

UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA

INSTITUTO SUPERIOR DE AGRONOMIA

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL ENERGÉTICO DOS RESÍDUOS
SÓLIDOS DOS LAGARES DO ALENTEJO**

MANUEL RODRIGUES DE FREITAS

ORIENTADOR: Doutor Francisco Xavier Miranda de Avillez.

CO-ORIENTADOR: Doutora Elizabeth da Costa Neves Fernandes de Almeida Duarte.

JÚRI:

PRESIDENTE: Doutor Francisco Xavier Miranda de Avillez, Professor Catedrático do Instituto Superior de Agronomia da Universidade Técnica de Lisboa.

VOGAIS:

- Doutora Elizabeth da Costa Neves Fernandes de Almeida Duarte, Professora Catedrática do Instituto Superior de Agronomia da Universidade Técnica de Lisboa;
- Doutor António da Silva Pinto Nazaré Pereira, Professor Catedrático da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro;
- Doutor José Manuel do Nascimento Baptista de Gouveia, Professor Auxiliar do Instituto Superior de Agronomia da Universidade Técnica de Lisboa.

MESTRADO EM OLIVICULTURA, AZEITE E AZEITONA DE MESA

**LISBOA
2007**

UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA

INSTITUTO SUPERIOR DE AGRONOMIA

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL ENERGÉTICO DOS RESÍDUOS
SÓLIDOS DOS LAGARES DO ALENTEJO**

MANUEL RODRIGUES DE FREITAS

ORIENTADOR: Doutor Francisco Xavier Miranda de Avillez.

CO-ORIENTADOR: Doutora Elizabeth da Costa Neves Fernandes de Almeida Duarte.

JÚRI:

PRESIDENTE: Doutor Francisco Xavier Miranda de Avillez, Professor Catedrático do Instituto Superior de Agronomia da Universidade Técnica de Lisboa.

VOGAIS:

- Doutora Elizabeth da Costa Neves Fernandes de Almeida Duarte, Professora Catedrática do Instituto Superior de Agronomia da Universidade Técnica de Lisboa;
- Doutor António da Silva Pinto Nazaré Pereira, Professor Catedrático da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro;
- Doutor José Manuel do Nascimento Baptista de Gouveia, Professor Auxiliar do Instituto Superior de Agronomia da Universidade Técnica de Lisboa.

MESTRADO EM OLIVICULTURA, AZEITE E AZEITONA DE MESA

“Dissertação apresentada neste Instituto para obtenção de grau de Mestre”

**LISBOA
2007**

À minha Esposa

AGRADECIMENTOS

A realização deste trabalho só foi possível com o apoio e colaboração de um conjunto de pessoas e de instituições. A todos os que directa ou indirectamente participaram neste trabalho, desejo expressar o meu agradecimento.

Ao senhor Professor Doutor Francisco Xavier Miranda de Avillez, por ter aceite a orientação desta dissertação, pela disponibilidade, conselhos e apoio que me disponibilizou durante a elaboração do trabalho.

À senhora Professora Doutora Elizabeth C. N. D`Almeida Duarte, por ter aceite a co-orientação da dissertação, pela enorme prestabilidade, pelo empenho e apoio que me concedeu, pela revisão e análise crítica do manuscrito proporcionando-me valiosos conhecimentos.

Ao senhor Professor Doutor José Gouveia pela dedicação e empenho manifestados durante o desenrolar deste curso de mestrado, bem como pelo apoio sobre as solicitações que lhe foram colocadas.

Ao senhor Professor Doutor Olívio Patrício pela disponibilidade manifestada e pela grande colaboração que me disponibilizou na área da energia.

A senhora Professora Doutora Luísa Almeida Lima Falcão e Cunha pela colaboração manifestada na determinação do poder calorífico da biomassa.

Ao senhor Eng.º Manuel Alves Pereira pela amabilidade e disponibilidade manifestadas e na colaboração que se dignou prestar nas informações sobre as diferentes tecnologias e alternativas.

Ao senhor Eng.º Fernandes Matos, da SIAF Energia, pela amabilidade e disponibilidade que dispensou ao mostrar-me toda a unidade de cogeração e pelas informações que me forneceu sobre as diversas tecnologias.

Ao senhor Eng.º Pardal, da Central Termoelétrica de Mortágua, por ter permitido uma visita às instalações e por ter disponibilizado muita informação sobre geração de electricidade.

Ao senhor Eng.º João Lourenço, da COMEL, pela amabilidade dispensada em me conceder informações sobre geração de electricidade a partir da biomassa.

Aos senhores responsáveis da UCASUL, pela forma prestável como me receberam e pelas úteis informações que me forneceram sobre esta unidade de extracção de óleo.

A todos os professores do Curso de Mestrado em Olivicultura, Azeite e Azeitona de Mesa, pelo saber e ensinamentos transmitidos.

A todos os colegas de Mestrado, pela amizade e companheirismo demonstrados.

Aos funcionários e funcionárias dos laboratórios do Departamento de Química Agrícola e Ambiental do ISA, que directa ou indirectamente contribuíram para a realização das várias análises efectuadas.

À minha esposa, pelo enorme apoio, carinho e sacrifício que dispensou durante o desenrolar deste curso de mestrado e pela leitura atenta deste manuscrito.

RESUMO

Neste trabalho pretende-se fazer a avaliação do potencial energético dos resíduos sólidos dos lagares do Alentejo, aplicando a tecnologia da cogeração e de geração de electricidade utilizando o Organic Rankine Cycle (ORC) e explicitando a respectiva análise económica.

As opções por um sistema ORC na central em análise foram justificadas ponderando as vantagens e desvantagens deste ciclo em relação ao ciclo de vapor de água.

Como alternativa optou-se pela tecnologia de cogeração, com caldeira a vapor e turbina a vapor de condensação.

O objectivo é a obtenção de energia eléctrica e térmica e a eliminação dos resíduos sólidos para preservar os solos e o ambiente.

Na mistura de bagaço de azeitona extractado e das folhas com as percentagens ponderadas de 81% e de 19%, respectivamente, determinaram-se os seguintes parâmetros: teor médio de humidade (9,64%); teor médio de gordura (1,50%) e poder calorífico inferior (4 819 kcal/kg).

Efectuam-se os cálculos para duas alternativas: uma com uma central de ORC e outra de cogeração, produzindo cerca 2 MW de potência consumindo a biomassa disponível.

Na análise económica foram utilizados os seguintes critérios: BLUt (benefício líquido unitário) no tempo útil (t), o VLA (valor líquido actualizado) e a TIR (taxa interna de rentabilidade).

Palavras – chave: bagaço de azeitona extractado, lagares, geração de electricidade, Organic Rankine Cycle, cogeração, análise económica.

VALUATION OF THE ENERGETIC POTENCIAL OF THE SOLID RESIDUES OF PRESSES OF THE ALENTEJO

ABSTRACT

This study aims to evaluate the energy potential of the solid residues of the presses of Alentejo, by applying electricity cogeneration and generation technologies using the Organic Rankine Cycle (ORC), and to show the respective economic analysis.

The option for an ORC system at the centre of this analysis was justified based on the advantages and disadvantages of this cycle in relation to the water steam cycle.

As an alternative, cogeneration technology was chosen, with a steam boiler and condensation steam turbine.

The objective is the attainment of electric and thermal energy and the elimination of the solid residues to preserve the environment.

In the mixture of extracted olive husk and olive leaves with the weighed percentages of 81% and 19% respectively, the following parameters are determined: average moisture content (9,64%); averages fat content (1,50%); and inferior calorific energy (4 819 kcal/kg).

Consequently there are calculations for two alternatives: one with a central ORC and another one of cogeneration, producing about 2 MW power by consuming the available biomass.

In the economic analysis the following criteria are used: BLUt (unitary liquid benefit) in the useful time (t), the VLA (actualized liquid value) and the TIR (internal tax of profitability).

Key-words: extracted olive husk, presses, generation of electricity, Organic Rankine Cycle, cogeneration, economic analysis.

ÍNDICE GERAL

| | Página |
|--|----------|
| ÍNDICE DE FIGURAS..... | VIII |
| ÍNDICE DE TABELAS..... | XII |
| ABREVIATURAS E SIGLAS..... | XV |
| 1. INTRODUÇÃO..... | 1 |
| 2. PESQUISA BIBLIOGRÁFICA | 5 |
| 2.1 – Biomassa residual dos olivais e dos lagares | 5 |
| 2.1.1– Material das podas do olival..... | 6 |
| 2.1.2 – Características físico-químicas dos subprodutos do olival..... | 10 |
| 2.2 – PRODUTOS E SUBPRODUTOS DOS LAGARES..... | 12 |
| 2.2.1 – Folhas da limpeza da azeitona nos lagares..... | 12 |
| 2.2.2 – Origem e terminologia dos resíduos dos lagares | 14 |
| 2.2.3 – Caracterização geral dos resíduos dos lagares..... | 17 |
| 2.3 – PROCESSOS DE TRATAMENTO DOS BAGAÇOS DE AZEITONA..... | 23 |
| 2.4 – PROCESSO TECNOLÓGICO PARA OBTENÇÃO DO BAGAÇO EXTRACTADO..... | 31 |
| 2.5 – UTILIZAÇÃO DO BAGAÇO EXTRACTADO NA PRODUÇÃO DE ENERGIA..... | 33 |

| | |
|---|-----------|
| 3. TECNOLOGIA PARA APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DOS RESÍDUOS SÓLIDOS DOS LAGARES..... | 35 |
| 3.1 – Definições e aplicação da cogeração..... | 35 |
| 3.2 – Evolução da cogeração no Mundo..... | 44 |
| 3.3 – Evolução da cogeração em Portugal..... | 48 |
| 3.4 – TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA | 55 |
| – Combustão directa..... | 55 |
| – Gasificação..... | 55 |
| 3.5 – TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA SECUNDÁRIA | 56 |
| 3.6 – COGERAÇÃO NO SECTOR TERCIÁRIO..... | 60 |
| 3.7 – TECNOLOGIAS DA COGERAÇÃO..... | 61 |
| 3.7.1 – Definições de algumas tecnologias de cogeração..... | 62 |
| 3.7.2 – Cogeração com caldeira e turbina a vapor..... | 64 |
| 3.7.2.1 – Caldeiras a vapor..... | 65 |
| 3.7.2.2 – Turbina a vapor | 71 |
| 3.7.2.3 – Vantagens e desvantagens das turbinas a vapor..... | 80 |
| 3.7.3 – Cogeração com turbinas a gás..... | 81 |
| 3.7.3.1 – Vantagens e desvantagens das turbinas a gás..... | 85 |
| 3.7.4 – Cogeração de ciclo combinado..... | 86 |
| 3.7.4.1 – Vantagens e desvantagens do ciclo combinado..... | 88 |
| 3.7.5 – O Ciclo de Fluido Orgânico de Rankine (ORC) | 88 |
| 3.7.5.1 – Vantagens e desvantagens do ORC | 90 |
| 3.7.6 – Vantagens e desvantagens da cogeração..... | 94 |
| 3.8 – CONVERSÃO ENERGÉTICA EM SISTEMAS CONVENCIONAIS DE COGERAÇÃO | 96 |
| 3.8.1 – Eficiência..... | 96 |
| 3.8.2 – Rendimento..... | 97 |

| | |
|---|-----|
| 3.9 – CRITÉRIOS DE SELECÇÃO PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA UNIDADE DE COGERAÇÃO..... | 106 |
| 4 – ENQUADRAMENTO LEGAL..... | 109 |
| 5 – MATERIAL E MÉTODOS..... | 112 |
| 5.5.1 – Resíduos sólidos dos lagares..... | 112 |
| 5.5.2 – Local e recolha do material | 112 |
| 5.3 – MÉTODOS LABORATORIAIS DE ANÁLISE..... | 114 |
| 5.3.1 – Determinação do teor de humidade do bagaço de azeitona extractado..... | 115 |
| 5.3.2 – Determinação do teor de gordura bruta do bagaço de azeitona extractado, seco ao ar, pelo método de Soxhlet..... | 116 |
| 5.3.3 – Determinação do poder calorífico inferior (PCI)..... | 117 |
| 6 – VIABILIDADE ECONÓMICA..... | 119 |
| 6.1 – PROJECTO PARA A COGERAÇÃO..... | 119 |
| 6.1.1 – O ciclo de vapor com cogeração de energia..... | 119 |
| 6.1.2 – Dimensionamento da instalação da central de biomassa, para cogeração..... | 119 |
| 6.1.3 – Implantação da instalação da central de biomassa, para cogeração..... | 120 |
| 6.1.4 – Análise económica do projecto de cogeração..... | 121 |
| 6.2 – PROJECTO UTILIZANDO O CICLO ORGÂNICO DE RANKINE (ORC)..... | 127 |
| 6.2.1 – Dimensionamento da instalação da central de biomassa, utilizando o ORC..... | 127 |
| 6.2.3 – Implantação da instalação da central de biomassa, utilizando o ORC..... | 128 |
| 6.2.4 – Análise económica do projecto utilizando o ORC..... | 129 |
| 6.3 – ANÁLISE ECONÓMICA DOS DOIS PROJECTOS ALTERNATIVOS..... | 130 |
| 7 – CONCLUSÕES | 133 |

| | |
|--|------------|
| 8 – BIBLIOGRAFIA | 136 |
| ANEXO I – TABELAS AUXILIARES DOS CÁLCULOS DOS RESULTADOS..... | 141 |
| ANEXO II – LEGISLAÇÃO | 151 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | Página |
|--|--------|
| Figura 1 – Poda mecânica no Alentejo..... | 7 |
| Figura 2 – Estilhador do material de poda..... | 7 |
| Figura 3 – Destroçador e incorporação do material de poda no solo, no Alentejo..... | 8 |
| Figura 4 – Produtos, subprodutos e resíduos nas indústrias de azeite..... | 13 |
| Figura 5 – Integração comum de tratamento do bagaço de azeitona de três fases..... | 24 |
| Figura 6 – Tratamentos comuns de bagaços de duas fases..... | 26 |
| Figura 7 – Estratégia de tratamento de bagaços do sistema de decantação de duas fases..... | 30 |
| Figura 8 – Cogeração industrial..... | 38 |
| Figura 9 – A produção de vapor saturado utilizado nos processos industriais..... | 40 |
| Figura 10 – Esquema típico de representação - cogeração/trigeração..... | 41 |
| Figura 11 – Comparativo: Tecnologias convencionais/cogeração..... | 43 |
| Figura 12 – Produção de vapor saturado e sobreaquecido (diferencial de energia)..... | 44 |
| Figura 13 – Percentagem de electricidade produzida em cogeração em vários países da UE..... | 47 |
| Figura 14 – Situação da produção de energias renováveis em 2003..... | 47 |

| | |
|--|----|
| Figura 15 – Evolução da energia produzida a partir de fontes renováveis..... | 50 |
| Figura 16 – Evolução da capacidade de cogeração em MW para vários cenários possíveis..... | 50 |
| Figura 17 – Evolução das horas anuais médias de produção equivalente por tecnologia que utiliza biomassa em Portugal Continental..... | 51 |
| Figura 18 – Potência instalada em cogeração, em Portugal..... | 52 |
| Figura 19 – Produção da potência instalada em cogeração nos últimos 20 anos, em Portugal..... | 53 |
| Figura 20 – Produção por tipo de instalação..... | 54 |
| Figura 21 – Energia entrada na rede de distribuição..... | 54 |
| Figura 22 – Integração entre as opções para conversão energética primária e secundária de biomassa..... | 57 |
| Figura 23 – Intervalos de temperatura de funcionamento do “ <i>topping system</i> ” e do “ <i>bottoming system</i> ”..... | 59 |
| Figura 24 – Ponto de vista do cliente..... | 61 |
| Figura 25 – Esquema de combustível típico de representação de uma célula de combustível..... | 64 |
| Figura 26 – Sistemas com turbinas de contra-pressão e turbinas de condensação | 65 |
| Figura 27 – Módulo de uma caldeira..... | 66 |
| Figura 28 – Esquema dos sistemas de leito fluidizado borbulhante e circulante..... | 70 |

| | |
|--|----|
| Figura 29 – Módulo de uma turbina a vapor..... | 72 |
| Figura 30 – Funcionamento base do sistema de cogeração com turbina a vapor..... | 74 |
| Figura 31 – Sistema de turbina a vapor num sistema de cogeração..... | 75 |
| Figura 32 – Esquema de uma unidade de cogeração com turbina a vapor de contra-pressão..... | 76 |
| Figura 33 – Esquema de uma unidade de cogeração com turbina a vapor de extracção-condensação | 77 |
| Figura 34 – Sistema de cogeração com turbina a vapor de contra-pressão..... | 79 |
| Figura 35 – Sistema de cogeração com turbina a vapor de condensação..... | 78 |
| Figura 36 – Esquema de uma turbina a vapor operando sem cogeração e uma outra num sistema de cogeração..... | 79 |
| Figura 37 – Balanço térmico típico de uma turbina a vapor operando sem cogeração e uma outra num sistema de cogeração industrial..... | 80 |
| Figura 38 – Funcionamento típico de um sistema com turbina a gás..... | 81 |
| Figura 39 – Esquema de uma turbina a gás operando sem cogeração e uma outra num sistema de cogeração..... | 83 |
| Figura 40 – Balanço térmico típico de uma turbina a gás operando sem cogeração e uma outra num sistema de cogeração..... | 83 |
| Figura 41 – Turbina a gás usada na cogeração..... | 84 |
| Figura 42 – Esquema generalizado de um sistema de cogeração em ciclo combinado..... | 86 |

| | |
|--|-----|
| Figura 43 – Distribuição energética da cogeração em ciclo combinado..... | 87 |
| Figura 44 – Diagrama TS das fases do fluido orgânico no ORC..... | 92 |
| Figura 45 – Esquema de princípio de funcionamento de um sistema ORC | 92 |
| Figura 46 – Perspectiva de uma instalação ORC..... | 93 |
| Figura 47 – Gráfico que representa a evolução da poupança de energia, num sistema de cogeração | 103 |
| Figura 48 – Diferença de eficiência de conversão energética entre sistemas convencionais e de cogeração | 105 |
| Figura 49 - Factores principais a serem considerados num projecto de sistemas de cogeração..... | 108 |
| Figura 50 – Evolução da potência (1990 – 2010) – Oferta de electricidade..... | 111 |
| Figura 51 – Bagaço de azeitona extractado, na UCASUL – Alvito | 114 |
| Figura 52 – Folhas da limpeza da azeitona no lagar da Cooperativa da Vidigueira..... | 114 |
| Figura 53 – Planta com as áreas de implantação da central de biomassa para cogeração..... | 121 |
| Figura 54 - Planta com as áreas de implantação da central de biomassa, para ORC..... | 129 |
| Figura 55 – Repartição da Remuneração..... | 155 |

ÍNDICE DE TABELAS

Página

| | |
|--|----|
| Tabela 1 – Quantidade de resíduos do olival e da laboração num lagar com sistema de três fases, calculados para uma colheita média/baixa de 3 milhões de toneladas de azeitona..... | 5 |
| Tabela 2 – Rendimentos na poda..... | 9 |
| Tabela 3 – Rendimento por tipo de olival..... | 9 |
| Tabela 4 – Características físico-químicas dos subprodutos dos lagares..... | 11 |
| Tabela 5 – Poder calorífico do bagaço de azeitona e do caroço..... | 12 |
| Tabela 6 – Terminologia empregue em vários países para designar resíduos produzidos nos lagares..... | 14 |
| Tabela 7 – Composição e características dos bagaços de azeitona, conforme o sistema da sua proveniência | 17 |
| Tabela 8 – Valores máximos e mínimos de parâmetros determinados no bagaço de azeitona obtido por dois sistemas de extracção diferente..... | 19 |
| Tabela 9 – Características dos resíduos da produção de azeite, em Espanha, Portugal, Itália e Grécia..... | 20 |
| Tabela 10 – Composição química de um bagaço húmido “típico”..... | 20 |
| Tabela 11 – Constituição média de um bagaço de azeitona obtido por pressão..... | 21 |
| Tabela 12 – Evolução histórica da energia eléctrica produzida através da biomassa (GWh) em Portugal Continental..... | 49 |
| Tabela 13 – Vantagens e desvantagens da turbina a vapor..... | 80 |
| Tabela 14 – Vantagens e desvantagens da turbina a gás..... | 85 |
| Tabela 15 – Vantagens e desvantagens da cogeração..... | 95 |

| | |
|--|-----|
| Tabela 16 – Valores da razão calor/trabalho..... | 101 |
| Tabela 17 – Valores típicos dos parâmetros de cogeração para diversos ciclos..... | 102 |
| Tabela 18 – Valores estimados dos produtos e subprodutos dos olivais do Alentejo..... | 112 |
| Tabela 19 – Valor médio da percentagem de humidade no bagaço de azeitona extractado..... | 115 |
| Tabela 20 – Valor médio do teor de gordura a no bagaço de azeitona extractado..... | 117 |
| Tabela 21 – Valores da energia bruta – poder calorífico inferior (PCI) dos diferentes resíduos sólidos dos lagares..... | 118 |
| Tabela 22 – Quantidade de características da biomassa disponível em 2005 | 120 |
| Tabela 23 – Cash- flow gerado pelo projecto de cogeração, com venda de energia e vapor | 126 |
| Tabela 24 – Cash- flow gerado pelo projecto de cogeração, com venda de energia | 126 |
| Tabela 25 – Cash- flow gerado pelo projecto de ORC, com venda de energia..... | 130 |
| Tabela 26 – Valores do benefício líquido unitário anual do investimento, do valor líquido actualizado e da taxa interna de rentabilidade para os três cenários possíveis..... | 131 |
| Tabela 27 – Características principais de funcionamento da central de cogeração de biomassa..... | 141 |
| Tabela 28 – Características principais de funcionamento da central de biomassa (ORC)..... | 142 |
| Tabela 29 – Remuneração da energia produzida em cogeração (Dec. -Lei nº 33-A/2005)..... | 143 |
| Tabela 30 – Dados de projecto, custos de investimento e custos de exploração da central | 144 |
| Tabela 31 – Remuneração da energia produzida em ORC (Dec. -Lei nº 33-A/2005)..... | 145 |
| Tabela 32 – Dados de projecto, custos de investimento e custos de exploração da central ORC..... | 146 |
| Tabela 33 – Determinação do custo equivalente anual (CEA) do projectos de cogeração e de ORC..... | 147 |

| | |
|---|-----|
| Tabela 34 – Determinação do benefício líquido unitário (BLU) para o projecto de cogeração com venda de energia e vapor..... | 147 |
| Tabela 35 – Determinação do benefício líquido unitário (BLU) para o projecto de cogeração com venda de energia | 148 |
| Tabela 36 – Determinação do benefício líquido unitário (BLU) para o projecto de ORC..... | 148 |
| Tabela 37 – Determinação da taxa interna de rentabilidade (TIR) para o projecto de cogeração com venda de energia e vapor..... | 149 |
| Tabela 38 – Determinação da taxa interna de rentabilidade (TIR) para o projecto de cogeração com venda de energia | 149 |
| Tabela 39 – Determinação da taxa interna de rentabilidade (TIR) para o projecto de ORC..... | 150 |

ABREVIATURAS E SIGLAS

ACACSA – Agência de Controlo das Ajudas Comunitárias ao Sector do Azeite

ADISA – Associação para o Desenvolvimento do ISA

BFB – Leito fluidizado borbulhante (bubbles fluid bed)

CBO₅ – Carência bioquímica de oxigénio

CFB – Leito fluidizado circulante (circulating fluid bed)

COGEN PORTUGAL – Associação Portuguesa de Cogeração

CQO – Carência química de oxigénio

DGGE – Direcção Geral de Geologia e Energia

EDP – Electricidade de Portugal

ETARs – Estações de Tratamento de Águas Residuais

FER – Fontes de energias renováveis

IDRHa – Instituto de Desenvolvimento Rural e Hidráulica, do MADRP

INETI – Instituto Nacional de engenharia, Tecnologia e inovação

INGA – Instituto Nacional de intervenção e garantia Agrícola

ITE – Instituto de Tecnologias Energéticas

MADRP – Ministério da Agricultura, do desenvolvimento Rural e das Pescas

OPET – Organização para a Promoção de Tecnologias Energéticas

OPET SUR – Organização para a Promoção de Tecnologias Energéticas do Sul
(Espanha)

ORC – Organic Rankine Cycle

PCI – Poder Calorífico Inferior

PCS – Poder Calorífico Superior

SEN – Serviço Eléctrico Nacional

SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público

SODEAN – Sociedade para o Desenvolvimento Energético de Andaluzia (Espanha)

UCASUL – União das Cooperativas Agrícolas do Sul (Portugal)

INTRODUÇÃO

Esta dissertação tem como temática: “AVALIAÇÃO DO POTENCIAL ENERGÉTICO DOS RESÍDUOS SÓLIDOS DOS LAGARES DO ALENTEJO”.

