (Qual?)

Outro (Qual?)

7. A introdução do gás natural vai alterar a utilização do actual produto?

Sim

Não

8. Efectuaria uma troca de combustíveis só baseada nas diferenças dos preços dos combustíveis? (*i.e.*, Fuelóleo 3,5%S por Fuelóleo 1%S, Fuelóleo 1%S por GN, Fuelóleo 3,5%S por carvão, carvão por GN, etc.)

Sim

Não

9. Prevê a substituição do actual combustível em virtude de pressões a nível ambiental?

Sim

Não

10. Em virtude de alterações nos preços dos combustíveis, efectuará um redimensionamento da sua instalação? (*i.e.*, troca de um combustível por outro com maior teor em enxofre)

Sim

Não

11. A sua empresa prevê a instalação de um segundo sistema de cogeração?

Sim

Não

12. Em caso de uma nova necessidade em termos de energia, efectuará um redimensionamento da instalação existente ou instalará uma nova unidade?

Redimensionamento da instalação

Nova unidade

13. Qual foi a atitude das entidades oficiais (e.g., D.G.E.) em relação ao seu projecto?

Ajuda

Nenhuma ajuda

Neutra

14. Qual foi a atitude da E.D.P. em relação ao seu projecto? (preço de energia praticado)

Aumentou

Diminuiu

Manteve-se

15. Tipo de sistema aplicado:

Comercial

Institucional

Industrial