Na sequência da análise sobre o tema considerou-se que seria mais interessante avançar para a investigação sobre a viabilidade económica de produção de energia gerada a partir da biomassa nos olivais, com relevância para os resíduos sólidos dos lagares, nomeadamente bagaço de azeitona extractado e folhas provenientes da limpeza da azeitona nos lagares, devido à necessidade de eliminar os resíduos acima referidos, de forma a evitar condições ambientais desfavoráveis e, conseqüentemente, retirar alguns benefícios socioeconómicos.

Assim, neste trabalho, tenta-se realçar aspectos relacionados com o bagaço de azeitona extractado e folhas provenientes da limpeza da azeitona nos lagares e sua utilização em unidades de geração de electricidade e de cogeração e abordam-se as definições teóricas, as tecnologias, a legislação aplicável, alguns critérios para análise dos potenciais nacionais de cogeração e a apresentação dos parâmetros que ter-se-ão de calcular, desenvolver e analisar para verificar o *potencial energético* de uma hipotética central de cogeração, e outra, como alternativa, de geração de electricidade utilizando o processo de *Organi Rankine Cicle* (ORC).

Fez-se uma análise económica para as duas situações tendo se utilizado os seguintes critérios de análise de rendibilidade:

- *Valor líquido actualizado* (VLA);
- *Taxa interna de rendibilidade* (TIR);
- *Período de recuperação* (PR).

A elaboração deste trabalho tem os seguintes objectivos:

- Levantamento, quantificação e valorização energética dos resíduos sólidos dos lagares.
- Avaliar a produção de energia térmica e eléctrica a partir de um recurso renovável como é o bagaço de azeitona, folhas e material de poda das oliveiras,

poderá satisfazer uma parte significativa da necessidade energética com evidentes benefícios sociais e ambientais.

- Avaliar a utilização de uma tecnologia com maior eficiência energética, que gera menos emissões por unidade produzida, promovendo a produção combinada de calor e electricidade.
- Aceitar os pressupostos de diversas directivas do Parlamento Europeu/ Conselho Europeu, que incentivam e promovem o desenvolvimento da geração e da cogeração de elevada eficiência de calor e de electricidade com base na procura de calor e na poupança de energia primária no mercado interno da energia.
- Favorecer o desenvolvimento de um mercado para as fontes de energia renováveis. Neste âmbito deve-se ter em consideração o impacto positivo nas possibilidades de desenvolvimento regional e local, nas perspectivas de exportação, na coesão social e nas oportunidades de emprego.

A União Europeia fixou como objectivo, antes de 2010, a obtenção de 12% de energia consumida através de energias renováveis.

Estamos portanto em face de uma situação óptima no que se refere à biomassa do olival, para aumentar consideravelmente a percentagem de produção de electricidade através de energias renováveis no nosso país.

Existe uma boa oportunidade para a criação de pequenas e médias empresas de geração de electricidade ou de cogeração, que desenvolvam projectos eléctricos com biomassa do olival, em zonas eminentemente agrícolas, o que contribuiria para o crescimento industrial das mesmas, criando postos de trabalho estáveis dentro de um sector com futuro como são as energias renováveis.

Tendo-se tido conhecimento da quantidade de biomassa disponível nos lagares do Alentejo e consultado a bibliografia específica, bem como a legislação nacional e comunitária, optou-se pelo estudo sobre a implantação de uma unidade industrial virtual, localizada no Alentejo, produtora de electricidade com uma potência de 2 MW.

“A cogeração é um processo para gerar energia adicional que usa o que de uma *maneira ou de outra seria desperdiçado*”. Pode ser definida como um processo da termodinâmica no qual ocorre produção simultânea e sequencial de energia eléctrica ou mecânica, e energia térmica útil, a partir de uma única fonte de energia.

Ou seja, além da energia eléctrica ou mecânica, ocorre o aproveitamento para fins úteis, de parte da térmica rejeitada, através de um sistema de recuperação de calor.

O calor produzido pode ser utilizado directamente em processos industriais, bem como recuperado e convertido em aquecimento de espaços, aquecimento de água e em “chillers” de absorção para produção de frio, em oposição aos métodos tradicionais de produção de electricidade por via térmica, que desperdiçam todo o calor inerente ao processo.

A energia mecânica pode ser usada sob a forma de trabalho, no accionamento de maquinaria ou na produção de electricidade.

A *cogeração* é uma tecnologia já introduzida e usada eficientemente em aplicações industriais e comerciais, incluindo indústrias químicas, refinarias petrolíferas, indústrias da pasta e do papel, cimenteiras e metalúrgicas, devido às inquestionáveis vantagens, tendo custos de produção bastante aceitáveis, e níveis de eficiência bastante bons. A *cogeração* reduz custos, melhora a eficiência e a competitividade e cria postos de trabalho e outros benefícios económicos (Azevedo, 2001).

A *cogeração* é utilizada por ser um modo de geração com uma relação custo/benefício bastante elevado tanto em energia eléctrica, como térmica. Esta relação deriva não só da geração de energia eléctrica, mas também do facto do vapor gerado ser utilizado duplamente.

Um outro elemento atractivo da *cogeração* é a variedade dos tipos de combustíveis que podem ser utilizados, (resíduos florestais e agrícolas, nomeadamente os resíduos sólidos dos lagares, categorizados sob o termo biomassa, fuelóleo, gás natural, gás propano, resíduos industriais, etc.).

Em Espanha, a cogeração iniciou-se como solução para os bagaços provenientes dos lagares de duas fases e pode-se aplicar aos bagaços extractados e a restos de poda e outros resíduos agrícolas com o objectivo de diminuir a elevada humidade dos primeiros e aumentar o seu poder calorífico.

O ciclo orgânico de Rankine (ORC) é parecido com o ciclo de uma turbina de vapor convencional, à excepção do líquido que dirige a turbina, que está a uma elevação - líquido orgânico. Os líquidos de funcionamento seleccionados reservam para explorar eficientemente fontes de calor de baixa temperatura para produzir a electricidade numa escala de poucos quilowatts até de electricidade de até cerca de 3 MWe.

Numa central que utiliza este processo o investimento é muito menor do que na alternativa onde se utiliza a tecnologia de cogeração.

As preocupações ambientais a nível mundial orientam-se principalmente para um esforço na redução dos níveis de CO₂ na atmosfera e, conseqüentemente para a redução do efeito de estufa no planeta e de todos os malefícios daí resultantes.

A BIOENERGIA contribui para o esforço em curso na redução dos níveis de CO₂.

Actualmente, os principais componentes contaminantes emitidos pelas caldeiras ou pelas fornalhas dos secadores são as micro partículas. A emissão de gases é muito baixa e não causam problemas ambientais. As cinzas são entregues no aterro sanitário da região. A utilização destas poderão ser objecto de estudo, tendo em atenção a possibilidade de elevada produção no futuro.

Actualmente, o aproveitamento e eliminação dos subprodutos da extracção do azeite são muito importantes não só para que os lagares disponham de locais de escoamento destes, podendo laborar continuamente, mas também devido às graves repercussões ambientais.

Estas necessidades tenderão a aumentar porque as técnicas culturais aplicadas aos olivais vão evoluindo e Portugal terá, a curto prazo, uma produção bastante mais elevada quer de azeite quer dos seus subprodutos, devido à possibilidade de plantar, pelo menos, mais 30 000 hectares de olival.

2. PESQUISA BIBLIOGRÁFICA

2.1 – Biomassa residual dos olivais e dos lagares

Os olivais fornecem grande quantidade de biomassa, quer através do material de poda quer através da laboração da azeitona nos lagares.

O cultivo da oliveira obriga a podas anuais relativamente intensas, tanto para a formação correcta da árvore, como para permitir a recolha mecanizada, ao mesmo tempo que se tenta corrigir a “alternância” (safra e contra-safra), que é uma tendência natural de produzir colheitas normais em anos alternativos, com independência de factores climáticos.

Da poda dos olivais obtém-se a madeira, que é a parte mais lenhificada, e uma parte, menos lenhificada, denominada “ramos de poda”, que se pode quantificar para oliveiras em plena produção, numa média da ordem de 20 kg/árvore e que é constituída por uma parte aérea, rebentos e folhas verdes.

Na tabela 1 quantificam-se as produções de resíduos do olival e da indústria oleícola calculados para uma colheita média/baixa de 3 milhões de toneladas de azeitona. Nesta tabela supõe-se que toda a produção de azeite se obtém pelo sistema de três fases.

Tabela 1 – Quantidade de resíduos do olival e da laboração da azeitona num lagar com o sistema de três fases, calculados para uma colheita média/baixa de 3 milhões de toneladas de azeitona (adaptado de Leopoldo M. Nieto, *In Jimnez et al.*, 2002).

| RESÍDUO | PRODUÇÃO (milhões de ton) |
|--------------------|---------------------------|
| Bagaço de azeitona | 1,3 |
| Água ruça | 4,3 |
| Madeira | 12 |
| Folha | 1 |

Actualmente mais de sessenta por cento dos lagares obtêm o azeite pelo sistema de duas fases, pelo que a água ruça se reduz pelo menos em 50%, e o bagaço correspondente, que aumenta a

sua humidade, pelo menos, em 20%, aumentando-se proporcionalmente a mesma e denomina-se agora bagaço de azeitona húmido (água ruça mais bagaço de azeitona) (Jimnez *et al.*, 2002).

2.1.1 – Material das podas do olival

A poda da oliveira é uma prática cultural tradicionalmente efectuada por podadores manuais. A crescente dificuldade em recrutar mão-de-obra para efectuar esta operação, leva os olivicultores a aumentar o número de anos entre a intervenção, executando podas mais severas.

Perante este cenário, iniciou-se em 1997, o estudo da aplicação da poda mecanizada na olivicultura portuguesa com o objectivo de encontrar soluções, mecanizadas, alternativas ao sistema de poda praticado pela maioria dos olivicultores (Peça *et al.*, 2003).

Após a execução da poda da oliveira a rama que foi eliminada da árvore fica depositada no solo. Tradicionalmente, a eliminação da rama é efectuada, retirando-a manualmente da projecção da copa da árvore e colocando-a em clareiras existentes no olival para ser posteriormente queimada.

A diminuição da disponibilidade de mão-de-obra traduz-se num aumento dos custos na execução desta tarefa.

Na tentativa de ultrapassarem esta situação, alguns olivicultores utilizam as forquilhas dos carregadores frontais de tractores agrícolas e industriais para colocarem a rama em clareiras, enquanto que outros recorrem á utilização de escarificadores.

A queima da rama da poda é um processo ambientalmente condenável, pelo que é necessário encontrar soluções menos poluentes, como a redução da rama a partículas de menores dimensões, as quais ficam depositadas no solo para posterior incorporação.

No âmbito do projecto AGRO 94 – “A mecanização da poda e do tratamento dos seus resíduos, em olivicultura”, realizou-se um trabalho, com diferentes níveis de mecanização para eliminar a rama da poda, efectuada em 2003 (Dias *et al.*, 2003).

O sistema denominado *poda mecânica* (figura 1), é um método de poda que recebe este nome devido a que os cortes se realizam com a ajuda de uma máquina podadora de discos rotativos

montada sobre um tractor de média potência, que se move com velocidade constante pelo centro da entrelinha (Barranco *et al.*, 2001).



Figura 1 – Poda mecânica, no Alentejo.

A redução da rama a partículas de menores dimensões é efectuada por um estilhador (figura 2), e a rama estilhada é depositada no solo, com o objectivo de nele ser incorporada.



Figura 2 – Estilhador do material da poda.

A destruição do material da poda e a sua incorporação no solo pode, também, ser realizada com ajuda de um destrocador (figura 3).



Figura 3 – Destroçador e incorporação do material de poda no solo, no Alentejo.

Em Espanha, na zona Palenciana (Córdoba), também se tem feito o mesmo, mas a SODEAN (Sociedade para o Desenvolvimento Energético de Andaluzia) realizou várias experiências para poder aproveitar energeticamente as podas do olival. O sistema de recolha do material de poda proposto foi o seguinte: corte com motosserra e carga manual da lenha, alinhamento com encordoador e estilhado com estilhador autoalimentado de ramos, ambas as máquinas movidas por tractor.

Em Espanha (e em Portugal) não existe actualmente nenhum projecto que contemple o material de poda como combustível em unidades de geração ou de cogeração de electricidade, devido principalmente à dificuldade de sua recolha mecanizada e seu elevado custo. Não obstante, a Junta de Andaluzia, através da SODEAN, está a realizar vários estudos tendentes a diminuir o custo final de recolha, já que a médio prazo se vai proibir a queima do material de poda no campo, devido à sua incidência ambiental (Amián, 2003).

Numa primeira fase considerou-se que a poda poderia ser um complemento de consumo em instalações que utilizam a biomassa, quer para geração de energia térmica quer para energia eléctrica. Neste sentido foram analisadas 24 zonas, estabelecendo-se um raio de recolha de 25 quilómetros, já que esta é a distância mais adequada sob o ponto de vista de optimização da logística.

Nas tabelas que se seguem tenta-se mostrar os resultados dessas experiências, que, além de informação, poderão servir de indicação sobre o que se poderia passar em Portugal.

Tabela 2 – Rendimentos na poda (SODEAN, S.A., 2002).

| | RENDIMENTOS NA PODA | |
|-----------------------------|---------------------|-------------------|
| | Homem | Máquina |
| | (kg/hora * homem) | Kg/hora * máquina |
| Corte da lenha | 300 | |
| Apanha dos ramos | 1600 | |
| Alinhamento dos ramos | | 2660 |
| Carga da lenha ou estilhado | 510 | 2400 |
| Transporte (capacidade) | | 5400 |

Tabela 3 – Rendimento por tipo de olival (SODEAN, S. A., 2002).

PESO HÚMIDO

| PODA ANUAL | FOLHA (kg/hectare) | RAMOS (kg/hectare) | LENHA (kg/hectare) | TOTAL (kg/hectare) | D.E.S. |
|------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|
| | | | | | TOTAL (tep/hectare) |
| Olival intensivo de regadio | 893 | 820 | | 1 713 | 5 611 |
| Olival intensivo de sequeiro | 892 | 818 | | 1 710 | 5 601 |
| Olival extensivo de sequeiro | 754 | 892 | | 1 646 | 4 736 |
| Olival extensivo de regadio | 893 | 819 | | 1 712 | 5 607 |

| PODA BIENAL | FOLHA (kg/hectare) | RAMOS (kg/hectare) | LENHA (kg/hectare) | TOTAL (kg/hectare) | D.E.S. |
|------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|
| | | | | | TOTAL (tep/hectare) |
| Olival intensivo de regadio | 802 | 2 304 | 337 | 3 442 | 11 102 |
| Olival intensivo de sequeiro | 802 | 1 626 | 649 | 3 074 | 9 930 |
| Olival extensivo de regadio | 599 | 1 722 | 668 | 2 990 | 8 785 |
| Olival extensivo de sequeiro | 405 | 1 164 | 570 | 2 139 | 6 881 |

Nota: tep- tonelada da equivalente de petróleo (conteúdo energético de uma tonelada de petróleo).

1 tep = 86×10^9 Joules = 17 200 000 kcal, porque 1 Joule = 0,0002 kcal.

Com a tecnologia disponível a rentabilidade económica das empresas que se dedicam à recolha da poda é reduzida. Para que o aproveitamento da poda da oliveira seja uma realidade a curto prazo, a SODEAN continua a trabalhar nos seguintes projectos:

- Mistura do material de poda com outra biomassa;
- Melhoras tecnológicas do processo de recolha;
- Separação e aproveitamento da folha para alimento dos animais;
- Utilização das estilhas dos ramos para a produção de energia térmica.

2.1.2 – Características físico-químicas dos subprodutos do olival

O bagaço de azeitona extractado é utilizado nas indústrias locais como:

- Cerâmicas,
- Extractoras de óleo de bagaço;
- Aquecimento;
- Nos próprios lagares.

As principais características do bagaço de azeitona extractado que contribuem para que seja um bom combustível para um projecto de geração de electricidade são as seguintes (González, 2001):

- Poder calorífico inferior: 3 700 kcal/kg;
- Humidade: 12%;
- Inexistência de enxofre e outros contaminantes;
- Forma granular e de fácil manejo;
- Risco mínimo de abastecimento;
- Produção concentrada.

Os subprodutos gerados pelo olival não são unicamente os bagaços de azeitona, as folhas da limpeza da azeitona nos lagares, mas também os provenientes da poda das oliveiras. Estes produtos são susceptíveis de serem valorizados energeticamente.

Não se dispõe de valores das quantidades de material de poda dos olivais em Portugal, mas mencionam-se valores obtidos num trabalho (Trabalho n.º 6 OPET RUE) realizado em Andaluzia pela OPET SUR ESPAÑA (Organização para a Promoção de Tecnologias Energéticas do Sul (Espanha) que é liderado pela Sociedade para o Desenvolvimento Energético de Andaluzia (SODEAN, S. A .).

OPET significa Organização para Promoção de Tecnologias Energéticas e tem como objectivo promover os resultados de novas tecnologias energéticas e sua introdução na sociedade.

Seguidamente são apresentados quadros onde se poderão observar os valores obtidos e apresentados no trabalho acima referido, que poderão servir de indicadores dos que poderemos obter em Portugal.

Tabela 4 – Características físico-químicas dos subprodutos dos lagares (SODEAN, S.A., 2002).

| | Material de poda | Bagaço virgem | Bagaço extractado | Caroço |
|--|-------------------------|----------------------|--------------------------|---------------|
| ANÁLISE DIRECTA (% peso) | | | | |
| Carbono | 14,67 | 7,31 | 22,13 | 21,98 |
| Voláteis | 72,83 | 30,65 | 72,29 | 76,4 |
| Cinzas | 1,55 | 6,75 | 4,58 | 1,62 |
| Humidade | 10,95 | 55,29 | 12,69 | 13,12 |
| ANÁLISE ELEMENTAR (% peso) | | | | |
| Carbono | 49,52 | 47,03 | 50,54 | 50,79 |
| Hidrogénio | 5,9 | 5,64 | 5,86 | 5,95 |
| Azoto | 0,39 | 0,97 | 0,97 | 0,48 |
| Enxofre | < 0,05 | 0,09 | 0,07 | 0,04 |
| Oxigénio | 44,19 | 46,27 | 42,56 | 42,74 |
| PODER CALORÍFICO (Kcal/Kg seco) | | | | |
| Superior | 4600 | 4500 | 4500 | 4800 |
| Inferior | 4300 | 4250 | 4300 | 4500 |

O poder calorífico dos diferentes subprodutos ligados aos bagaços de azeitona está indicado na tabela 5.

Tabela 5 – Poder Calorífico do bagaço de azeitona e do caroço - (adaptado de Centre d'Initiatives pour la Production Propre, 2000).

| | Valor (Kcal/kg) |
|------------------------------|------------------------|
| Bagaço de lagares de prensas | 2 800 - 3 000 |
| Bagaço de lagares a 3 fases | 2 500 - 2 800 |
| Bagaço de lagares a 2 fases | 3 500 |
| Caroço | 4 000 |

2.2 – PRODUTOS E SUBPRODUTOS DOS LAGARES

A figura 4 apresenta o método geral de trabalho ao nível dos lagares, isto é, o método de obtenção de azeite virgem e dos consequentes resíduos sólidos e líquidos provenientes da laboração da azeitona.

Os sistemas utilizados para a extracção ou separação do azeite dos bagaços de azeitona e de água de vegetação são três:

- Sistema de prensas;
- Sistema contínuo de três fases;
- Sistema contínuo de duas fases.

2.2.1 – Folhas da limpeza da azeitona nos lagares

As folhas acumuladas nos lagares após a limpeza da azeitona representam uma quantidade muito significativa de biomassa, (tabela 22), tornando-se problemática a sua eliminação, mas podendo ser aproveitada com o bagaço da azeitona, no processo de geração de electricidade

ou cogeração, devido a não expelir para a atmosfera gases que possam contribuir para o efeito de estufa.

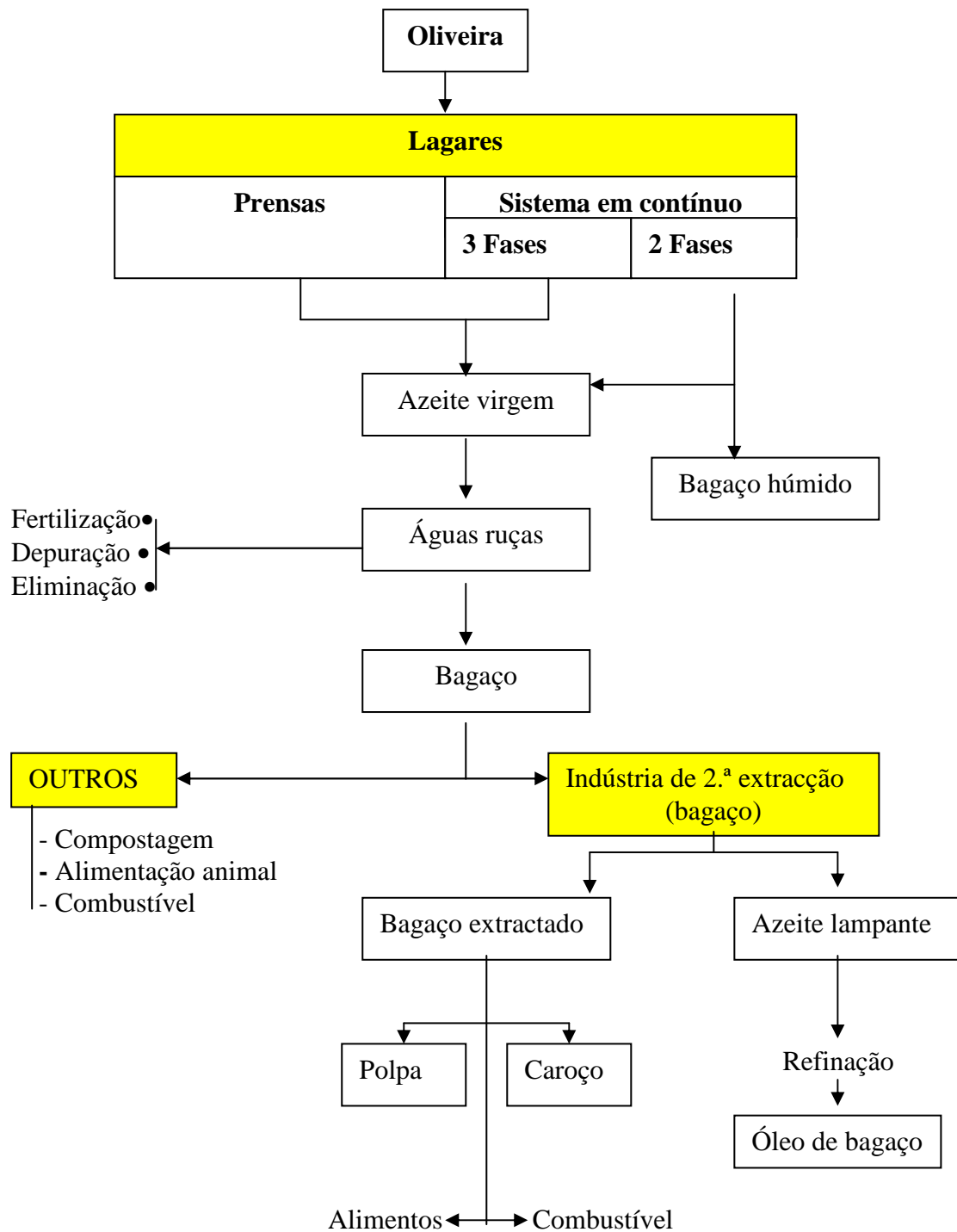


Figura 4 – Produtos, subprodutos e resíduos nas indústrias de azeite (adaptado de Centre d'Initiatives pour la Production Propre, 2000).

2.2.2 – Origem e terminologia dos resíduos dos lagares

A terminologia empregue para denominar os resíduos produzidos nos lagares de azeite, depende de uma multiplicidade de factores e o principal dentre eles é o factor geográfico.

Na tabela 6 está representado um resumo dos principais termos usados para estes resíduos nos países mediterrâneos.

Tabela 6 – Terminologia empregue em vários países para designar resíduos produzidos nos lagares (adaptado de Centre d'Initiatives pour la Production Propre, 2000).

| | Sistema tradicional e em contínuo a 3 fases | Sistema contínuo a duas fases |
|--------------------------|---|---|
| Resíduos sólidos | Orujo (Es) Pirina (Gr / Tk) Husk (RU) Pomace (It) Cake (RU) Sansa (It) Grignon (Fr) Bagaço de azeitona (Pt) | Alperujo (Es) Orujo de 2 fases (Es) Sansa humida (It) Bagaço de azeitona de 2 fases (Pt) |
| Resíduos líquidos | Alpechim (Es) Margine (Fr) Katsigaros (Gr) Jamila (Es) Aque de vegetazione (It) Olive-mil wastewater (RU) Olive vegetation water (RU) Águas ruças (Pt) | |

Es – Espanha; Gr/Tk – Grécia/Turquia; RU – Reino Unido; It – Itália; Fr – França; Pt – Portugal

Os principais resíduos produzidos através dos processos de extracção do azeite são:

- **Resíduos líquidos**

Produzidos através do processo de preparação da azeitona destinada à moenda:

- Água da lavagem da azeitona;
- Água da lavagem das tremonhas de armazenamento;
- Água de vegetação das azeitonas;
- Água da limpeza do azeite;
- Água gasta durante o processo.

Estas constituem em conjunto o que se o que se chama tipicamente de águas ruças.

- **Resíduos sólidos**

- Bagaço convencional, saído dos sistemas de prensas ou dos sistemas em contínuo a 3 fases;
- Bagaço húmido, isto é, saído do sistema a 2 fases;
- Restos vegetais, terrosos e pedras retirados através do processo de limpeza da azeitona.

Cada um destes subprodutos mencionados apresenta características e utilidades que exigem gestão apropriada.

O bagaço de azeitona é constituído da polpa, do caroço e do tegumento da azeitona.

Em média, 100 kg de azeitona produzem cerca de 20kg de azeite; conforme os casos, e em função dos sistemas de extracção e produzem igualmente os efluentes e os subprodutos seguintes:

- 40 kg de bagaço (taxa de humidade de 35%) mais 40 kg de águas residuais se se utiliza o sistema tradicional (de prensas);

- 55 kg de bagaço (taxa de humidade de 50%) mais 100 kg de águas residuais se se utiliza o sistema contínuo a 3 fases;
- 70 Kg de bagaço (taxa de humidade superior a 60%) mais 10 kg de águas residuais se se utiliza o sistema contínuo a 2 fases (Centre d'Initiatives pour la Production Propre, 2000).

Os bagaços de azeitona são diferentes quando provenientes de diferentes sistemas de extracção mecânica do azeite: do sistema tradicional, do sistema de centrifugação de três fases e do sistema de extracção de duas fases.

O bagaço de azeitona contém a maior parte da película e da polpa (30-35%) e pedaços de caroço (30-35%).

O bagaço de azeitona poderá apresentar, em média, cerca de 8-10% de gordura, em relação à matéria seca, dependente do sistema de extracção.

Os resultantes do sistema tradicional têm cerca de 25% de humidade enquanto no sistema de centrifugação de três fases tal teor é de 40-50% e na centrifugação de duas fases e filtração selectiva é de cerca de 60% (Costa, *et al.*, 2002).

Em média, 100 kg de azeitona dão cerca de 40 kg de bagaço e, em termos médios, um quilograma de bagaço extractado tem 400 gramas de polpa e 600 gramas de caroço.

Podemos distinguir três tipos de bagaços de azeitona:

- Bagaço bruto (virgem) – é o resíduo da primeira extracção do azeite, com teores elevados de água (24%) e de azeite (9%), (Sansoucy, 1984);
- Bagaço extractado (esgotado) – é o resíduo obtido depois de extraído o óleo de bagaço de azeitona com um solvente orgânico, geralmente o hexano;
- Bagaço descaradoçoado – resulta da separação parcial do caroço da polpa, por depuração ou ventilação.

2.2.3 – Caracterização geral dos resíduos dos lagares

O principal resíduo sólido produzido na elaboração do azeite é o bagaço de azeitona. Este bagaço contém uma quantidade de azeite residual que não é possível extrair por meios físicos e que é extraído nas instalações de extracção de óleo de bagaço de azeitona.

É evidente, que a composição dos bagaços e azeitona depende do sistema de extracção do azeite. A tabela 7 mostra uma análise de bagaço obtido por laboração da azeitona pelos três métodos. Convém esclarecer, neste ponto, que o bagaço procedente do sistema de duas fases é conhecido como “bagaço húmido”, ou também “bagaço de duas fases” ou simplesmente “bagaço de azeitona”.

Tabela 7 – Composição e características dos bagaços de azeitona conforme o sistema da sua proveniência (adaptado de Cal, 1998, cit. em Centre d’Iniciatives pour la Production Propre, 2000).

| Sistema de prensas | | | Sistema de 3 fases | | | Sistema de 2 fases | | |
|--------------------|--------|--------|--------------------|--------|--------|--------------------|--------|--------|
| H% | G seco | G hum. | H% | G seco | G hum. | H% | G seco | G hum. |
| 28,2 | 7,2 | 5,2 | 48,3 | 5,1 | 2,6 | 59,5 | 6,3 | 2,9 |

H - teor de humidade;

G seco - teor de gordura na matéria seca

G hum. - Teor de gordura na amostra original.

Pode-se constatar uma simples diferença entre o teor de gordura dos bagaços provenientes das prensas e os bagaços provenientes dos sistemas contínuos.

A diferença é devida fundamentalmente à eficácia da extracção dos sistemas tradicionais. As diminuições do teor de gorduras têm colocado o sector de extracção de óleo em dificuldades. Com efeito, o sector estava estruturado para tratar bagaços de azeitona que tivessem um teor de humidade que oscilava entre 25% e 30%.

Logo que o processo em contínuo de três fases foi implantado, os bagaços chegavam às instalações de extracção com um teor de humidade da ordem dos 35% a 45%, o que exigiu grandes investimentos nos custos de secagem e trouxe dificuldades suplementares (fenómenos de caramelização).

A implantação progressiva dos sistemas em contínuo a 2 fases com a finalidade de uma geral redução de águas ruças deu lugar, à sua volta, ao crescente aparecimento do bagaço de 2 fases, subproduto de consistência pastosa devido à sua humidade elevada.

A título de exemplo pode-se indicar que até meio dos anos 80, do século passado, a produção destes bagaços de azeitona era, em Espanha, da ordem dos 40% a 42%, sendo agora de mais de 65%.

A conversão ao sistema de 2 fases não foi tão rápida noutros países produtores, possuindo, ainda lagares de pequenas dimensões. Mas nos países como a Tunísia, Grécia, e a uma menor escala a Itália, assiste-se igualmente a este tipo de mudança. Segue-se o problema da gestão/reutilização dos bagaços que é encarada como um dos maiores funis de estrangulamento do sector dos lagares, à escala não importa de qual região produtora.

Falou-se da sua composição e dos problemas que põe o bagaço húmido (das 2 fases) na indústria de extracção, essencialmente devido às exigências de segurança, que são bem maiores que para os bagaços convencionais.

A manipulação e o transporte também são mais difíceis devido à consistência pastosa do produto, que obriga a empregar camiões do tipo “cisterna” com protecções especiais a fim de evitar transbordos fortuitos.

O problema mais grave foi o aparecimento do sistema contínuo a duas fases. O bagaço de azeitona saído deste sistema chega às instalações de extracção de óleo com um teor de humidade que se situa entre 60% e 70%.

Certas instalações de extracção de bagaço que recebem os três tipos de bagaço de azeitona (saídos dos lagares de prensas, dos contínuos a 3 fases e dos contínuos a 2 fases), têm optado por homogeneizar o teor de humidade do bagaço a extrair, misturando os três tipos de bagaço na proporção adequada até atingirem uma humidade da ordem dos 48% a 50%, muito semelhante à do bagaço de três fases, em que o problema de secagem tinha sido resolvido antes do aparecimento do bagaço húmido (das duas fases) (Centre d'Initiatives pour la Production Propre, 2000).

Nos países à volta do Mediterrâneo produzem-se anualmente grandes quantidades de bagaço de azeitona que impõe problemas de natureza ambiental.

Este material tem um elevado conteúdo orgânico e mineral, bem como o resíduo líquido da laboração das azeitonas, devendo-se evitar deitar nos solos devido ao elevado teor de CQO e de CBO₅, de polifenóis que inibem a actividade dos fungos e bactérias, elevado teor de ácidos gordos, etc.

Descarregar ou deitar na terra o resíduo sem pré-tratamento não é uma solução do problema ambiental, pelo contrário é a pior solução visto que o escoamento pode contaminar a água do solo e, devido à textura deste resíduo, quando colocado na camada superior do solo pode ser levado para longe (Kobek, 2004).

As características e diferenças entre um bagaço obtido por prensagem e um obtido por centrifugação são descritas na tabela 8.

Segundo os dados expressos nesta tabela, um bagaço obtido por prensagem é mais rico em óleo e possui menos humidade que um bagaço obtido por centrifugação.

Tabela 8 – Valores máximos e mínimos de parâmetros determinados no bagaço de azeitona obtido por dois sistemas de extracção diferentes (Bravo, 1990).

| Parâmetros | Sistema de Extracção | |
|-------------------|----------------------|---------------|
| | Pressão | Centrifugação |
| Humidade % | 20 - 35 | 38 - 60 |
| Teor de gordura % | 4,5 - 9,5 | 1,8 - 6,0 |

A tabela 9 resume as características dos resíduos sólidos da produção de azeite, nos diferentes sistemas de laboração da azeitona e no bagaço extractado, nos quatro principais países produtores de azeite da Europa.

Tabela 9 – Características dos resíduos da produção de azeite, em Espanha, Portugal, Itália e Grécia (Kobeck, 2004).

| Parâmetro | Sistema de duas fases | | | | Sistema de três fases | | | Sistema de prensas | | | Bagaço extractado | | |
|----------------------------|-----------------------|-------|-------|-------|-----------------------|-----|-------|--------------------|-----|-------|-------------------|-----------|-----------|
| | E | P | I | G | P | I | G | P | I | G | P | I | G |
| Humidade (%) | 65 | 75 | 70 | 62-70 | 65 | 50 | 45-55 | 35 | 25 | 30 | 10 | | 60 |
| Óleo residual (%) | 2.5 | 3 | 3-4 | 4.65 | 5 | 3-4 | 4.5-7 | 8 | 6-7 | 6-11 | 1 | 0.5 | |
| Mineral (%) | 13-15 | (40) | 15-17 | | (40) | 30 | 39-49 | (40) | 40 | 60-65 | 50 | 60 | |
| Valor calorífico (Kcal/kg) | | <4000 | | | <3000 | | | <2000 | | | 4200 | 3000-3500 | 3000-4000 |

Chave: E – Espanha; P – Portugal; I – Itália; G - Grécia

As características médias dum bagaço húmido (das 2 fases) “típico” são apresentadas na tabela 10.

Tabela 10 – Composição química dum bagaço húmido “típico (adaptado de Centre d’Iniciatives pour la Production Propre, 2000).

| Composição química | Valores (%) |
|---|-------------|
| Gordura | 3 a 4 |
| Proteína | 56 |
| Açúcares | 13 a 14 |
| Fibra bruta | 14 a 15 |
| Cinzas | 2 a 3 |
| Ácidos orgânicos | 0,5 a 1,0 |
| Polialcoois | 0,5 a 1,0 |
| Glucosidos e polifenóis | 0,5 |
| Humidade | 65 |
| Densidade aparente (kg/m ³) | 1035 |
| Poder calorífico superior (kcal/kg) | 5052 |

Na tabela 11 estão expressas as percentagens dos constituintes de um bagaço de azeitona obtido por pressão.

Observa-se que a percentagem de humidade do bagaço de azeitona é inferior à dos bagaços obtidos nos sistemas contínuos de duas e três fases (60% a 70% e 35% a 45%, respectivamente).

Tabela 11 – Constituição média de um bagaço de azeitona obtido por pressão (Izquierdo, 1994 cit. em Monteiro, 1997).

| Parâmetros | % Mássica total |
|--------------------|-----------------|
| Humidade | 20 - 30% |
| Fracção de caroços | 35 - 50% |
| Fracção de polpa | 55 - 65% |
| Gordura | 6 - 11% |

O teor de humidade dos bagaços é um factor de importância fundamental para a conservação destes e para a qualidade dos óleos extractados.

A quantidade de água decresce a cerca de 15 a 20% ao fim de alguns dias de exposição ao ar, enquanto que a acidez do óleo presente aumenta como resultado da hidrólise dos triglicéridos (Bravo, 1990).

Como subproduto de uma operação que tem como principal interesse a extracção do azeite, o bagaço de azeitona apresenta na sua constituição componentes que permitem valorizá-lo. Para tal é feita extracção, com a ajuda de um agente químico, do óleo presente na massa do bagaço, através da utilização de solventes orgânicos, resultando como produto principal, o óleo de bagaço de azeitona bruto.

O bagaço extractado pode ter várias utilizações:

- Na alimentação animal;
- Como fertilizante, podendo ser uma boa fonte de N, P e K;
- Na produção de carvão activado;

- Na produção furfurool;
- Como combustível podendo atingir 3 200 a 3 800 Kcal/Kg;
- O caroço tem, ainda, a possibilidade de ser utilizado para polir determinadas superfícies metálicas.

Esta energia calorífica poderá ser aproveitada para a produção de energia térmica e de energia eléctrica (Bravo, 1990).

A vantagem, para produtores de energia da biomassa, é a possibilidade de usar bagaço extractado como combustível em pequenas unidades de geração de electricidade. Outra nova aplicação, tal como a produção de carvão activado está também a emergir.

Após o aparecimento do sistema de 2 fases, que teve uma rápida implantação, sendo comercializado actualmente em todas as empresas fabricantes de maquinaria oleícola, e mesmo não se dispendo de dados exactos se pode estimar que em Espanha mais de 80% da produção de azeite se produz em lagares que adoptam este sistema de 2 fases, e daqui resulta a importância que tem o tratamento dos subprodutos produzidos por este novo sistema de obtenção de azeite.

O “sistema de 2 fases” trouxe ao sector de fabricação de azeite, isto é aos lagares, importantes melhoras sobre a linha contínua tradicional de “três fases” e ajuda a Administração na luta pela resolução dos problemas ambientais ao não produzir-se águas ruças nos lagares.

Mas todos sabemos que isto não é verdade, a água de vegetação está na azeitona, e se não aparece no lagar é porque se incorporou no bagaço, e os problemas passaram para os bagaços, que normalmente alcançam humidades superiores a 60%. Consequentemente, não acabamos com as águas ruças que se continuam a produzir e levámos-las para os tanques (lagoas) de bagaços das extractoras.

Este bagaço húmido ao incorporar as águas ruças, modificou a composição química e características físicas, em relação aos bagaços que se obtinham nos sistemas anteriores (de prensas e 3 fases).

Como consequência de todas estas variações o sector de extracção de óleo de bagaço se viu defrontado com grandes dificuldades para modificar as suas instalações nos seguintes aspectos:

1. Incremento da capacidade de produção;
2. Construção de tanques para armazenamento dos bagaços;
3. Aumento da capacidade de secagem;
4. Modificação da extractora.

Isto levou a que este sector, que se encontrava totalmente estruturado e equilibrado, a uma situação delicada que afecta todo o sector de produção de azeite (Fuentes, 2001).

2.3 – PROCESSOS DE APROVEITAMENTO DE BAGAÇO DE AZEITONA

Uma integração e combinação de tecnologias e sistemas podem ser definidas de forma diferente nos diferentes países e regiões.

Na Grécia e na Itália o sistema mais utilizado na extracção do azeite é o sistema contínuo de três fases (figura 5).

Os resíduos deste sistema precisam de um tratamento das águas ruças e do bagaço em unidades de extracção que usam hexano para extraírem o óleo de bagaço de azeitona.

Parte do bagaço extractado é usada para secar o bagaço húmido na unidade de extracção. O bagaço extractado excedente é vendido como combustível sólido para fornos de manufactura cerâmica, de cimenteiras, aquecimento doméstico, etc., o restante material vai para compostagem e como aditivo para a alimentação animal (Kobek, 2004).

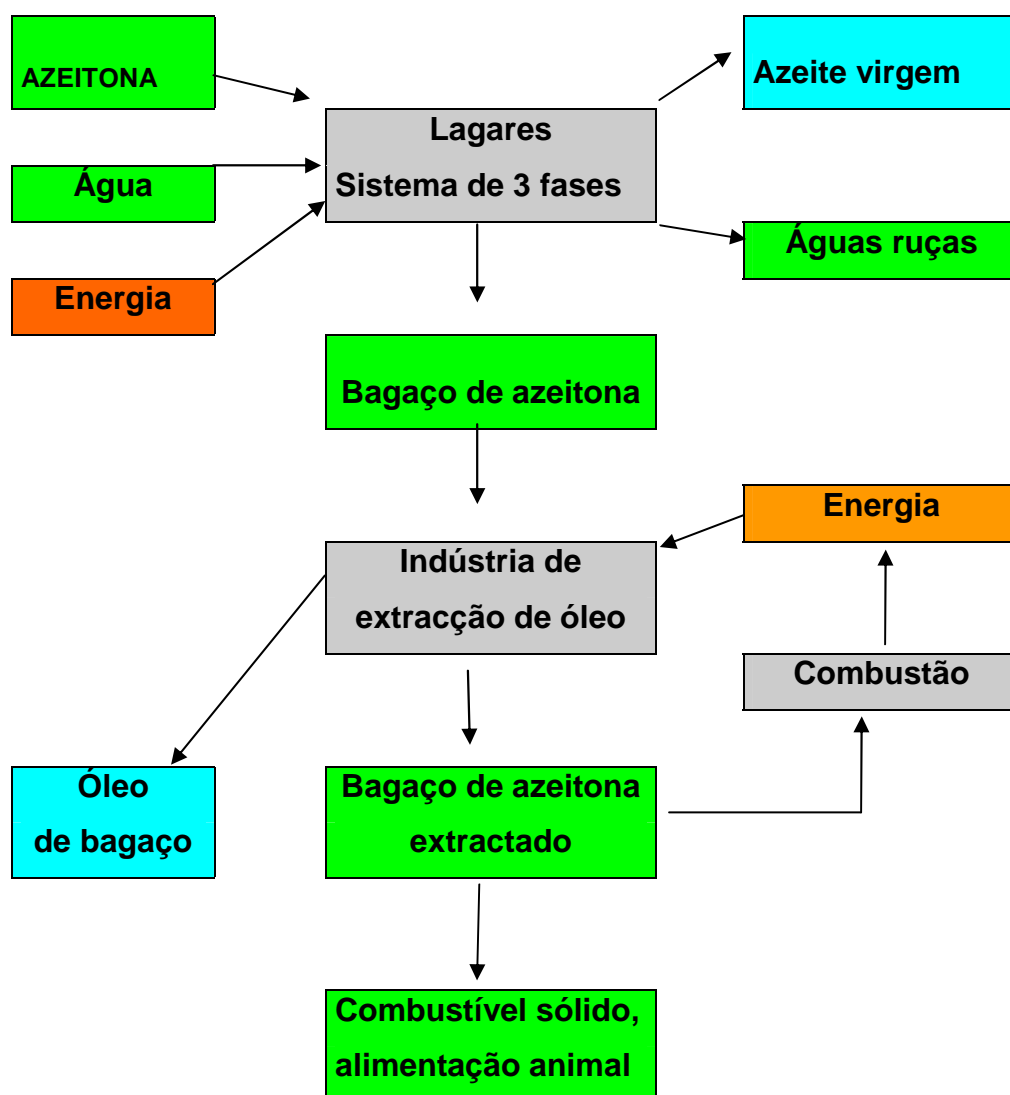
Nas regiões do sul de Espanha, onde a produção é representada quase exclusivamente por médias e grandes cooperativas o sistema de extracção a duas fases (figura 6), é adoptado por mais de 95% dos produtores.

Diferentes métodos de produção significam resíduos diferentes e o principal resíduo por subproduto é o bagaço húmido.

A 2ª decantação (repasso) do bagaço húmido produz novo tipo de água residual. Não é igual às águas ruças, mas aumenta o problema ambiental.

O óleo de bagaço de azeitona poderá ser extractado em unidades industriais de extracção, mas o óleo é diminuto devido ao associado ao bagaço húmido.

O sistema de duas fases produz 60% mais bagaço do que no sistema de três fases. O problema é especialmente importante em grandes cooperativas que, durante o período de máxima produção geram bagaço a uma taxa que a unidade extractora não pode processar. Há também outros problemas relacionados com o transporte de material húmido e com os custos, por que o produtor tem para transportar água aos custos semelhantes aos dos válidos para o transporte de material seco.



Chave:

| | | |
|------------|---------------|-------------------|
| Tratamento | Produto final | Restante material |
|------------|---------------|-------------------|

Figura 5 – Integração comum de tratamentos de bagaço de azeitona de três fases (adaptado de Kobek, 2004)

Outro aspecto que deve ser considerado é a quantidade variável de azeitona colhida, que varia de ano para ano devido aos efeitos climáticos, tempo e/ou inesperadas doenças. Eles afectam o tipo de método de tratamento e intensidade. O tratamento pode também mudar de uma para outra campanha e várias decisões podem ser tomadas num pequeno período de tempo e quase simultaneamente.

De diversos estudos é conhecido que uma capacidade razoável de tratamento de bagaço húmido fresco numa escala industrial, para aplicar tratamentos alternativos, é cerca de 15 ton/h. Isto corresponde a uma quantidade que é suficientemente grande para optimização e é usada como aplicações alternativa como compostagem, fogo controlado, gasificação e alimentação animal.

Poderá ser necessário incorporar em cada unidade industrial as mais importantes inovações para adaptar e desenvolver as novas tecnologias e tratamentos alternativos:

- Compostagem,
- Fermentação,
- Gaseificação

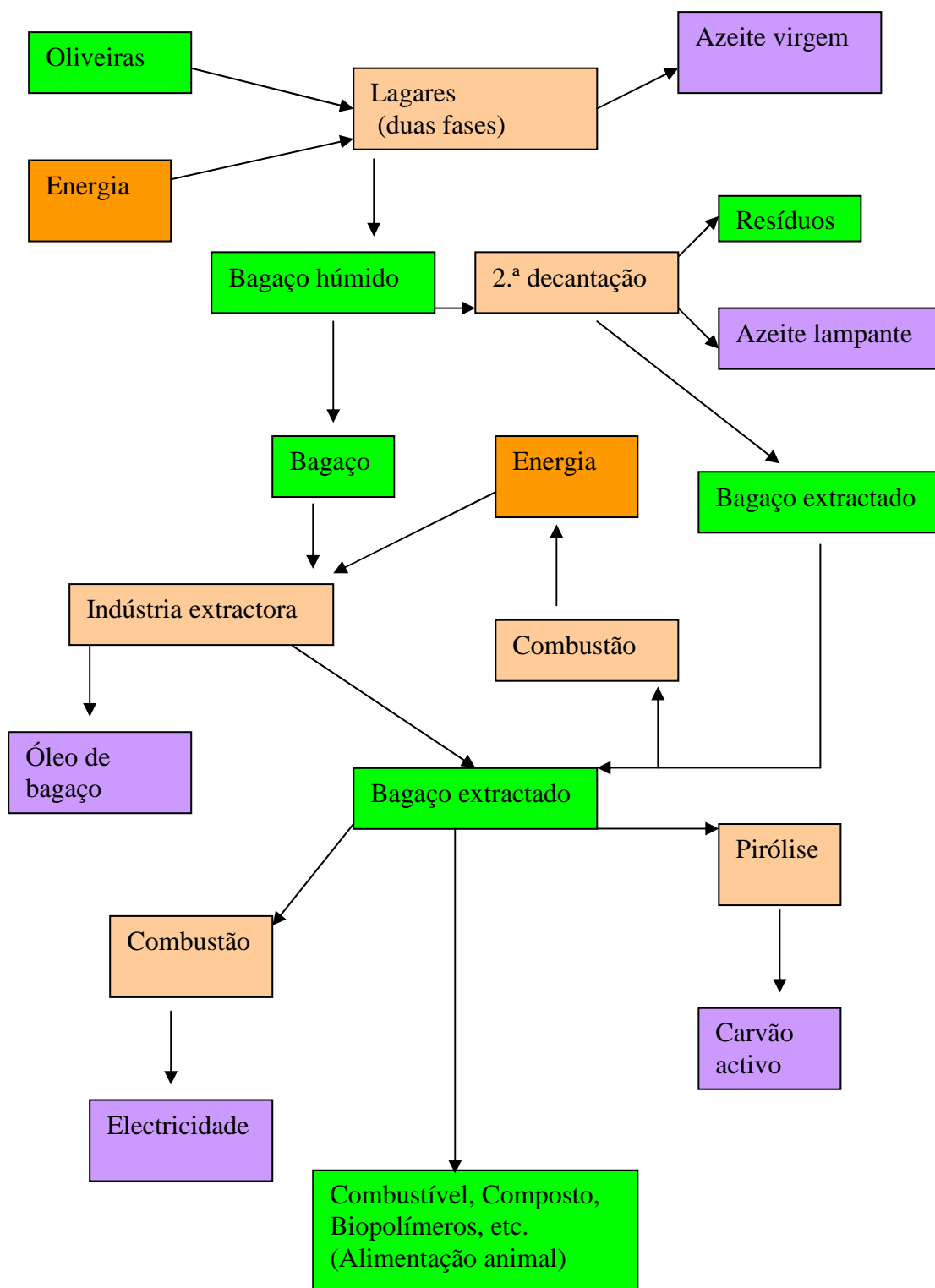
Podem ser integrados com extractos secos de plantas para produções diferenciadas e otimizar balanços energéticos (Kobek, 2004).

Os principais resíduos sólidos obtidos na produção de azeite são os bagaços de azeitona e após a extracção do óleo neles contido, obtém-se o bagaço extractado.

Neste momento a maior parte dos bagaços produzidos são provenientes de lagares de 2 fases. Existem alguns lagares onde se faz a segunda extracção de azeite ou seja o repasso: centrifugação num decanter a 2 ou 3 fases.

Na Itália e na Grécia, a situação é muito diferente por causa da grande dispersão dos lagares e das suas pequenas dimensões. A situação de dispersão e a fraca capacidade repetem-se na maior parte dos países produtores.

No caso da Tunísia, pode-se falar duma forte concentração na cidade de Sfax, embora as dimensões de cada unidade industrial sejam igualmente reduzidas.



Chave :

| | | |
|------------|---------------|---------------------|
| Tratamento | Produto final | Material intermédio |
|------------|---------------|---------------------|

Figura 6 – Tratamentos comuns de bagaço de duas fases (adaptado de Kobek, 2004)

Os tratamentos disponíveis à escala industrial e economicamente viáveis são os seguintes (Centre d'Initiatives pour la Production Propre, 2000):

1. Secagem dos bagaços e extracção de óleo residual de bagaço num extractor a hexano, com extracção ou não do caroço;
2. Secagem da mistura de bagaços (de prensas, das 3 fases e das 2 fases) seguida da extracção;
3. Segunda extracção por centrifugação dos bagaços provenientes dos lagares a 2 fases e incineração destes bagaços para produzir electricidade;
4. Com certas limitações (mercado, procura, distância) uma parte dos resíduos é utilizada para outros fins: compostagem, pirólise do caroço para obter carvão activado e aditivos alimentares secos para animais (mistura de polpa com outros resíduos);
5. Fabricação de compostos como fertilizantes ou correctivos orgânicos;
6. Combustão no processo de cogeração eléctrica;
7. Operações combinadas. Instalações de utilização integral de bagaço de azeitona.

O principal problema que se coloca para a conservação dos bagaços virgens é o seu teor relativamente elevado em água e a presença duma quantidade ainda importante de gorduras. Os bagaços abandonados ao ar livre oxidam-se e rancificam rapidamente, tornando-se inconsumíveis pelos animais.

Verificou-se que os bagaços virgens obtidos por centrifugação, mais húmidos, se deterioram após 4-5 dias enquanto os obtidos por pressão após cerca de 15 dias, estes, mesmo, desidratados não se conservam mais do que 45 dias.

Os bagaços extractados, que foram mais desidratados durante a extracção, poderão conservar-se mais de um ano.

A desidratação é actualmente um processo dispendioso devido ao custo elevado da energia necessária. Além disto, no caso dos bagaços virgens ainda ricos em gorduras, a sua eficácia como modo de conservação parece muito limitada.

Alguns ensaios efectuados em pequena escala de conservação por ensilagem deixam prever uma possibilidade de conservação mais simples, mais económica e mais eficaz utilizando silos que permite guardar quantidades muito variáveis de algumas a várias toneladas.

O bagaço virgem conserva-se muito pouco tempo e deve-se distribuir rapidamente aos animais, ensilá-lo o mais breve possível ou, se se destinar à extracção de óleo, deve-se reduzir o intervalo de tempo entre a sua saída do lagar e a chegada à instalação de extracção, para não se alterar devido aos processos de fermentação, por hidrólise e oxidação, para se poder obter um óleo de baixa acidez.

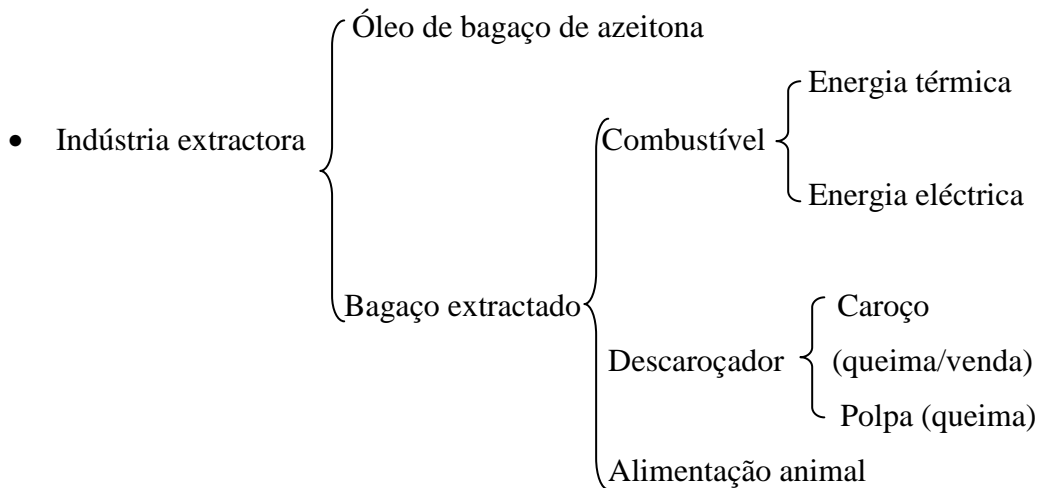
Nas indústrias extractoras de óleo de bagaço de azeitona, efectua-se uma secagem até que o teor de humidade seja de 8% - 10% e uma extracção química com a ajuda de hexano, que dissolve a fracção oleosa do bagaço.

Esta operação produz:

- Óleo de bagaço de azeitona;
- Bagaço de azeitona, composto de polpa e caroço, já muito seco e praticamente isento de gordura;
- Bagaço de azeitona descaroçado, produto resultante da separação mais ou menos total do caroço, com a ajuda de sistemas pneumáticos ou de crivagem.

Ao realizar a investigação sobre o aproveitamento integral dos resíduos sólidos dos lagares, com maior incidência sobre os provenientes do bagaço de azeitona, verifica-se que este poderá ter diversas finalidades:

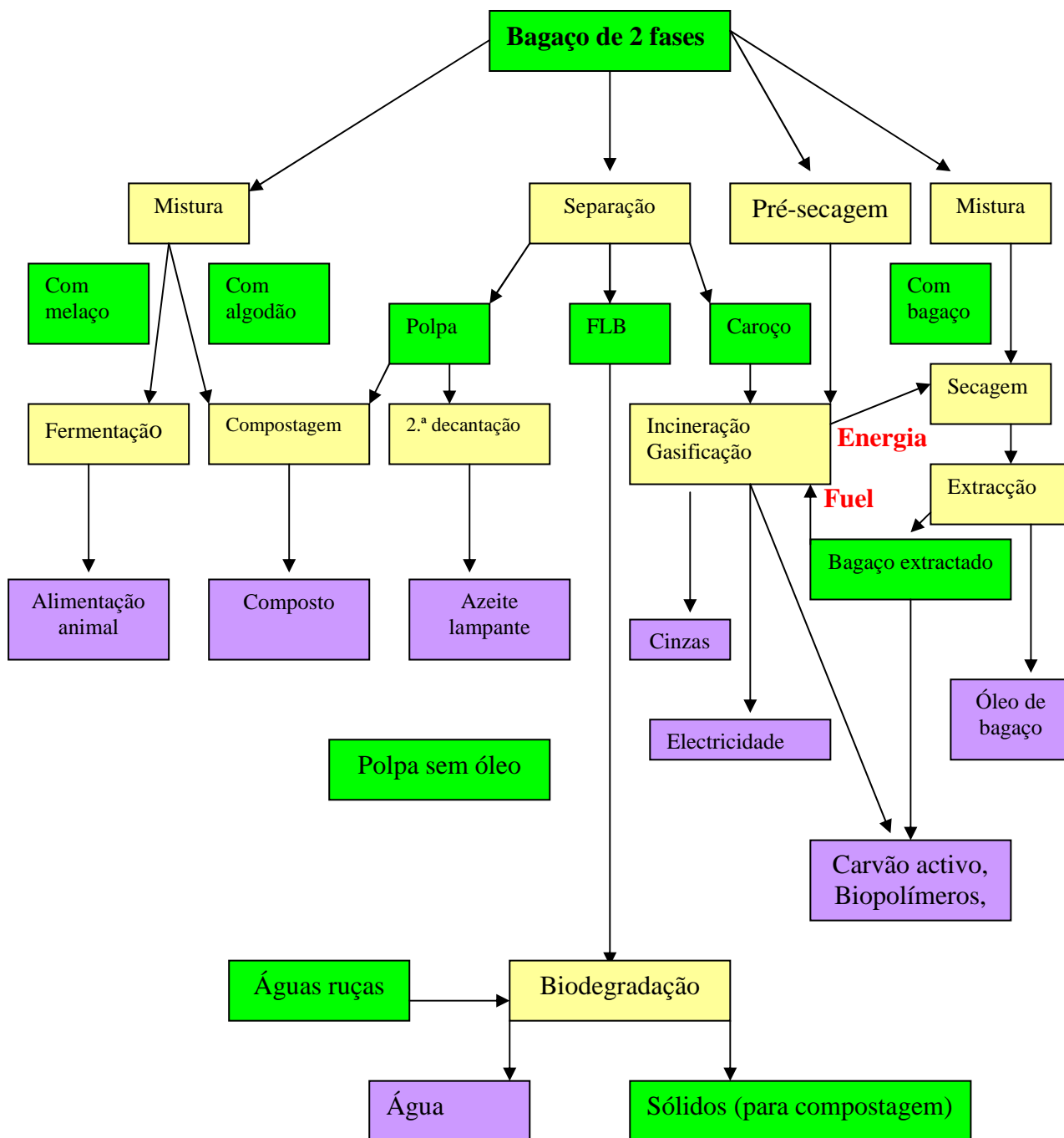
- Aplicação directa ao solo
- Compostagem
- Descaroçamento {
 - Caroço => queima
 - Polpa => indústria extractora
- Produção de proteínas
- Alimentação animal (poucos ensaios)



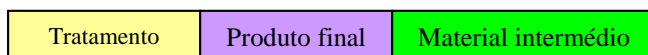
Separação dos resíduos da azeitona em polpa, fracção líquida do bagaço e caroço permita a aplicação de tratamentos selectivos e técnicas tais como compostagem, biodegradação e gasificação.

Misturando bagaço húmido com outros resíduos como melaços e resíduos de algodão descaroçado pode melhorar a produção de alimentação animal com elevado teor proteico e a produção de uma boa qualidade proteica dos compostos.

Uma integração incentiva métodos de tratamento que otimizará custos e impactos ambientais, por exemplo queimando caroços para secar ou pré-secar o bagaço húmido e gasificação para obter e usar energia eléctrica.



Chave:



FLB – fracção líquida do bagaço

Figura 7 – Estratégia de tratamentos de bagaços do sistema de decantação de duas fases (adaptado de Kobek, 2004).

Baseado no presente recurso e técnica de desenvolvimento viável (figura 7) assume uma estratégia de integração de tratamento de bagaço (húmido) do sistema de duas fases (Kobek, 2004).

2.4 – PROCESSO TECNOLÓGICO PARA A OBTENÇÃO DE BAGAÇO EXTRACTADO

Os bagaços saídos dos lagares de prensas ou dos lagares com sistemas contínuos a 3 fases têm um teor de óleo residual da ordem de 4% - 8%, o que justifica a sua extracção por solvente (hexano).

Na maior parte dos países produtores de azeite, existem indústrias de segunda extracção (instalações de extracção ou de extracções de bagaços), consagradas a esta actividade, com é o caso da Espanha, Grécia, Tunísia, Síria, etc.

Este é o destino mais recomendável para estas situações, o que faz com que, em Espanha, o lagar manifeste um preço da ordem de 0,01 –0,02 € /kg para os bagaços convencionais e para os bagaços das duas fases o preço não ultrapassa, geralmente, 0,005 € / kg.

O procedimento comporta as seguintes operações:

1. Transporte do bagaço dos lagares para a instalação de extracção;
2. Aprovisionamento na instalação de extracção;
3. Secagem para baixar o teor de humidade desde 25% – 35% até 8% –10%, que é a humidade aconselhada para a extracção;
4. Extracção numa corrente de hexano, obtendo-se assim:
 - Óleo de bagaço de azeitona;
 - Bagaço extractado.

O procedimento de secagem, quer seja por evaporação natural, por convecção ou por irradiação, é o método mais usado para o tratamento dos bagaços de azeitona. As principais desvantagens que apresentam a secagem nos tanques (ou lagoas) são os odores que se escapam através do processo e os compostos orgânicos voláteis que são enviados para a atmosfera.

A secagem para passar aos outros tratamentos do bagaço, nomeadamente à extracção de óleo de bagaço, faz-se por convecção, onde o calor de gases quentes provenientes da combustão de bagaço extractado é utilizado para secagem de bagaços. Para este efeito empregam-se, quase sempre, fornalhas rotativas.

Nas instalações de extracção, pode-se realizar a separação do caroço da polpa obtendo -se assim o “caroço” e o “bagaço descarado”, cujos destinos mais frequentes são os seguintes:

- Caroço combustível,
- Bagaço descarado..... alimentação animal.

O investimento nas instalações de secagem e extracção é elevado, por consequência as capacidades de procedimento devem ser forçosamente elevadas. A título de orientação, pode-se dizer que, no contexto europeu, uma instalação com uma capacidade de tratamento inferior a 200 000 t/ano de bagaço não se justificaria.

Por outro lado estas instalações funcionam, geralmente, ao longo de todo o ano na extracção de óleo de sementes.

É por isso, que em praticamente todos os casos, se trata de instalações que servem vários lagares e que estão situados não mais de 200 km daquelas (Centre d`Iniciatives pour la Production Propre, 2000).

O bagaço virgem que sai dos lagares é transportado, normalmente, em camiões cisternas, com uma capacidade média para 25 toneladas, para a unidade extractora, onde é lançado para tinas de grandes dimensões. Este bagaço poderá ter mais ou menos teor de humidade, conforme tem a sua origem em lagares que laboram a três ou a duas fases, tendo respectivamente 40% – 50% ou cerca de 60 % de humidade (Costa *et al.* 2002).

O processo tecnológico adoptado numa unidade extractora e produtora de bagaço de azeitona extractado, com as possíveis futuras inovações, poderá ser descrito da seguinte forma:

- Recepção do bagaço virgem, em tinas de grandes dimensões;
- Transportador para secadores;
- 2 ou 3 unidades de secadores, aquecidos por fornalhas alimentadas com bagaço extractado;
- Separação de polpa e do caroço, realizada nos separadores;
- Granulação da polpa, num granulador;
- Passagem desta por um refrigerador;
- Junção do caroço com a polpa granulada, num parafuso sem-fim;
- Transporte da polpa e do caroço, por tapetes, para o local de extracção de óleo;
- Extracção do óleo:
 - depósito cheios de bagaço aos quais se adiciona hexano;
 - recuperação do hexano;
 - filtração do óleo de bagaço de azeitona;
 - saída bagaço extractado dos depósitos de extracção;
- Armazenamento do bagaço extractado.

Este bagaço extractado apresenta uma granulometria relativamente fina, um teor de gordura de 1,5%, aproximadamente, e um teor de humidade próximo de 10%.

2.5 – UTILIZAÇÃO DO BAGAÇO EXTRACTADO NA PRODUÇÃO DE ENERGIA

A combustão de bagaço de azeitona como matéria-prima para a geração de electricidade contribui para a eliminação de uma forma controlada e limpa dos excedentes deste produto, com o que o revaloriza, cria riqueza no meio rural e reduz a dependência energética de outros combustíveis fósseis. A ausência de enxofre e de outros componentes no bagaço de azeitona fazem, além disso, que o único componente contaminante que se encontra na corrente de gases da caldeira de uma unidade destas características seja as partículas sólidas em suspensão (Endesa, 2002).

Pode explorar-se a energia contida no bagaço de azeitona extractado (biomassa) de diferentes formas, sendo a mais comum a utilização do calor proveniente da combustão, utilizado

directamente, para fabrico de vapor para gerar electricidade. Pode, desta forma, produzir energia numa unidade de *cogeração* de calor e de electricidade, podendo o calor “residual” ser injectado numa rede de aquecimento urbano ou num complexo industrial. Pode, igualmente, obter-se energia por gasificação.

O **processo de combustão** poderá distribuir-se em duas fases:

- Em primeiro lugar queima-se o bagaço extractado numa caldeira e a **energia térmica** gerada utiliza-se para aquecer água e sobreaquecer o vapor.
- O vapor, então produzido, será convertido em **energia eléctrica** através da utilização das turbinas a vapor.

A **gasificação** é outro processo de obtenção de energia. É o processo de transformação térmica de um biocombustível sólido num gás combustível por meio de um agente de gasificação (ar ou oxigénio).

Os gaseificadores de biomassa, aquecem a biomassa num ambiente com pouco oxigénio até que a biomassa se separe nos seus componentes químicos. Este processo requer o fornecimento de calor de forma a permitir que as moléculas se separem formando-se como produtos: gás, produtos intermédios orgânicos e carvão vegetal. A produção sucessiva de gás a partir do resíduo carbonoso precisa de ar ou oxigénio como agente gaseificador. O gás resultante é essencialmente composto por hidrogénio, monóxido de carbono, de metano e azoto.

Existem dois tipos de gaseificadores:

- De leito fixo;
- De leito fluidizado.

3. TECNOLOGIAS PARA APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DOS RESÍDUOS SÓLIDOS DOS LAGARES

3.1 – Definições e aplicação da cogeração

- «Cogeração», a produção simultânea de energia (num processo único de energia) térmica e de energia eléctrica e/ou mecânica, a partir de uma única fonte de energia;
- «Cogerador», entidade que produz energia eléctrica e energia térmica utilizando o processo de cogeração;
- «Energia térmica útil», parte da energia térmica produzida que é efectivamente consumida, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética;
- «Estabelecimento industrial», local onde seja exercida, nos termos do Regulamento de Exercício das Actividades Industriais, qualquer actividade industrial;
- «SEP», Sistema Eléctrico de Serviço Público, nos termos do DL. 182/95, de 27 de Julho:
- «Ponta mensal», máxima potência activa média, em período de quinze minutos, que é efectivamente injectada na rede do SEP, no período de um mês;
- «Ponto de interligação», ponto de rede do SEP onde se vai ligar o ramal da instalação de cogeração;
- «Potência de ligação», máxima potência aparente que o cogerador pode injectar na rede do SEP, definida como o quociente entre a potência activa média, e o factor de potência 0,93;

- «Relação de cogeração», quociente entre a energia térmica útil e a energia eléctrica total produzida, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética;
- «Cogeração de elevada eficiência» a cogeração que corresponde aos critérios mencionados neste trabalho.
- «Calor útil», o calor produzido num processo de cogeração a fim de satisfazer uma procura economicamente justificável de calor ou de frio;
- «Procura economicamente justificável», a procura que não excede as necessidades de calor ou de frio e que, se não fosse utilizada a cogeração, seria satisfeita nas condições do mercado mediante outros processos de produção de energia;
- «Electricidade produzida em cogeração», a electricidade produzida num processo ligado à produção de calor útil.
- «Electricidade de reserva», a electricidade que deve ser fornecida pela rede eléctrica sempre que haja perturbação, inclusivamente em períodos de manutenção ou de avaria do processo de cogeração;
- «Electricidade de reforço», a electricidade fornecida pela rede eléctrica caso a procura de electricidade seja superior à produção pelo processo de cogeração;
- «Eficiência global», o total anual da produção de energia eléctrica e mecânica e da produção de calor útil dividido pelo consumo de combustível utilizado na produção de calor num processo de cogeração e na produção bruta de energia eléctrica e mecânica;

- «Eficiência», o rendimento calculado com base no poder calorífico líquido dos combustíveis (também denominado «poder calorífico inferior»);
- «Valor de referência da eficiência para a produção separada», a eficiência da produção separada de calor e de electricidade que o processo de cogeração se destina a substituir;
- «Rácio electricidade/calor», o rácio entre a electricidade produzida em cogeração e o calor útil produzido exclusivamente em modo de cogeração e utilizando dados operacionais da unidade em causa;
- «Unidade de cogeração», uma unidade capaz de operar em modo de cogeração;
- «Unidade de micro-cogeração», uma unidade de cogeração cuja capacidade máxima seja inferior a cerca de 50 kWe;
- «Cogeração de pequena dimensão», as unidades de cogeração com uma capacidade instalada inferior a cerca de 1 MWe;
- «Produção de cogeração», a energia eléctrica e mecânica e de calor útil produzida em cogeração.

De acordo com o decreto-lei n.º 186/95, a *cogeração* é definida como: *O processo de produção combinada de energia eléctrica e térmica, destinando-se ambas a consumo próprio ou de terceiros, com respeito pelas condições previstas na lei.*

A cogeração de energia é, portanto, o processo em que há produção simultânea de energia térmica e energia mecânica (normalmente convertida em energia eléctrica), destinada a consumo próprio ou de terceiros, a partir de uma única fonte de combustível (biomassa, fuelóleo, gás natural, gás propano, resíduos industriais, ...).

O calor produzido pode ser utilizado directamente no processo industrial, bem como utilizado em aquecimento de espaços, aquecimento de água e em chillers de absorção para produção de frio, através do processo designado por *trigeração*, em oposição aos métodos tradicionais de produção de electricidade, que desperdiçam todo o calor inerente ao processo (cerca de 70% do calor no condensador).

Tradicionalmente, os consumidores satisfazem a sua procura de energia comprando separadamente a electricidade e os combustíveis às companhias distribuidoras.

A cogeração representa uma alternativa que permite reduzir a factura energética dos utilizadores com necessidades simultâneas de calor (água quente ou vapor) e electricidade ou energia mecânica, com elevada eficiência energética.

Na figura 8 apresenta-se um esquema de produção de energia eléctrica convencional e do sistema de produção de energia com cogeração (Silva *et al.*, 2003).

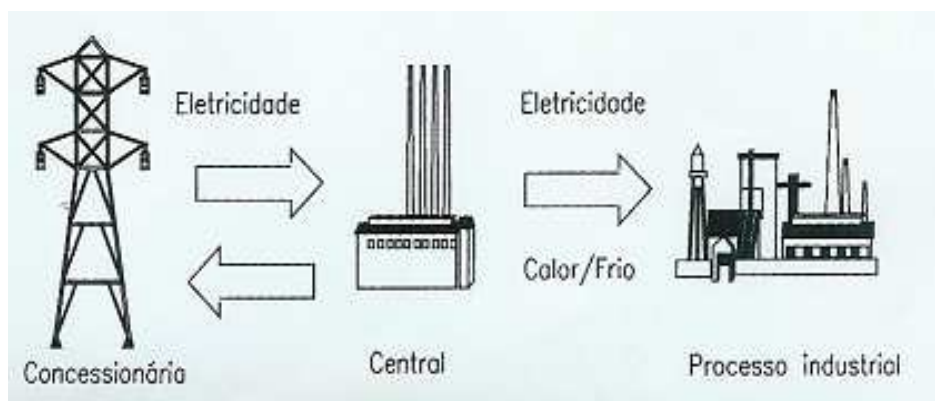


Figura 8 – Cogeração industrial (Lora *et al.*, 2004).

Para além da redução da factura energética do utilizador, a cogeração apresenta a grande vantagem de reduzir o consumo de energia primária. A cogeração permite poupar cerca de 15 a 30% da energia primária necessária para produzir, separadamente, electricidade e calor (CEETA, 2002).

As centrais de cogeração com maior eficiência global são as destinadas ao *district heating/cooling* – *centrais de calor/frio à distância* – ou seja, centrais que fornecem calor ou frio em rede destinadas a grandes áreas populacionais, pois permitem extracções de vapor a muito baixa pressão.

Nestes casos, a central térmica é integrada na comunidade por forma a fornecer electricidade à rede pública, ao mesmo tempo que utiliza o vapor de extracção para o aquecimento de espaços e aquecimento de águas domésticas.

Estas centrais têm elevada eficiência global dado que o calor, que seria dissipado no condensador de uma central convencional, é aproveitado para aquecimento à distância através da extracção de vapor a uma pressão próxima da atmosférica.

Assim, a produção de energia eléctrica é muito próxima da produzida pela equivalente central convencional, sem dissipação de calor no condensador.

Na figura 9 apresenta-se graficamente (energia/temperatura) a produção de vapor saturado nos processos industriais.

Na mesma figura 9 (a azul) é assinalada a produção de vapor sobreaquecido a 250° C e 40 bar. Como se verifica o diferencial de energia para produzir a mesma quantidade de vapor – comprimento do segmento de recta da saturação – representa cerca de 20% de energia necessária à produção do vapor saturado a 200° C e 16 bar.

A primeira fase consiste no aquecimento da água de cerca de 80°C a 200°C (neste caso) para uma pressão de cerca de 16 bar (saturação). Esta permuta de energia é efectuada em tubos que terminam no barrilete onde a água chega a cerca de 200°C (caldeira aquatubular).

Numa 2ª fase a energia térmica cedida no barrilete provoca a evaporação da água sem aumento da temperatura e à pressão constante de 16 bar. No barrilete coexistem as duas fases, líquida e vapor (parte superior do barrilete – menor peso específico), de onde sai o vapor saturado para os consumidores do processo industrial.

Este processo pode ser conseguido numa caldeira de fumos (gases no interior dos tubos e água no exterior, ao contrário da tubular anterior), mas para pressões não superiores a 10 bar, onde na caldeira está a água imersa nos tubos faz a função de barrilete da aquatubular.

A limitação da pressão é devida ao aumento da espessura da chapa da caldeira com o aumento de pressão.

Na prática a temperatura do vapor é ligeiramente superior à da saturação para evitar a condensação na tubagem para o processo industrial.

No caso da cogeração e dado que o processo industrial necessita de vapor saturado e, portanto, já obriga ao consumo da energia necessária à sua produção, apenas é preciso consumir a energia ΔQ para se elevar a temperatura do vapor saturado para vapor sobreaquecido de 250 a 400°C (neste exemplo) num tubular designado por sobreaquecedor.

Esta alteração permite produzir vapor para expansão numa turbina que sairá muito próximo da saturação e à pressão necessária para o processo industrial, ou seja, 200 °C como no caso anterior.

A expansão numa turbina tem que ser realizada com vapor sobreaquecido, caso contrário a condensação que se daria no interior da turbina e a consequente projecção da gotículas de água danificaria as pás em relativamente pouco tempo.

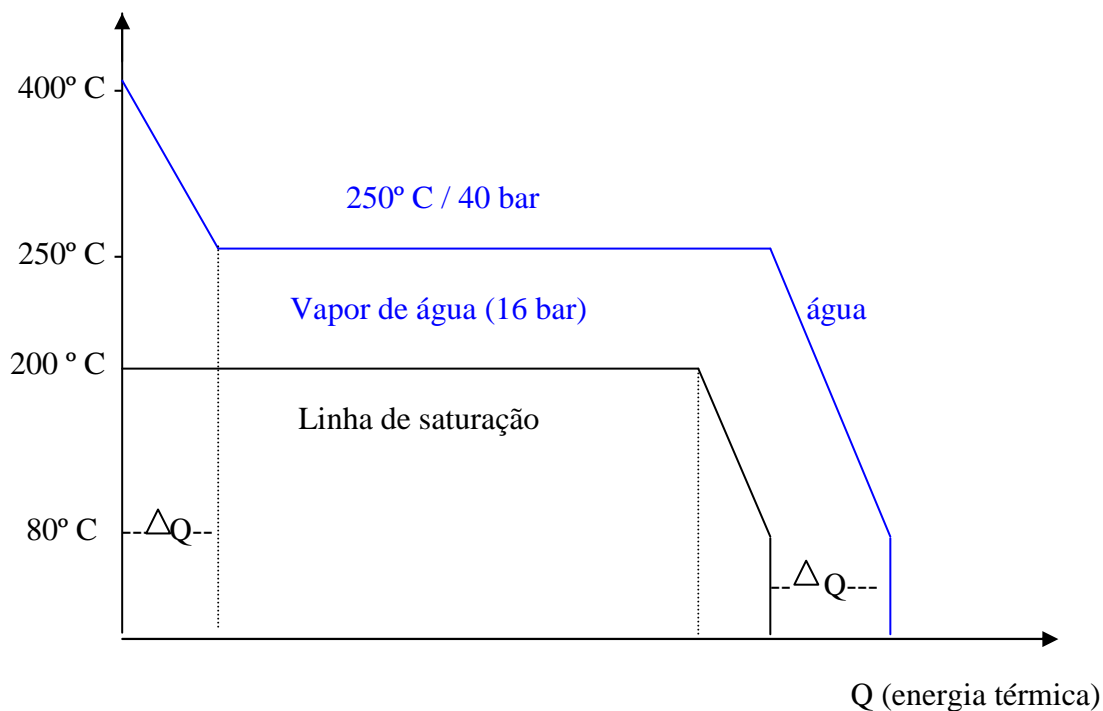


Figura 9 – A produção de vapor saturado utilizado nos processos industriais.

Isto deve-se ao facto de a maior parte da energia ser utilizada na mudança de fase – calor latente de vaporização da água – que não difere muito nas duas situações.

O diferencial de energia fica a dever-se ao sobreaquecimento do vapor de 200 para 400°C que, devido ao seu baixo calor específico é bastante reduzido.

Esta a vantagem da utilização de vapor sobreaquecido para produção de electricidade e calor numa instalação industrial que necessita de vapor saturado.

A energia para um sistema de *calor/frio à distância* (*district energy*) pode ser gerada numa central de potência convencional, numa planta de ciclo combinado ou por chillers e/ou caldeiras eléctricas ou a gás.

O “*district heating*”- *centrais de aquecimento à distância* - é um sistema comum na Europa do Norte, Canadá, U.S.A. e Japão. (Silva *et al.*, 2002).

O calor produzido pode ser utilizado directamente no processo industrial, bem como utilizado em aquecimento de espaços, aquecimento de água e em chillers de absorção para produção de frio, através do processo designado por *trigeração*, em oposição aos métodos tradicionais de produção de electricidade (figura 10), que desperdiçam todo o calor inerente ao processo (cerca de 70% do calor no condensador).

As centrais termoeléctricas convencionais convertem apenas 1/3 da energia do combustível em energia eléctrica. A restante, são perdas sob a forma de calor. O efeito adverso no ambiente derivado deste desperdício é óbvio. Portanto, a necessidade de aumentar a eficiência do processo de produção de electricidade é imperativa.

Um método para o conseguir é através da *cogeração* de energia (eléctrica e calor), em cerca de 4/5 da energia do combustível é convertida em energia utilizável, com benefícios financeiros e ambientais (figura 11).

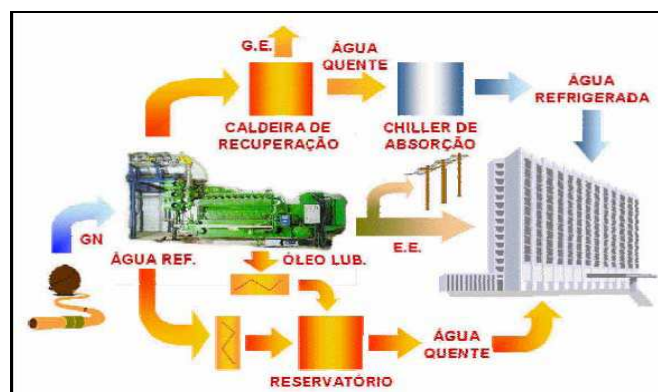


Figura 10 – Esquema típico de representação – cogeração/trigeração (Brandão, S., 2004).

Além do aquecimento, durante o Inverno, estas centrais podem produzir frio, através de um ciclo de absorção, para ser distribuído à distância durante a época de Verão. Este processo “alargado” de cogeração é conhecido por trieração ou produção combinada de electricidade, calor e frio.

A elevada eficiência destas centrais têm as seguintes vantagens:

- A nível local, reduzem significativamente a factura energética do utilizador, a nível global reduzem o consumo das reservas de combustíveis fósseis, e concorrem para uma redução significativa do impacto ambiental.
- Substituindo a energia do combustível fóssil pelo calor que normalmente é dissipado no processo convencional de produção de energia eléctrica, estes sistemas podem ter uma eficiência global até duas vezes e meia superior ao convencional.
- Pode ser aplicada na indústria e nos edifícios onde há necessidade simultânea de energia eléctrica e de energia térmica e são economicamente rentáveis para um número de horas anuais de operação superior a cerca de 4 500 horas/ano.

Apesar de conhecida desde o início do século XX, a cogeração foi incrementada, nos EUA, em meados dos anos 80, do século passado, quando a queda no preço do gás natural a tornou uma alternativa atractiva aos sistemas tradicionais de geração de energia.

Na realidade, o sistema de cogeração foi o responsável pelo dramático declínio da construção de unidades de energia nuclear e hidráulica.

Além do alto comprovado rendimento térmico, a cogeração tem um carácter descentralizador, dada a necessidade de estar próxima da unidade consumidora.

Existem aplicações de *cogeração* em edifícios e unidades industriais. Nos edifícios as potências variam desde as centenas de kW até cerca de 1MW, sendo exemplos disso: hotéis, hospitais, centros comerciais, pavilhões desportivos, piscinas e outros.

Existe ainda o conceito de micro-cogeração a implementar a nível de residências familiares utilizando pilhas de combustível (~5kW).

Nas aplicações industriais as potências podem atingir alguns MW (papel, têxteis, alimentação, madeiras) ou dezenas de MW (celulose, refinarias, química).

Nas instalações de cogeração de maior escala utilizam subprodutos das indústrias onde são aplicadas.

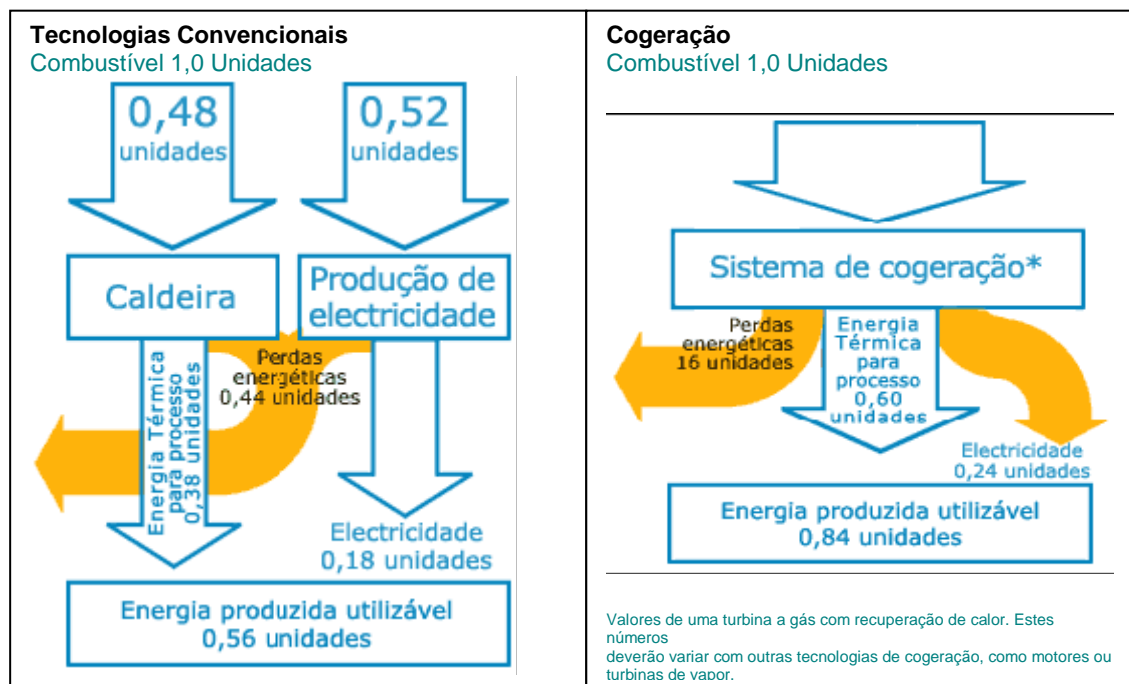


Figura 11 – Comparativo: Tecnologias Convencionais/Cogeração (Brandão, 2004)

Na figura 12 apresenta-se a permuta de calor dos gases (segmentos de recta) com as linhas que representam o processo de produção de vapor sobreaquecido – aquecimento de água/energia para vapor saturado/energia para vapor sobreaquecido.

A utilização de sistemas de cogeração de energia, com produção de vapor e electricidade, em unidades que necessitam de vapor saturado (10 bar/180°C) no processo é sustentada pelo facto de com apenas cerca de 20% de energia primária ser possível produzir energia eléctrica (expansão de vapor sobreaquecido 40 bar/450°C) e responder às necessidades de vapor saturado da instalação.

O segmento de recta sem *bold* é a que representa a energia dos gases para produção de vapor saturado.

O segmento de recta em *bold* é a que representa a energia dos gases para produção de vapor sobreaquecido com apenas o adicional de energia indicado.

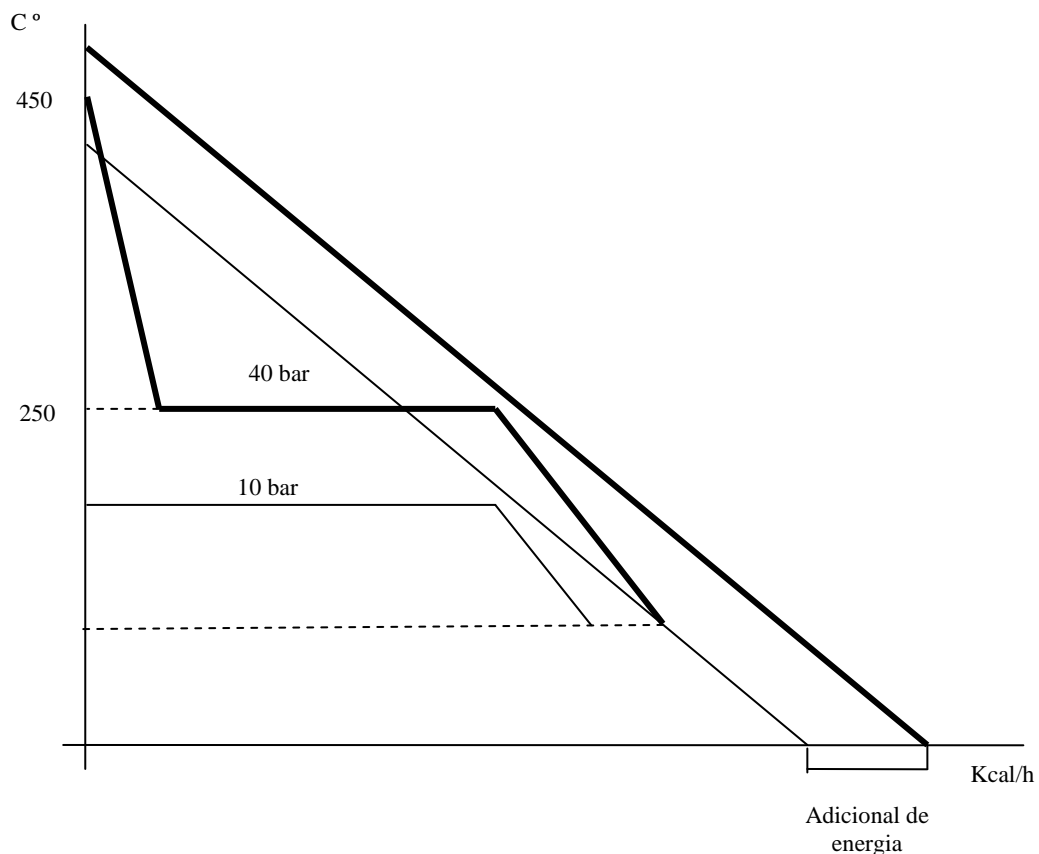


Figura 12 – Produção de vapor saturado e sobreaquecido (diferencial de energia)

3.2– Evolução da cogeração no Mundo

Os primeiros sistemas de cogeração apareceram no começo do século XX quando o fornecimento de energia eléctrica pelas grandes centrais ainda era raro, o que obrigava os consumidores de médio e grande porte a gerar toda a energia eléctrica necessária nos seus processos de produção.

Estima-se que nos E.U.A., no início de 1900, da totalidade da energia térmica produzida localmente em centrais industriais, 58% era cogerada. Quando começaram a ser construídas as centrais termoeléctricas com infra-estruturas fiáveis e os custos da electricidade baixaram, muitas das indústrias começaram a comprar essa electricidade deixando de a produzir, de que resultou uma diminuição drástica do uso da cogeração na indústria americana.

Outro factor que contribuiu para o declínio da cogeração industrial foi a regulamentação do sector energético.

Após a subida dramática do preço dos derivados do petróleo, na década de 70, houve uma revitalização da cogeração de energia. Sistemas eficientes de produção de energia que pudessem utilizar combustíveis alternativos tornaram-se mais importantes, face à subida do preço dos combustíveis e à incerteza de fornecimento dos derivados do petróleo.

Adicionalmente à diminuição do consumo de derivados do petróleo a cogeração resulta numa diminuição das emissões de gases poluentes. Por este motivo, os governos na Europa, E.U.A. e Japão estão a ter um papel activo no aumento do uso da cogeração, através da implementação de medidas que estimulem a sua aplicação (Silva, *et al.*, 2002).

Com a proliferação das grandes centrais, a energia eléctrica tornou-se barata e abundante, fazendo com que os sistemas de cogeração perdessem importância e caísse para 3% da produção eléctrica Norte-Americana.

No entanto esse quadro mudou com o primeiro choque do petróleo em 1973 e foi reforçado com o segundo choque em 1978. Diversos países criaram programas para reduzir o consumo e a dependência do petróleo.

Em 1978, os EUA editaram o *NEA* – “*National Energy Act*” contendo basicamente cinco blocos independentes:

- PURPA – Power Utilities Regulatory Policies Act;
- FUA – Power Plant and Industrial Fuel Use Act;
- NGPA – Natural Gas Policy Act;
- NETA – National Energy Tax Act;
- NECPA – National Energy Conservation Policy Act.

Dos cinco, o PURPA foi o que directamente incentivou o desenvolvimento dos sistemas de cogeração. Desde a sua publicação a participação da energia eléctrica gerada por auto-produtores aumentou gradualmente, com a cogeração representando hoje cerca de 8% de toda a energia gerada. As projecções indicam que até ao final desta década esta participação poderá ser cerca de 15%.

Na Dinamarca, onde a cogeração representa 27,5% da energia eléctrica produzida, qualquer adição de novas unidades de geração só poderá ser feita por meio de sistemas de cogeração ou por emprego de fontes de energia alternativa, como energia eólica ou solar.

Como resultado do sistema dinamarquês, os sistemas de cogeração proliferam e obtêm elevada eficiência global, com inúmeras unidades industriais associando as intensas necessidades de aquecimento à produção de energia eléctrica, em centrais de aquecimento à distância.

Estes sistemas normalmente empregam termo-acumulação de água quente, nivelando a procura de aquecimento ao longo do dia.

Na Holanda, a cogeração representa hoje 20% da energia eléctrica gerada pelo país, sendo este um dos percentuais mais elevados de cogeração na Europa (figura 13).

Embora a participação da cogeração neste país seja elevada, os planos para esta década incluem o aumento da participação destes sistemas, sendo os mesmos considerados preferenciais e fortemente suportados por incentivos.

Verifica-se hoje em todo o mundo um grande interesse e expressivos incentivos à cogeração, principalmente devido à elevada eficiência possível de ser obtida ao associar a geração eléctrica e térmica num único sistema (Santos *et al.*, 2003).

Na figura 13 pode observar-se a diferença de produção eléctrica através da cogeração nos diversos países da União Europeia (UE).

No contexto europeu, Portugal encontra-se aproximadamente na média da UE, no que respeita à percentagem de electricidade produzida em cogeração (Belchior *et al.*, 2003/2004).

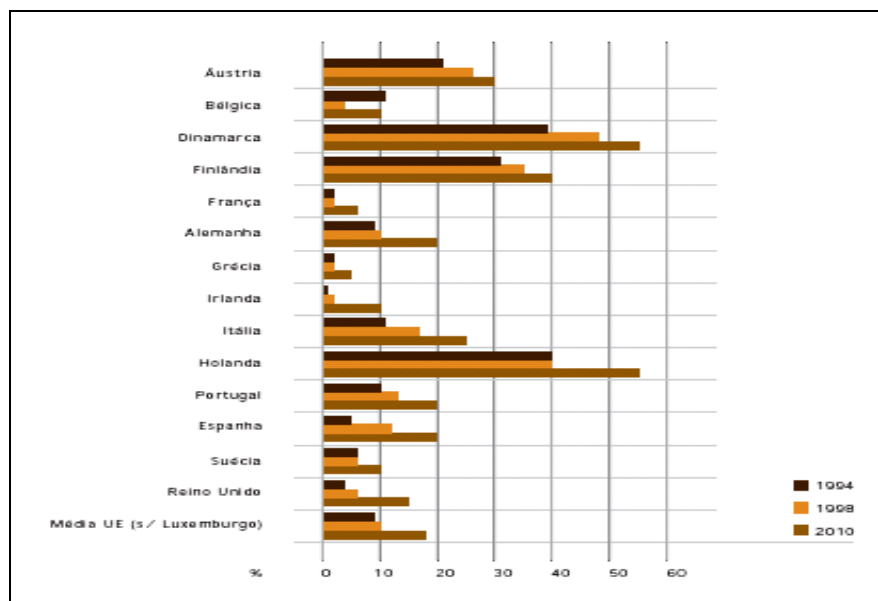


Figura 13 – Percentagem de electricidade produzida em cogeração nos vários países da UE (COGEN PORTUGAL, 2004).

No contexto europeu, Portugal encontra-se bem posicionado no que respeita à produção de energia eléctrica proveniente das energias renováveis, com uma percentagem aproximada de 37,5%. (figura 14).

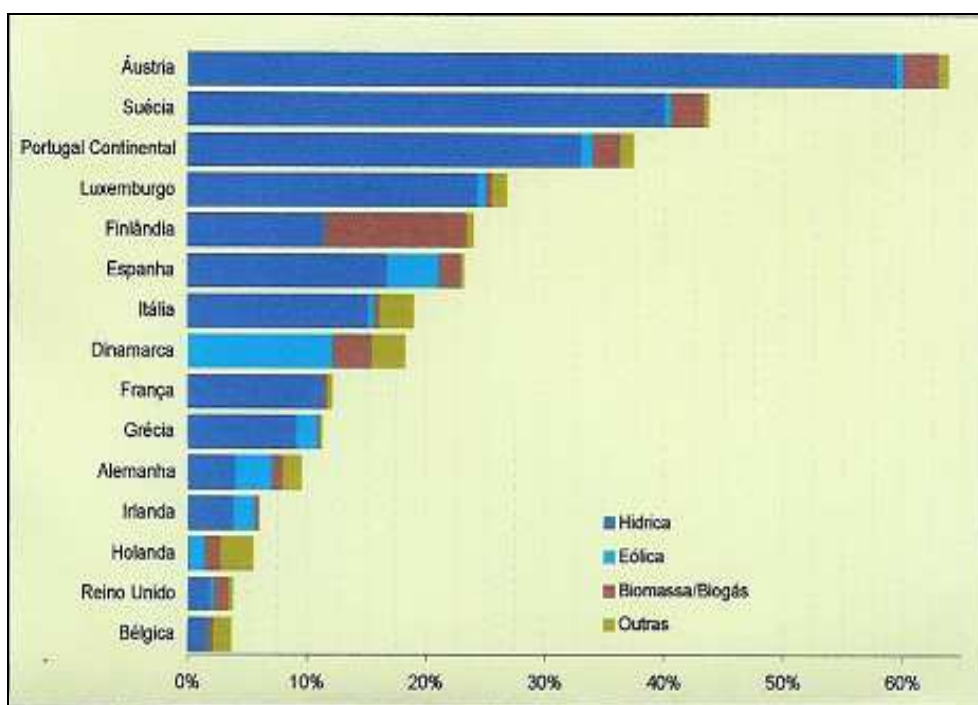


Figura 14 – Situação da produção de energias renováveis em 2003 (DGGE, 2005).

3.3 – Evolução da cogeração em Portugal

Em Portugal os sistemas de cogeração ou também designados por sistemas de produção combinada de calor e de electricidade, baseados em caldeiras e máquinas de vapor, começaram a ser instalados a partir dos anos 30, do século passado, em unidades industriais (açúcar, refinação de petróleo, papel, têxtil, ...).

As máquinas de vapor viriam a ser substituídas, mais tarde, por turbinas de contra-pressão associadas a alternadores que, em alguns casos, operavam em paralelo com a rede pública.

As primeiras instalações baseadas em turbinas de vapor (contra-pressão) que satisfaziam grandes necessidades de vapor de baixa pressão foram introduzidas em Portugal no sector industrial nos anos quarenta. Seria, no entanto, apenas na década de noventa que a cogeração viria a ter um crescimento significativo em termos de potência instalada e de energia produzida (Silva *et al.*, 2003).

Só em 1982, com o objectivo de incentivar a autoprodução de energia eléctrica foi regulada a qualidade de produtor independente, com a possibilidade de estabelecer o paralelo com a Rede Eléctrica Nacional e definidas as condições para valorização de excedentes de energia eléctrica.

As principais unidades fabris dos diferentes sectores industriais, com consumos significativos de vapor/calor e em que os projectos demonstravam viabilidade técnica e económica, foram-se equipando com sistemas de cogeração, desde a celulose e química, passando pelo têxtil, papel, açúcar, cerveja até aos derivados de madeira.

Os incentivos financeiros para a utilização racional de energia foram instrumentos essenciais para a promoção desta tecnologia e a implementação destes projectos, na generalidade, de pequena/média potência (COGEN PORTUGAL, 2004).

Em Portugal não existem muitas unidades de cogeração de biomassa, embora existam algumas mas ligadas à indústria do papel, na indústria de madeiras (Climanet, 2005).

A cogeração utilizando a biomassa é de fácil aplicação nas indústrias onde a biomassa exista como subproduto, já que nos outros casos a utilização de biomassa implica encargos com o transporte e armazenagem que a tornam pouco atractiva.

Por isso é que recentemente foi incentivada a utilização da biomassa em centrais de condensação, já que a localização deste combustível raramente se encontra junto a centros industriais, até porque, na maioria dos casos, é um produto do mundo rural.

Cerca de 1 090 MW de potência instalada (2002), 5 623 GWh de energia eléctrica produzida em cogeração representam, respectivamente, cerca de 11% e 13%, respectivamente, da potência eléctrica instalada e da produção de energia eléctrica no SEN – Sistema Eléctrico Nacional.

No final de Novembro de 2005, Portugal tinha 6 167 MW de capacidade instalada para a produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis (FER), com um forte ritmo de crescimento, de 10% ao ano.

O custo de investimento numa central de cogeração ronda os 750 €/kW (CEETA, 2002).

A tabela 12 mostra a evolução histórica da energia eléctrica produzida através de renováveis em Portugal Continental, apresentada graficamente na figura 15.

Tabela 12 – Evolução histórica da energia eléctrica produzida através da biomassa (GWh) em Portugal Continental (adaptado de DGGE, 2005).

| | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | Ano Móvel* |
|------------------------------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|------------|
| Biomassa (com cogeração) | 1035 | 1021 | 1075 | 1030 | 1065 | 1166 | 1069 | 1206 | 1347 |
| Biomassa (sem cogeração) | | | 3,2 | 7,1 | 21,4 | 41,9 | 42,9 | 52 | 47 |
| Total da energia da biomassa | 1035 | 1021 | 1078,2 | 1037,1 | 1086,4 | 1207,9 | 1111,9 | 1258 | 1394 |
| Total da energias renováveis | 14099 | 14054 | 8860 | 13315 | 16080 | 10168 | 18002 | 12590 | 8254 |

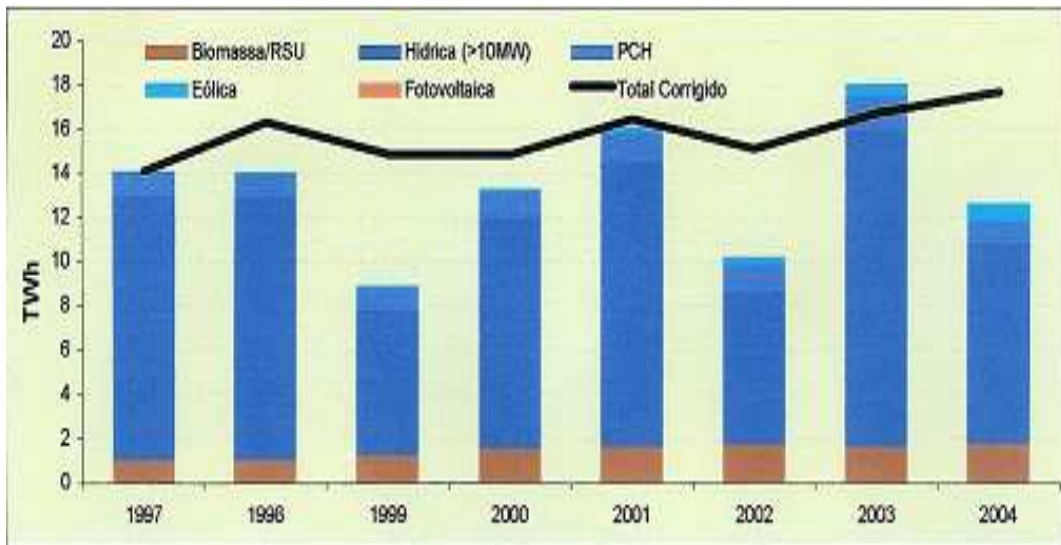


Figura 15 – Evolução da energia produzida a partir de fontes renováveis (DGGE, 2005).

Na figura 16 apresentam-se quatro cenários possíveis da evolução da energia produzida por cogeração. Observa-se um aumento muito significativo a partir da assinatura do Protocolo de Quioto, n.º 00 de 11 de Novembro de 1997, e aumentos menos significativos quer devido à tomada de consciência ambiental, quer devido às políticas implementadas.

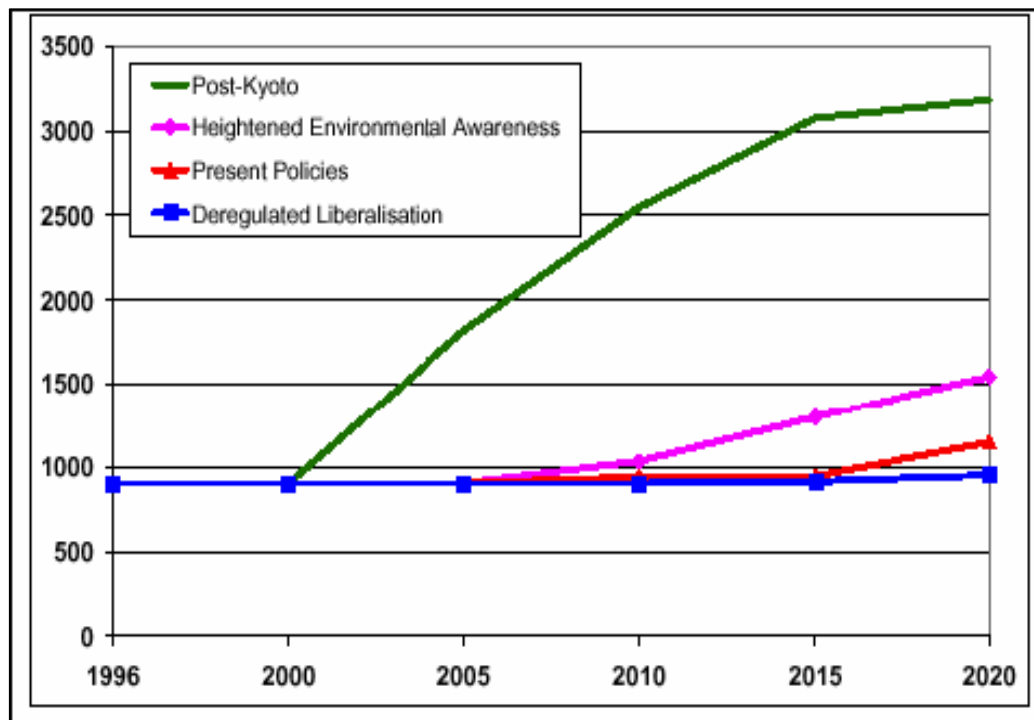


Figura 16 – Evolução da capacidade de cogeração em MW para vários cenários possíveis (Silva *et al.*, 2002).

A evolução das horas anuais médias de produção equivalente por tecnologia que utiliza biomassa em Portugal Continental, pode ser observado nos gráficos da figura 17.

Observa-se que o número de horas da energia produzida em cogeração de biomassa teve um pequeno aumento no ano de 2004.

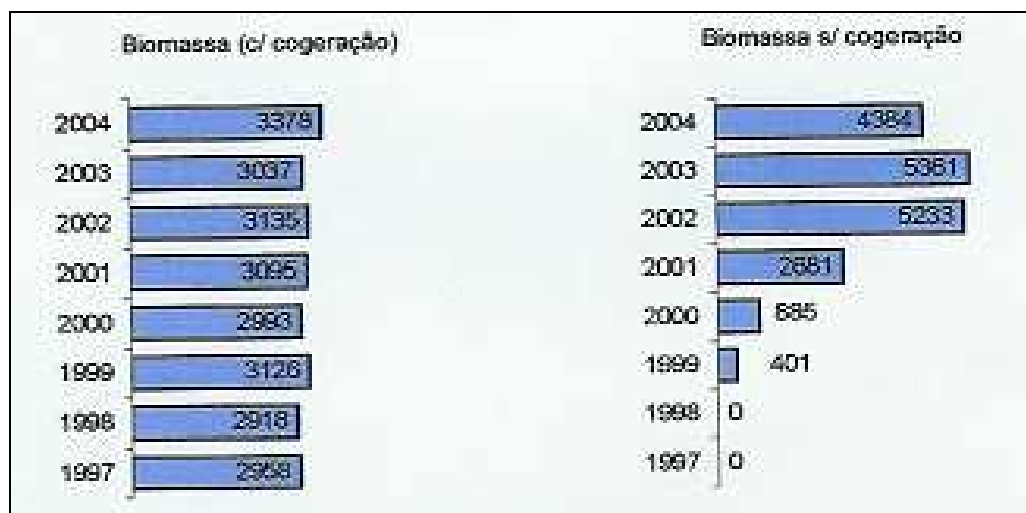


Figura 17 – A evolução das horas anuais médias de produção equivalente por tecnologia que utiliza biomassa em Portugal Continental (adaptado de DGGE, 2005).

A viabilidade económica dos projectos de cogeração depende fortemente da diferença entre os preços da energia eléctrica e dos combustíveis, da sua estabilidade e também dos preços de aquisição dos excedentes de produção por parte do SEP – Sistema Eléctrico Público.

A rentabilidade dos sistemas de cogeração tem, em geral, vindo a diminuir nos últimos anos, devido essencialmente a uma subida do preço dos combustíveis e a uma diminuição do preço da electricidade.

No entanto, as últimas alterações legislativas vieram valorizar a remuneração pelo fornecimento à rede eléctrica da energia produzida por cogeração, nomeadamente através da inclusão de uma parcela ambiental e de uma parcela representativa das perdas evitadas nas redes de transporte e distribuição de electricidade.

Em 2001 o preço médio de aquisição do SEP aos cogeradores foi de 0,056 €/kWh, enquanto que em 2000 tinha sido de 0,047€/kWh.

A cogeração tem um peso insignificante no sector terciário, apesar do seu enorme potencial. Um total de 20 instalações utilizam a cogeração de energia, representados em apenas 4 subsectores distintos, com a potência total instalada de aproximadamente de 9,6 MWe, o que é equivalente a 0,9% da potência total instalada de cogeração em Portugal (COGEN PORTUGAL, 2004).

Os sistemas de cogeração baseados em caldeiras e máquinas a vapor começaram a ser introduzidos a partir dos anos 30, do século passado, em unidades industriais.

As máquinas a vapor foram substituídas, mais tarde, por turbinas de contra-pressão.

A partir de 1990, devido ao enquadramento favorável, aos elevados custos da electricidade, foram instaladas novas centrais de cogeração com motores diesel e em 1997, com a introdução do gás natural (figura 18), foram criadas oportunidades para mais unidades de cogeração (COGEN PORTUGAL, 2004).

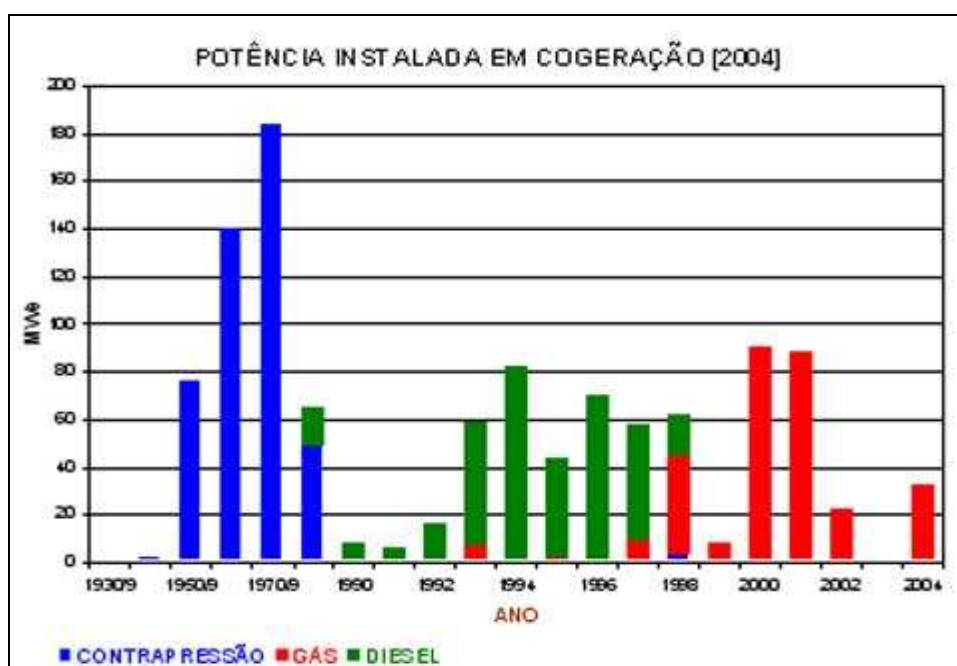


Figura 18 – Potência instalada em cogeração, em Portugal (COGEN PORTUGAL, 2004).

No ano 2002, o valor da produção em regime especial emitida para a rede do SEP atingiu cerca de 2 811 GWh.

No gráfico da figura 20, apresenta-se a distribuição percentual dessa produção por tipo de instalação (EDP, 2005).

Verifica-se assim que a maior percentagem diz respeito à cogeração.

Prevê-se que, num futuro próximo e por força dos compromissos assumidos, a percentagem relativa à energia eólica venha a ter um incremento significativo.

Na década de 90, do século passado, a cogeração teve um crescimento significativo em termos de potência instalada e de energia produzida.

A cogeração a gás natural ainda se encontra em crescimento enquanto a cogeração a diesel e a cogeração em contra-pressão mantêm uma tendência de estabilização (figura 19).

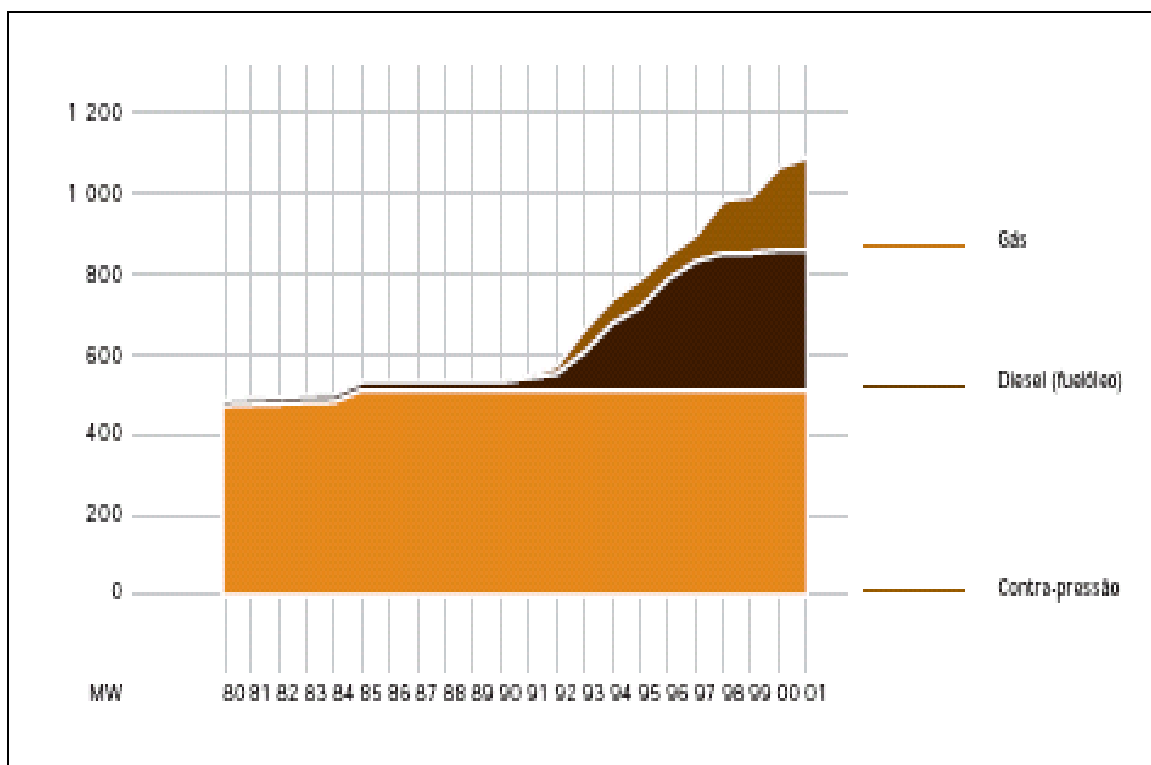


Figura 19 – Produção da potência instalada em cogeração nos últimos 20 anos em Portugal (CEETA, 2002).

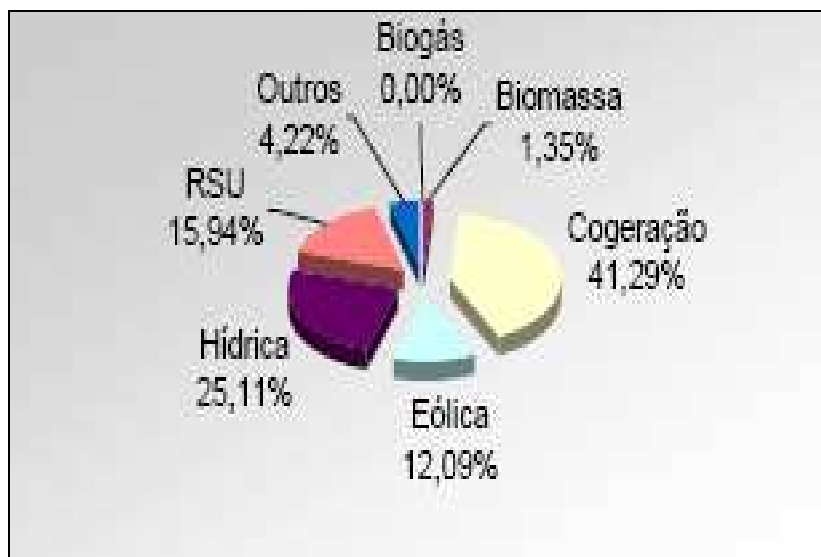
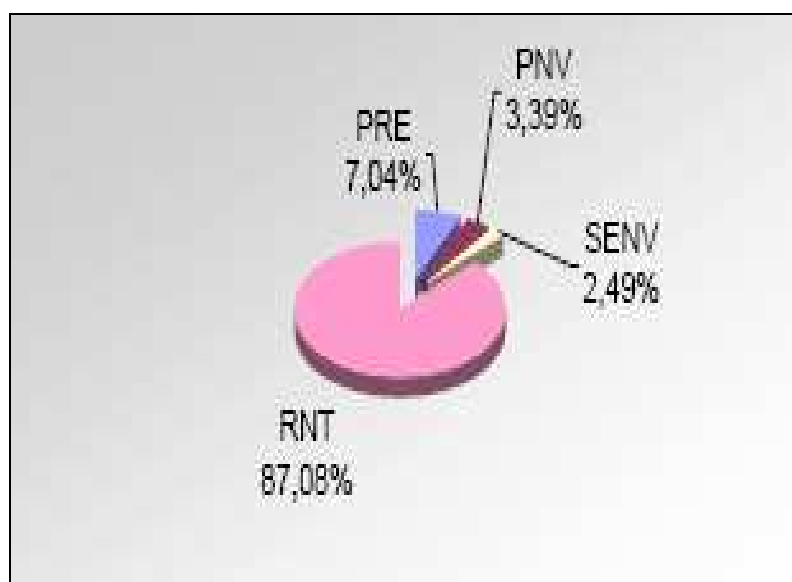


Figura 20 – Produção por tipo de instalação (EDP, 2005)

No gráfico (figura 21) evidencia-se a percentagem de produção em regime especial no compitio global da energia entrada na rede de distribuição no ano de 2002, prevendo-se que essa percentagem venha a aumentar significativamente no horizonte do ano 2010 (EDP, 2005).



Chave: PRE – Produção em Regime Especial; PNV – Produtor Não Vinculado; SENV – Sistema eléctrico Não Vinculado; RNT – Rede Nacional de Transporte

Figura 21 – Energia entrada na Rede de Distribuição (EDP, 2005)

3.4 – TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA

A cogeração corresponde a uma opção ou conceito associado à conversão secundária de energia, a mesma não pode ser vista independentemente das tecnologias de conversão de energia primária.

Nas tecnologias de conversão de energia podem ser apontadas as seguintes opções:

- Combustão directa;
- Gasificação.

3.4.1 – Combustão directa

É a mais conhecida e divulgada para conversão de biomassa em calor. Para sistemas até cerca de 10 MW_{th} (térmico), as caldeiras com fornalha de alimentação inferior e as de grelhas são soluções demonstradas e fiáveis, com custos de investimento relativamente reduzido.

As principais técnicas operacionais associadas a esta tecnologia têm geralmente a ver com a natureza, tipo e características da biomassa utilizada e as respectivas reacções que têm lugar nos gases de escape quentes e no comportamento imprevisível da fusão das cinzas.

3.4.2 – Gasificação

É uma tecnologia mais exigente que a anterior, uma vez que as características variáveis da biomassa combustível, em particular o teor de humidade e a dimensão das partículas, afectam a composição do gás.

Os gaseificadores de leito fixo e fluxo descendente são os mais comuns para a produção de energia eléctrica a partir da biomassa, muito embora a humidade e a granulometria do combustível tenham de estar entre valores limite muito próximos.

A dimensão máxima de um gaseificador está provavelmente limitada a cerca de 1 MWe, embora possam ser utilizadas várias unidades multi-modulares.

Os gaseificadores de fluxo ascendente são mais flexíveis mas são menos adequados para a produção de energia eléctrica.

Os gaseificadores de leito fluidizado são utilizados em projectos de pequena e média escala baseados em ciclos de geração avançados.

A eficiência de conversão destes sistemas avançados é elevada, assim como os custos de investimento.

As questões relacionadas com a limpeza do gás permanecem ainda como o principal desafio nos projectos de gasificação em qualquer escala, sendo que resultam mais graves para escalas mais pequenas.

3.5 – TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA SECUNDÁRIA

Após a conversão primária da biomassa combustível, é que são necessárias as tecnologias de conversão energética secundária (figura 22) que permitem a produção combinada de calor e de electricidade.

Estas são derivadas da tecnologia convencional para produção de electricidade, com a inclusão de equipamento para recuperação do calor gerado pelos motores ou caldeiras principais (turbinas a vapor, turbinas a gás e motores de combustão interna).

Assim, para uma mesma quantidade de electricidade gerada, uma instalação de cogeração requer maiores investimentos unitários, bem como uma gestão e funcionamento mais complexos, quando comparado com unidades de produção singular.

O processo de cogeração baseia-se em ciclos térmicos. Considera-se que fluidos térmicos (que transportam energia) estejam presentes, nas situações de existência ou não de fluxo. Para determinar os parâmetros do ciclo, avalia-se a mudança de propriedades desse fluido, as transferências de trabalho e a eficiência térmica.

Para fins de análise e compreensão da cogeração, é fundamental considerar os seguintes parâmetros:

- *Índice Específico de Transferência de Energia* – Quantidade de energia transportada por unidade de massa do fluido;

- *Consumo Específico* – Massa da substância energética para produzir uma unidade de energia;
- *Eficiência Térmica* – Energia para um ciclo em relação à quantidade de calor (energia térmica) trocada pelo ciclo.

Só após a conversão primária da biomassa combustível, é que entram as tecnologias de conversão energética secundária que permitem a produção combinada de calor e de electricidade (EE).

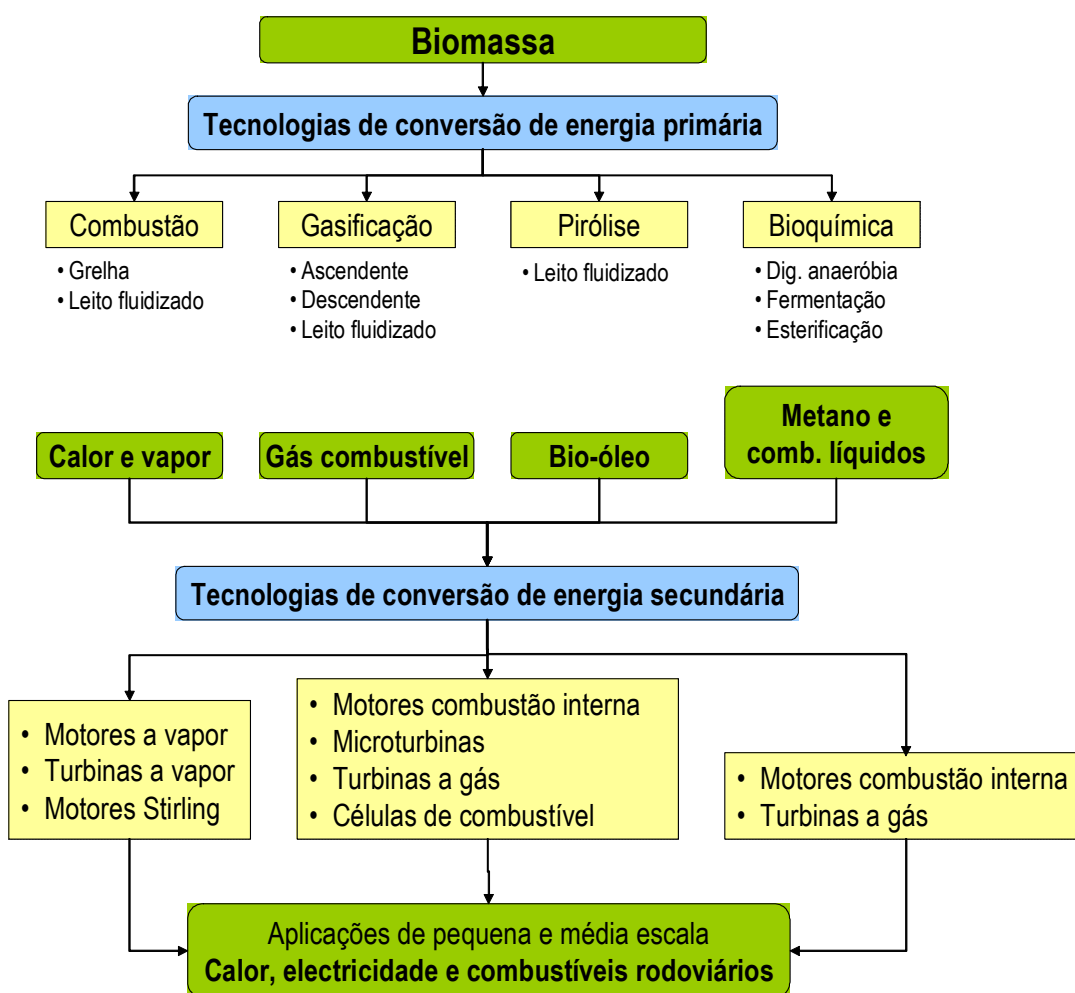


Figura 22 – Integração entre as opções para conversão energética primária secundária de biomassa (Sims e Gigler, 2002).

De um modo geral os sistemas de cogeração podem dividir-se em **três tipos**, estando esta classificação relacionada com a ordem de produção de energia calorífica e trabalho.

Os três conjuntos são:

1. Ciclos superiores ou de cabeça (*Topping Cycle*);
2. Ciclos inferiores ou de cauda (*Bottoming Cycles*);
3. Ciclos combinados.

Nos primeiros é primeiro realizado trabalho, sendo o calor rejeitado reaproveitado como calor de processo. Nos segundos ocorre a situação inversa.

No caso de *topping systems* (figura 23), um fluido a alta temperatura (gases de exaustão, vapor) acciona uma turbina para produzir electricidade, enquanto um fluido a baixa temperatura é utilizado em processos térmicos ou no aquecimento/arrefecimento de espaços.

No caso de *bottoming systems* (figura 23), numa primeira fase é produzido calor a altas temperaturas para um determinado processo (por exemplo numa fundição, indústria vidreira ou cimenteira) e após o processo os gases de combustão são utilizados directamente para accionar a turbina a gás, caso a sua pressão seja adequada, ou indirectamente para produzir vapor, num recuperador de calor, para accionar uma turbina a vapor.

Nos ciclos combinados é produzido trabalho cujo calor rejeitado é aproveitado numa caldeira onde se produz vapor que por sua vez é utilizado para produzir mais trabalho numa turbina a vapor.

Em alternativa à classificação referida, podem-se classificar os **ciclos de cogeração** em:

- **Ciclos simples** – Com motor ou turbina a gás com geração de vapor em caldeira de recuperação (com ou sem queima adicional de combustível). No caso de motor alternativo existe também a recuperação de energia térmica a baixa temperatura do circuito de arrefecimento e de óleo. As turbinas para cogeração usam gás natural enquanto nos motores alternativos, além de gás natural com ciclo de ignição por faísca, podem utilizar fuel no ciclo com ignição por compressão.

- **Ciclo combinado** – Turbina de gás com caldeira de recuperação onde se gera vapor para ciclo a vapor. O ciclo a vapor pode ser de contra-pressão e/ou extracção-condensação, utilizando, em geral gás como combustível.
- **Ciclo a vapor** – O ciclo de vapor é mais flexível no que respeita aos combustíveis utilizados, podendo mesmo utilizar subprodutos de processos, como é o caso da indústria do papel em que utiliza as cascas de árvores e a lixívia negra, resultante da lavagem química e das refinarias, onde utilizam combustíveis de menor qualidade.
- **Ciclos de secagem** – Neste caso, consideram-se turbinas ou motores alternativos em que o aproveitamento de calor é efectuado directamente a partir dos produtos de combustão (Santos *et al.*, 2003).

Na figura 23 são apresentados intervalos de temperaturas de funcionamento para os dois tipos de sistemas referidos anteriormente.

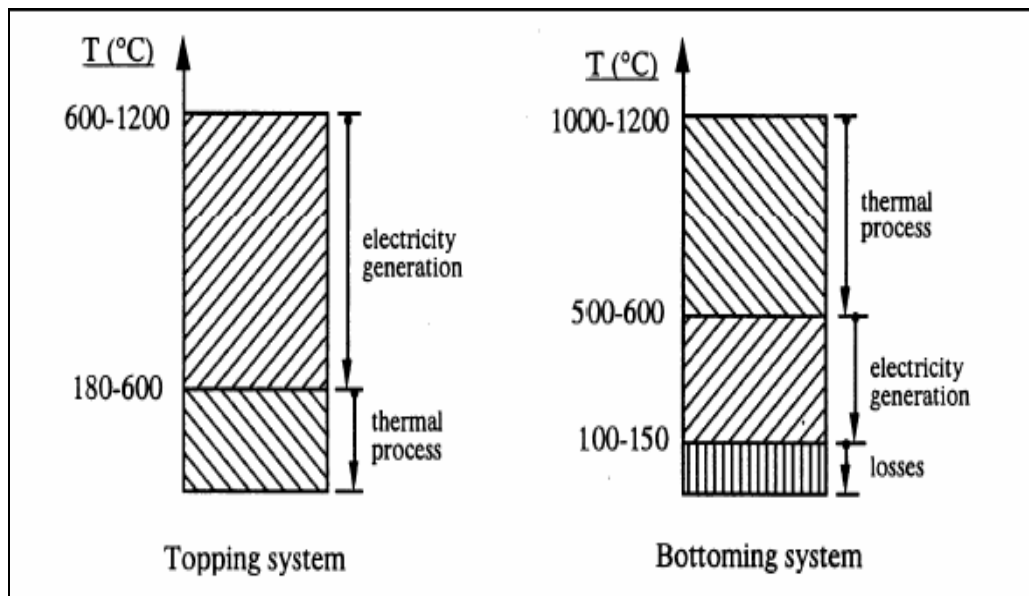


Figura 23 – Intervalos de temperatura de funcionamento do “topping system” e “bottoming system”, (Silva, *et al.*, 2002)

Uma classificação alternativa pode ser apontada em função do tipo de tecnologia utilizada, conforme se descreve a seguir (Artigo 3.º da Directiva 2004/8/CEE):

- Turbinas de gás em ciclo combinado com recuperação de calor;

- Turbinas a vapor de contra-pressão;
- Turbinas de condensação com extracção de vapor;
- Turbinas de gás com recuperação de calor;
- Motores de combustão interna;
- Micro turbinas;
- Motores Stirling;
- Células de combustível;
- Motores a vapor;
- Ciclo orgânico de Rankine (ORC).

3.6 – COGERAÇÃO NO SECTOR TERCIÁRIO

No Sector Terciário a cogeração/trigeração já provou ser uma solução adequada para uma vasta gama de tipos de edifícios, nomeadamente hotéis, hospitais, centros de lazer e piscinas, escolas/*campus* universitários, aeroportos, hipermercados e grandes centros comerciais.

As vantagens específicas, sob o ponto de vista do cliente (figura 24), são:

- **Economias de energia primária:** A implementação bem sucedida de cogeração e trigeração conduz a uma redução do consumo de combustível em aproximadamente 25% comparativamente à produção convencional de energia eléctrica.
- **Redução de emissões poluentes:** A redução da poluição atmosférica segue a mesma proporção. Com a utilização de gás natural em vez de combustíveis derivados do petróleo ou carvão, as emissões de SO₂ e partículas são eliminadas.
- **Benefícios económicos:** As vantagens para o utilizador final também são económicas. Os custos energéticos das instalações de trigeração são menores do que os das instalações “convencionais”. A título indicativo pode dizer-se que a redução de preços é da ordem dos 20-30%. A trigeração é usada para compensar o défice de calor no Verão, pois permite com o “calor” produzir “frio”, mais necessário nesta época do ano. Esta é a razão e não tanto por questões económicas.

- **Aumento da fiabilidade do aprovisionamento energético:** Pequenas centrais de cogeração, de energia eléctrica e calor, ligadas à rede eléctrica, garantem uma operação ininterrupta da instalação, no caso de falha do funcionamento da central ou do abastecimento da rede. Ao nível nacional favorecem a produção descentralizada, reduzindo a necessidade de grandes centrais termoeléctricas. Contribuem também para o aumento do emprego a nível local.
- **Aumento de estabilidade do sistema eléctrico:** As unidades de trigeriação proporcionam um alívio significativo às redes dos sistemas eléctrico durante os meses quentes de verão (Brandão, 2004).



Figura 24 – Ponto de vista do cliente (Brandão, 2004).

3.7 – TECNOLOGIAS DE COGERAÇÃO

Presentemente, as tecnologias mais importantes disponíveis no mercado para cogeração são:

- Turbina de Gás (ciclo de Brayton);
- Turbina de Vapor (ciclo de Rankine);

- Ciclo Combinado;
- Motor alternativo de Combustão Interna (ciclo Diesel ou Otto);
- Pilhas de Combustível;
- Micro turbinas;

As primeiras quatro tecnologias supramencionadas, usando turbinas ou motores alternativos de combustão interna têm sido aplicadas adequadamente em instalações de cogeração nas últimas décadas. As tecnologias de pilhas de combustível e micro turbinas estão ainda numa fase de desenvolvimento e início de comercialização. Todas estas máquinas motrizes e sistemas têm sido continuamente desenvolvidas e produzidas por empresas Europeias durante muitas décadas.

Para trigeração, os tipos vulgarmente mais aplicados são os motores de combustão interna, muitas das vezes em grupos de mais do que um para fazer face à variação de cargas. As turbinas de gás são utilizadas em grandes complexos de edifícios tais como hospitais ou redes urbanas de calor e frio. As turbinas de vapor são menos utilizadas no sector terciário, devido à relação entre os consumos de energia térmica e de energia eléctrica típicos neste sector.

Uma última tecnologia, sob intensa investigação durante os anos mais recentes, é relativa a micro turbinas. Uma notável investigação tem tido lugar principalmente nos E.U.A., para o desenvolvimento de tais turbinas, dando ênfase à sua aplicação em veículos e em instalações de cogeração. Como seria de esperar neste estágio, o rendimento é baixo e o preço elevado. A U.E. não tem empreendido investigação significativa no desenvolvimento desta tecnologia.

3.7.1 - – Definições de algumas tecnologias de cogeração

- **Motores de combustão interna** – são uma tecnologia em grau avançado de desenvolvimento, disponível numa ampla gama de potências, permitindo atingir eficiências de produção de energia eléctrica de cerca de 40%.
- **Motores a vapor** – são uma tecnologia demonstrada a nível industrial, com reduzidos custos de manutenção. Dado que são produzidos em número reduzido, têm custos de investimento relativamente elevados. O mercado principal para os motores a vapor é a produção combinada de calor e de electricidade em pequena es

- **Motores Stirling** – estes motores estão agora a atingir o estatuto de tecnologia comercial, muito embora diversas empresas e investigadores estejam ainda a trabalhar no seu desenvolvimento. Os motores Stirling apresentam algumas vantagens para situações de pequena escala, nomeadamente uma eficiência razoável (até 30%), baixos níveis de ruído, reduzida manutenção e um tempo de vida potencialmente longo. Podem ser acoplados a sistemas de combustão ou gasificação ou a qualquer outra fonte de calor. Prevê-se que o preço de venda dos motores Stirling venha a decrescer consideravelmente durante os próximos anos logo que passem a ser produzidos em maior número.
- **Turbinas a gás** – podem ser de alimentação directa ou indirecta. As turbinas a gás de alimentação indirecta são já uma tecnologia madura mas, para o caso específico da biomassa, requerem um sistema de permuta térmica especificamente projectado, o qual é bastante dispendioso e necessita ainda de extensa investigação. A eficiência desta solução situa-se na ordem dos 20% a 24%. As turbinas a gás pressurizado alimentadas directamente a partir de sistemas de gasificação que utilizam biomassa como combustível, estão ainda em fase de investigação. No entanto, representam já um forte potencial, muito embora apenas para a gama de 5 a 20 MWe.
- **Turbina a vapor** – esta tecnologia é utilizada principalmente em centrais de produção de energia eléctrica de grande dimensão e em instalações de cogeração com capacidades superiores a 10 MW. Nessa escala, é uma tecnologia madura e amplamente utilizada em todo o mundo. Para aplicações de pequena escala, a realidade é outra e as turbinas a vapor são menos adequadas em virtude da sua eficiência mais baixa, fraco desempenho a carga parcial e custos de investimento relativamente elevados quando comparado com escalas superiores.
- **Micro turbinas** – é uma tecnologia relativamente nova. São compactas e leves e têm baixos níveis de ruído. Estão em desenvolvimento diversos sistemas de micro turbinas alimentadas por um gaseificador de biomassa, na escala de 25 a 250 kWe. É expectável que durante os próximos anos se verifique uma redução dos custos de investimento destes equipamentos, em consequência do seu desenvolvimento comercial.

- **Pilhas de combustível** – Uma pilha de combustível são um dispositivo electromecânico, que converte a energia química do combustível directamente em energia eléctrica, sem estágios intermédios de combustão e produção de energia mecânica.

Uma célula de combustível pode converter mais do que 90% da energia contida num combustível em energia eléctrica e calor.

Em termos históricos pode-se dizer que no ano de 1996, as células de combustível com ácido fosfórico apresentavam uma eficiência de conversão eléctrica de 42%, com uma elevada produção de calor.

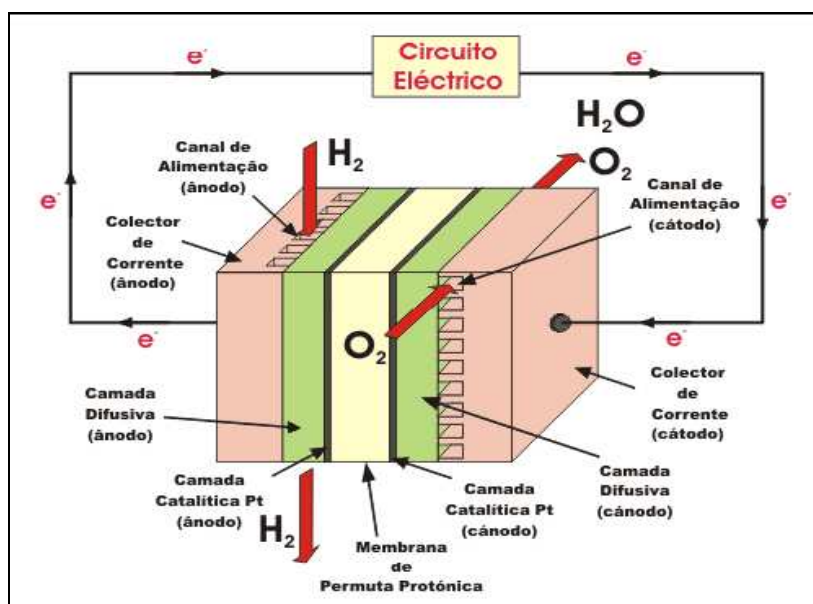


Figura 25 – Esquema típico de representação de uma célula de combustível (Brandão, 2004)

Todas as células de combustível são constituídas por dois eléctrodos (figura 25), um positivo e outro negativo, designados por, cátodo e ânodo, respectivamente. Igualmente, todas as células têm um electrólito, que tem a função de transportar os iões produzidos no ânodo, ou no cátodo, para o eléctrodo contrário, e um catalisador, que acelera as reacções electroquímicas nos eléctrodos.

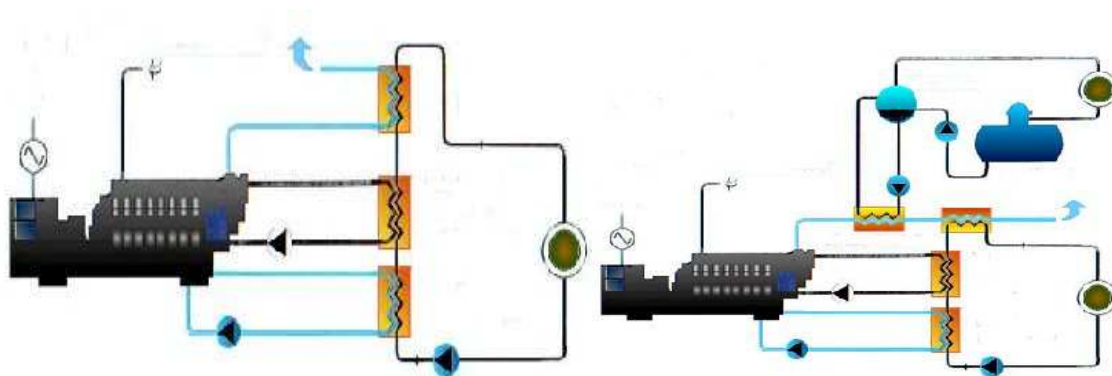
As pilhas de combustível são ideais para operação no sector terciário, devido ao seu funcionamento eficiente e silencioso. Actualmente o seu custo de produção é demasiado elevado para permitir a sua penetração no mercado, o que espera que venha a ocorrer dentro

de poucos anos. A outra vantagem fundamental deste sistema, na verdade, reside nos subprodutos da operação, nomeadamente o hidrogénio. Este pode ser utilizado como meio de armazenamento de energia, criando um tampão entre as necessidades energéticas e a produção.

Isto é extremamente importante para o aumento do rendimento global (e do factor de utilização) da instalação de cogeração/trigeração.

3.7.2 – Cogeração com caldeira e turbina a vapor

A produção de energia eléctrica pode ser obtida através de turbina a gás, turbina a vapor (de contra-pressão ou de condensação) ou motores. A configuração destas centrais pode ser portanto de diferentes tipos. No caso de turbinas de contra-pressão, não existe, imediatamente após a turbina, o condensador ao contrário do que acontece nas centrais clássicas a vapor (figura 26).



Produção de electricidade e águas quentes

Produção de electricidade, águas quentes e vapor de processo

Figura 26 – Sistemas com turbinas de contra-pressão e turbinas de condensação (Roriz, 2006)

3.7.2.1 – Caldeiras a vapor

As caldeiras dependem das características dos combustíveis e dos valores de pressão, temperatura e exaustão do vapor requeridos.

As caldeiras podem ser classificadas em vários tipos:

- Quanto ao tipo de circulação do fluido térmico de trabalho; circulação natural e circulação assistida. A definição de cada um destes tipos, com suas vantagens e desvantagens, dependerá da pressão e de caudal de vapor dentro dos tubos da fornalha.
- Quanto ao tipo de caminho do fluxo dos gases da combustão: passo único, dois passos, três passos e passos divididos.
- Quanto ao tipo de combustão do combustível: combustão com queimador, combustão em leito fluidizado e combustão em grelha. As combustões em leito fluidizado ou em grelhas são utilizadas para combustíveis sólidos, enquanto a combustão com queimador pode ser empregada para combustível sólido pulverizado, combustível líquido e combustível gasoso. A definição do tipo de combustão depende da capacidade de evaporação da fornalha (Santos, 1998).

Caldeiras de tubos de fumo

Água no exterior dos tubos onde passam os gases.

Estas caldeiras, de chapa muito espessa, precisam de uma grande massa de água com a desvantagem de não permitir altas pressões e arranques demorados.

Caldeiras de tubos de água

A água circula em tubos e os gases circulam no exterior destes tubos (figura 27).



Figura 27 – Módulo de uma caldeira (PROTER, 2006)

São utilizadas para altas pressões, pois a espessura é distribuída pelos tubos.

Estas caldeiras têm arranques rápidos.

Não se descreverem todos os tipos de caldeiras, mas aqueles que se poderão empregar na combustão do bagaço de azeitona extractado juntamente com as folhas de limpeza da azeitona:

- Caldeira de convecção natural;
- Caldeira de leito fluidizado.

A caldeira de circulação natural e combustão em leito fluidizado, por ser o indicado para a queima de combustível sólido, como a biomassa.

Nas caldeiras de circulação natural o fluido térmico (mistura de água e vapor) dentro dos tubos da fornalha circula em movimento ascendente desde o fundo da fornalha até ao tambor da caldeira, e desce pelo tubo de descida externo à fornalha até ao fundo, fazendo este circuito com várias circulações para produzir vapor saturado dentro do tambor da caldeira.

No interior do tambor há uma série de ciclones separadores, onde o vapor saturado húmido deixa pequenas gotas de água que se acumulam no fundo do tambor, enquanto o vapor sem humidade sai pela parte de cima do tambor para o super-aquecedor.

A circulação natural da água entre o tambor e a fornalha ocorre pela diferença de densidade entre a mistura de água e vapor no interior das paredes da fornalha e a densidade da água no tubo de descida.

As **vantagens das caldeiras** de circulação natural são:

- Fiabilidade operacional em termos de controlo de nível do barrilete;
- Do caudal de vapor e da combustão;
- Menor custo de operação e de manutenção, pois não tem bomba de circulação.

As **principais desvantagens** são:

- Necessidade do barrilete de grande espessura e dimensões para suportar a pressão da caldeira;
- O volume de vapor e de água;
- Arranque demorado (1/2 a 1 hora) (Santos, 1998).

A combustão em leito fluidizado é indicada para queima de combustível sólido, como carvão, madeira ou biomassa. Neste tipo de combustão existe o fluxo de ar ascendente forçado pelo ventilador através dos bocais de ar, instalados no fundo da fornalha.

Este fluxo de ar controlado mantém em suspensão os briquetes de carvão (por exemplo), admitidos na caldeira, fazendo a agitação e a circulação como se fosse um fluido denso em ebulição.

O carvão é introduzido no leito da fornalha através de meios mecânicos (lançadores de briquetes, transportadores helicoidais) ou de meios pneumáticos.

As superfícies de troca térmica ficam instaladas na região dentro do leito e aproveitam a energia térmica aí produzida.

As vantagens da queima em leito fluidizado são:

- Alta taxa de transferência de calor;
- Grande isothermicidade do leito;
- Baixa temperatura do leito (800° a 900° C);
- Grande tolerância a materiais inertes;
- Alta flexibilidade operacional a combustível sólido;

- Baixo excesso de ar (10% a 15%);
- Alta eficiência da combustão (90% a 95%);
- Fácil remoção das cinzas;
- Reduzida emissão de óxido de azoto e de enxofre.

Esta tecnologia está disponível para unidades de pequena potência até grande potência 250 MW (Santos, 1998).

Os sistemas de combustão de biomassa em caldeira para produção de vapor podem ser:

- Sistemas de grelha;
- Sistemas de leito fluidizado;
- Sistemas especiais e de co-combustão com outros combustíveis.

A potência térmica destes sistemas de combustão de biomassa situa-se no intervalo de 5 a 100 MW. A pressão do vapor gerado vai até aos 70 bares, com uma temperatura entre 200°C a 500°C. A água é pré-aquecida antes de entrar na caldeira e deve fazer-se, pelo menos, a 105 °C para permitir a desgasificação no chamado desgasificador. Os sistemas de grelha são bastante comuns para potências elevadas.

Geralmente são sistemas de grelha inclinada ou horizontal, fixa ou móvel, que são projectados no sentido de facilitar a remoção das cinzas. Alguns sistemas deste género dispõem de uma mecanismo de arrefecimento da grelha com ar ou água, o que permite a obtenção de uma maior potência térmica.

O combustível é alimentado por cima da grelha e o ar entra pela parte inferior da mesma. Este tipo de sistema de combustão tem como vantagens suportar tanto um elevado teor de humidade como um alto teor de cinza no combustível e permitir a utilização de uma mistura de combustível de características relativamente variáveis.

Os sistemas de leito fluidizado (figura 28) podem ser de dois tipos:

- Leito fluidizado borbulhante (BFB);
- Leito fluidizado circulante (CFB).

Numa caldeira de leito fluidizado, o combustível é alimentado a um leito sólido que foi fluidizado, ou seja, foi feito suspender sobre uma placa de distribuição de ar ou gás.

A quantidade de material do leito representa geralmente entre 1 e 5% da totalidade do material presente na câmara de combustão. A elevada capacidade térmica do material do leito permite estabilizar o processo de combustão.

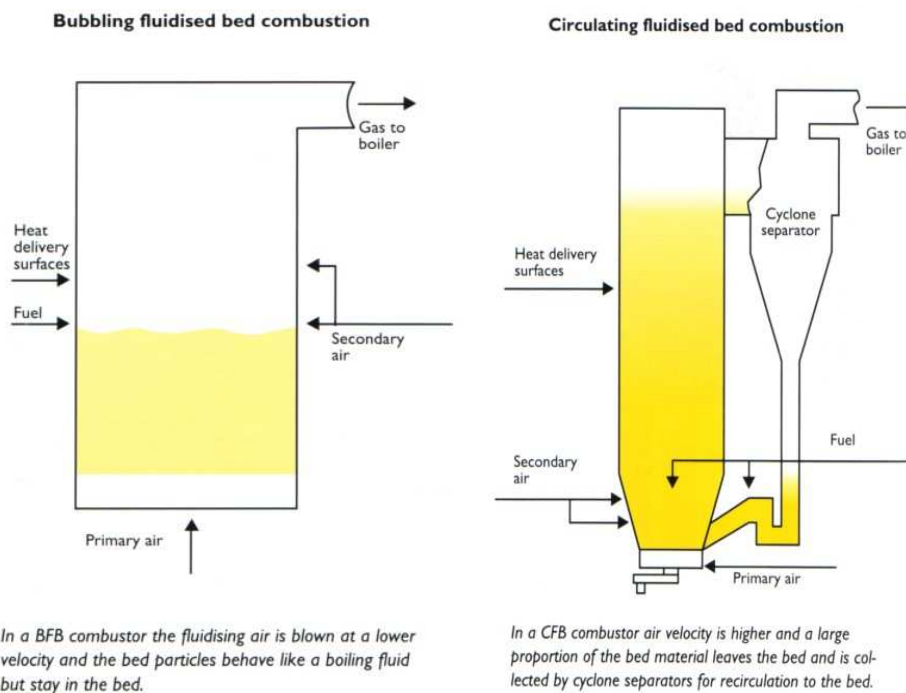


Figura 28 – Esquema dos sistemas de leito fluidizado borbulhante e circulante (Kinnunen, 2003)

A principal diferença entre o BFB e o CFB é a velocidade com que o ar ou gás é injectado no leito.

Num sistema BFB a velocidade com que o ar é injectado no leito é inferior e as partículas do leito comportam-se como um fluido fervente, embora permaneçam no leito.

No caso do CFB, a velocidade do ar injectado é superior e parte do material é arrastado com os produtos de combustão, sendo posteriormente separado através de ciclones e recirculado para o leito.

O CFB é mais sofisticado e, por isso, mais caro que o BFB, embora assegure um controlo mais eficiente das emissões. A tecnologia de leito fluidizado pode ser aplicada a uma ampla variedade de combustíveis, desde os muito húmidos (cascas, lamas) até aos combustíveis fósseis convencionais. A eficiência do sistema de combustão pode atingir valores na ordem dos 90%, mesmo com combustíveis de queima mais difícil.

3.7.2.2 - Turbina de Vapor

Um sistema baseado em turbinas a vapor é constituído por três componentes principais:

- Uma fonte de calor;
- Uma turbina de vapor;
- Uma área de transferência de calor.

Este sistema opera segundo o *Ciclo de Rankine*, quer na sua forma básica ou em versões melhoradas.

As condições de operação podem variar numa larga gama. Para aplicações de cogeração, a pressão de vapor pode variar desde alguns bars (40) até 100 bars, a temperatura de vapor pode variar desde alguns graus (300) de calor sobreaquecido até 450° C e a potência de saída varia entre valores de 0,5 – 100 MW, apesar de ser possível atingir valores mais elevados.

Este tipo de sistema possui uma elevada fiabilidade e um longo ciclo de vida (25 a 35 anos). No entanto é de referir que o período de instalação pode ser desde 12 a 18 meses para unidades pequenas até 3 anos para unidades grandes (Silva *et al.*, 2002).

O funcionamento deste sistema, começa com o pré-aquecimento da água, no pré-aquecedor e desgaseificador, antes da entrada na caldeira, onde se processa a mudança de fase água/vapor a alta pressão. O vapor sobreaquecido é expandido numa turbina produzindo assim trabalho útil.

De seguida esta água vai ao desgaseificador onde é aquecida a pelo menos 105 °C e daí é bombeada (à pressão que se pretende o vapor) para a caldeira, onde a energia extraída do combustível usado é absorvida pela água fazendo com que esta atinja temperaturas suficientes para produzir vapor sobreaquecido. Este vapor de água entra na turbina, onde sofre uma expansão, que faz com que a energia do vapor se transforme em energia mecânica, através da rotação da turbina, produzindo assim trabalho útil. Depois de produzir trabalho na turbina, o vapor já a uma pressão inferior, normalmente inferior à atmosférica, denominado de vapor de exaustão, dirige-se para a etapa seguinte, que consiste num condensador (figura 29). Neste condensador o vapor é condensado, transformando-se uma vez mais em água, que retorna ao princípio do ciclo (Brandão, 2004).

No caso de a turbina ter uma ou mais extracções de vapor, antes da exaustão para o condensador, estamos em presença de um sistema de cogeração. Neste caso o condensador é chamado de *balanço* e serve para absorver as variações de carga no processo, mantendo a produção de energia eléctrica constante.

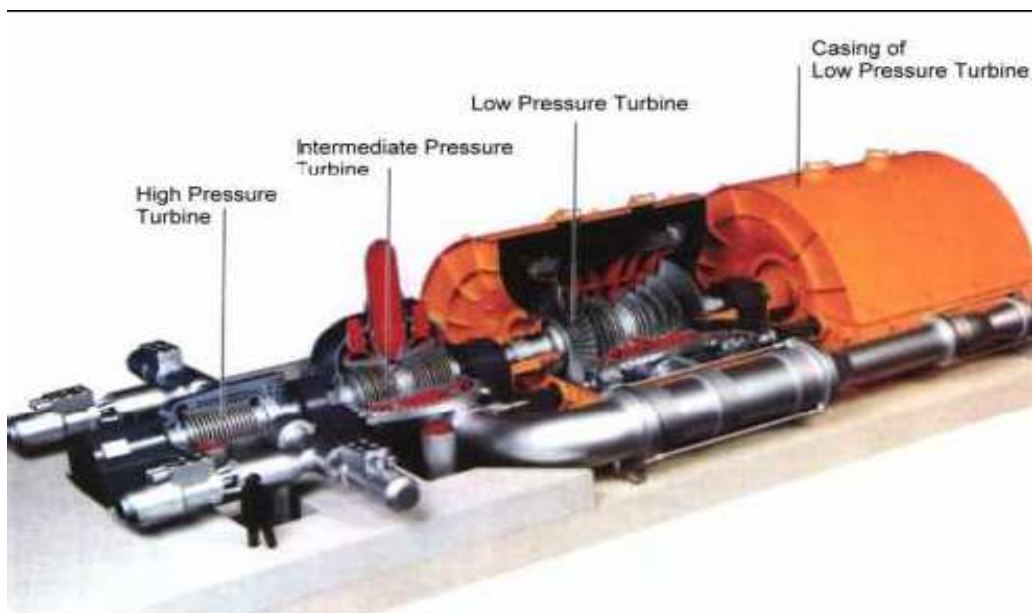


Figura 29 – Módulo de uma Turbina a Vapor (Brandão, 2004)

As turbinas a vapor, podem dividir-se em dois grandes grupos, consoante a pressão de saída do vapor, turbinas de condensação e turbinas de contra-pressão.

As turbinas de condensação são turbinas onde a pressão de saída do vapor é normalmente menor que a atmosférica, sendo neste caso necessário utilização de um condensador. As

turbinas de contra-pressão, basicamente são turbinas onde a pressão do vapor de saída é superior à pressão atmosférica.

Estas duas situações podem coexistir, onde o condensador é chamado de *condensador de balanço*.

O emprego de turbinas a vapor é a opção tecnológica mais difundida em indústrias e em sistemas de rede de calor. O vapor na faixa de 20 a 100 bar, produzido em caldeiras, é utilizado no accionamento de turbinas a vapor para geração de potência. O vapor de escape ou de extracção, na faixa de 2 a 20 bar, é empregado como calor de processo.

A cogeração com turbinas a vapor tem-se difundido principalmente na produção centralizada de energia eléctrica nas grandes instalações (acima dos 20MW), e em indústrias onde são indispensáveis elevadas quantidades de vapor para o processo, entre as quais se destacam as indústrias de pasta de papel, refinação de petróleo e de química pesada.

A grande difusão dos sistemas de cogeração com turbinas a vapor pode ser parcialmente atribuída às vantagens da longa vida útil e como já referido, uma das grandes vantagens é que para ter vapor saturado já se produzir 80% da energia de vapor necessária a um sistema de cogeração com vapor sobreaquecido à adequação desses equipamentos ao uso de uma grande variedade de combustíveis. Estes podem ir desde o carvão, até a recursos florestais (madeira, etc.), incluindo também o fuelóleo e o gás natural.

Os sistemas de cogeração com turbina a vapor são de uma forma geral constituídos por cinco grandes módulos:

- Pré-aquecedor/desgaseificador (onde a água é pré-aquecida);
- Caldeira;
- Turbina;
- Condensador;
- Gerador.

Uma das particularidades deste método é o facto de ser possível usar como fonte de energia para produzir vapor, o calor residual de algum outro processo ou equipamento, através de permuta de calor (Brandão, 2004).

Uma característica importante destes sistemas de cogeração consiste na sua capacidade de utilizar qualquer combustível, resíduos industriais, como o bagaço de cana, até combustíveis mais nobres, como o gás natural.

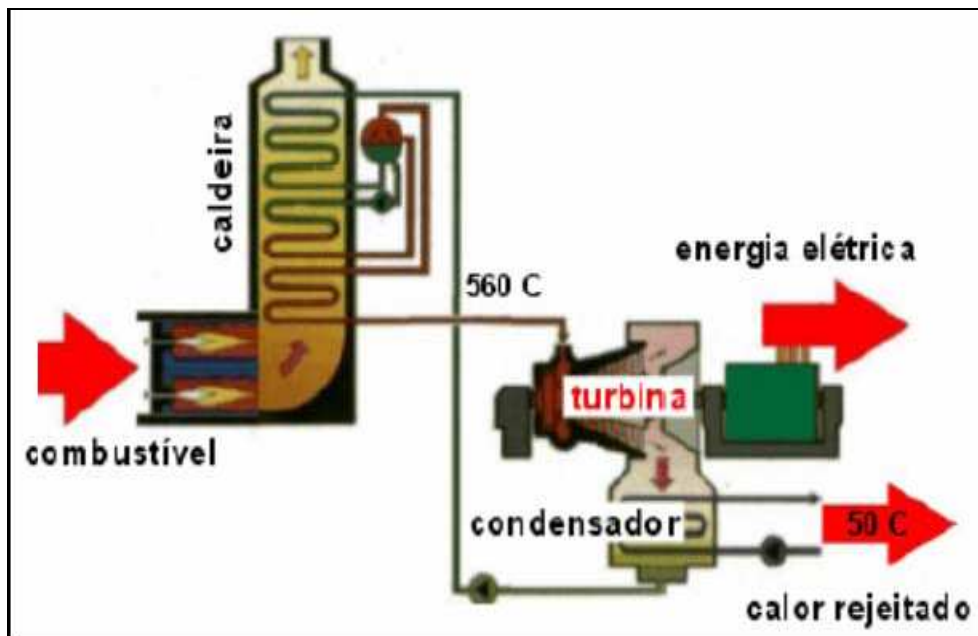


Figura 30 – Funcionamento base do sistema de cogeração com turbina a vapor (Brandão, 2004).

Outro aspecto positivo desta tecnologia é o facto de o vapor ser largamente empregue como vector energético para aquecimento em processos industriais, disponível no das extracções das turbinas (Lora *et al.*, 2004).

O princípio de funcionamento de um sistema com turbina de vapor está esquematizado na figura 31.

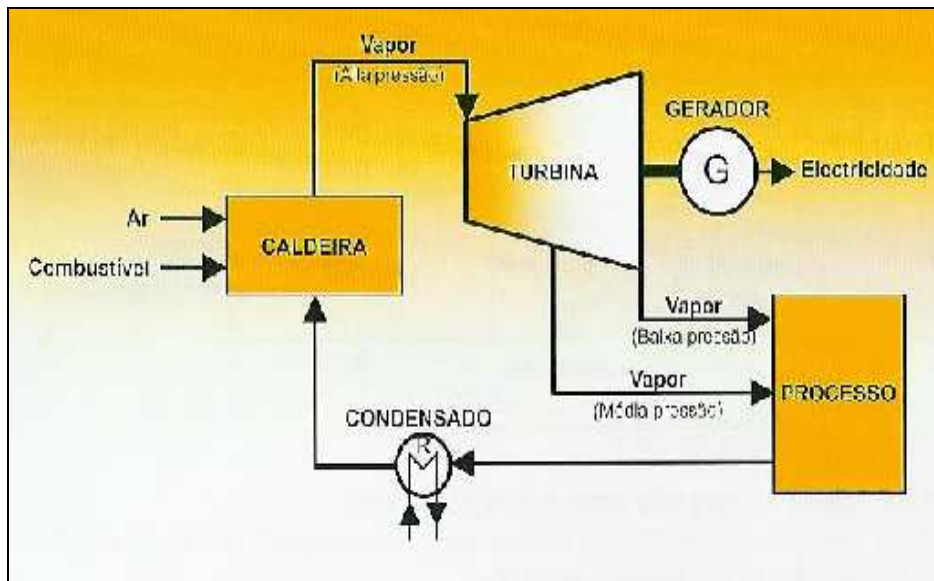


Figura 31 – Vapor num sistema de turbina a vapor (INETI/ITE, 2002).

Para a produção combinada de calor e de electricidade a partir do vapor gerado pela caldeira, são geralmente utilizados dois tipos de sistemas:

- **Turbinas de contra-pressão** (figura 32), nas quais a turbina descarrega para o condensador a uma pressão superior à pressão atmosférica.

Nas turbinas de contra-pressão, o fluxo de vapor extraído, que abandona a turbina, é enviado directamente para o processo industrial em condições próximas das requeridas.

O termo contra-pressão refere-se ao facto de o vapor ser rejeitado a pressões superiores à da pressão atmosférica. A utilização do vapor a uma pressão relativamente elevada prejudica sensivelmente o rendimento eléctrico, mas melhora o rendimento térmico global. (Castro, 2006).

Neste tipo de equipamentos a eficiência global pode atingir os 90%. O rendimento em energia mecânica é baixo e em energia térmica elevado, cerca de 15% e 75%, respectivamente (INETI/ITE, 2002).

Este tipo de configuração apresenta as seguintes vantagens e desvantagens:

Vantagens:

- Configuração simples com poucos componentes;
- São evitados os custos relacionados com estágios a baixa pressão na turbina;
- Custo de capital baixo;
- Necessidades reduzidas ou inexistentes de água de refrigeração;
- Elevada eficiência global devido à inexistência de rejeição de calor para o meio ambiente através do condensador.

Desvantagens:

- A turbina a vapor é maior para a mesma potência de saída, pois a diferença entálpica disponível é inferior ao de uma turbina de condensação;
- O caudal de vapor através da turbina depende do processo, ou seja, a electricidade gerada pelo vapor é controlada pelo processo, o que resulta na pouca flexibilidade do sistema (Castro, 2006).

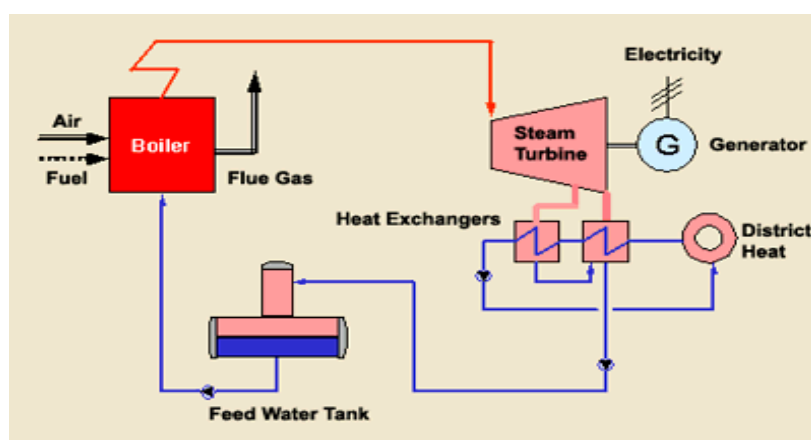


Figura 32 – Esquema de uma unidade de cogeração com turbina de vapor de contra-pressão (OPET CHP TECHNOLOGIES, 2000)

- **Turbinas de extracção-condensação** (figura 33), em que parte do vapor é removido através de extracções durante a fase de expansão na turbina, para utilizações térmicas ou outras. Nas turbinas ditas de condensação, parte do vapor é extraído às pressões desejadas durante a fase de expansão, enquanto o restante continua expandindo-se até condensação, gerando energia adicional.

As turbinas de extracção-condensação apresentam eficiências de conversão de energia primária no combustível variáveis com a percentagem de caudal de vapor enviado para o condensador. Estes sistemas são utilizados para responder a processos com grande variação de carga térmica e, portanto, de caudais de vapor, mantendo a caldeira à carga nominal.

Neste caso, a relação electricidade / calor é mais alta e o ciclo global de cogeração tem menor eficiência. Entretanto, por serem mais flexíveis e produzirem mais electricidade, as turbinas de extracção-condensação são escolhidas em determinadas aplicações (Gasnet, 2005), nomeadamente nos casos onde os processos associados têm variações de carga térmica significativas.

Comparado com o sistema de turbinas de contra-pressão (figura 32), este sistema possui um custo de capital mais elevado e uma eficiência global inferior, mas tem a vantagem de controlar a carga térmica, pela regulação do caudal de vapor através do condensador.

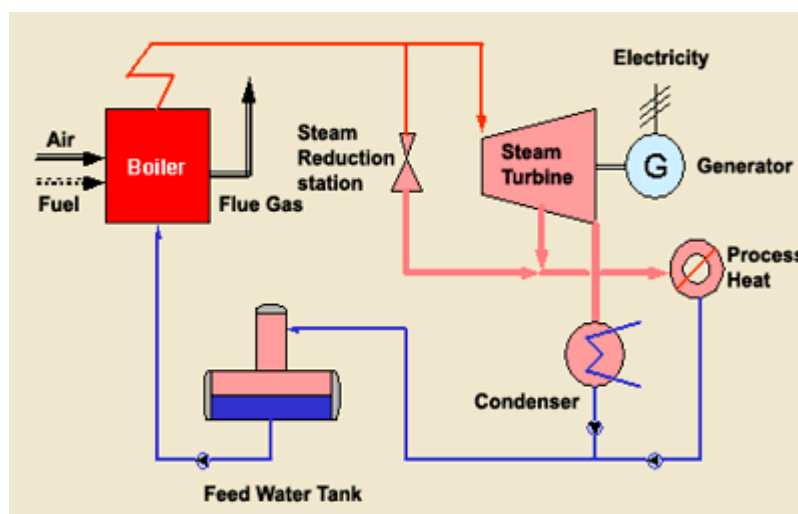


Figura 33 – Esquema de uma unidade de cogeração com turbina de vapor de extracção-condensação (OPET CHP TECHNOLOGIES, 2000).

De modo geral, as turbinas a vapor apresentam as seguintes características:

- São especialmente adequadas para instalações de porte, com queima de carvão, óleo combustível pesado ou resíduos industriais, como o bagaço de azeitona;
- Apesar de terem uma eficiência térmica relativamente baixa, tem a vantagem de responder às exigências e energia térmica dos processos associados;
- O custo por kW é alto, e o tempo de instalação longo;
- A relação electricidade/calor é variável ao longo de uma ampla faixa, o que dá flexibilidade à operação;
- Podem exigir grandes áreas de implantação e quantidades significativas de água de refrigeração;
- Têm alta disponibilidade.

A configuração das centrais com turbinas pode ser portanto de diferentes tipos.

No caso das centrais com turbinas de contra-pressão (figura 34), não existe imediatamente após a turbina, o condensador ao contrário do que acontece nas centrais clássicas a vapor (figura 35).

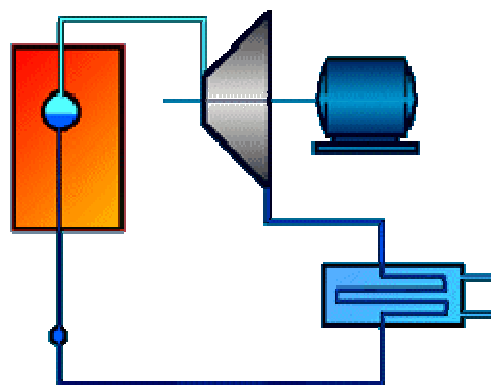


Figura 34 – Sistema de cogeração com turbina a vapor “contra-pressão” (Roriz, 2006).

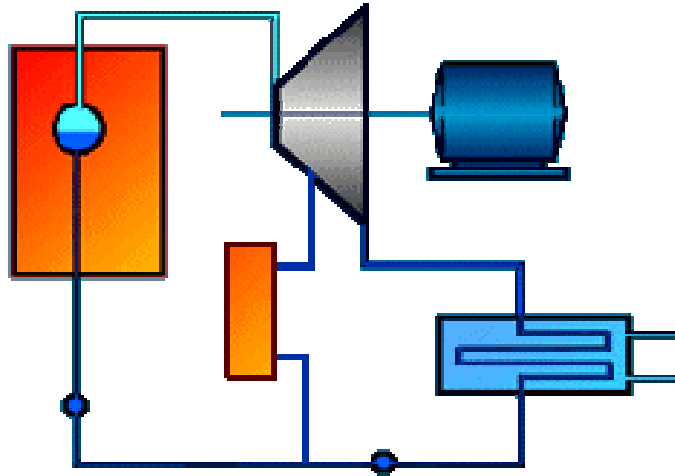


Figura 35 – Sistema de cogeração com turbina a vapor de condensação (Roriz, 2006)

Na figura 36 são apresentadas duas instalações com turbinas a vapor: uma operando como uma central de geração eléctrica e a outra operando num sistema de cogeração.

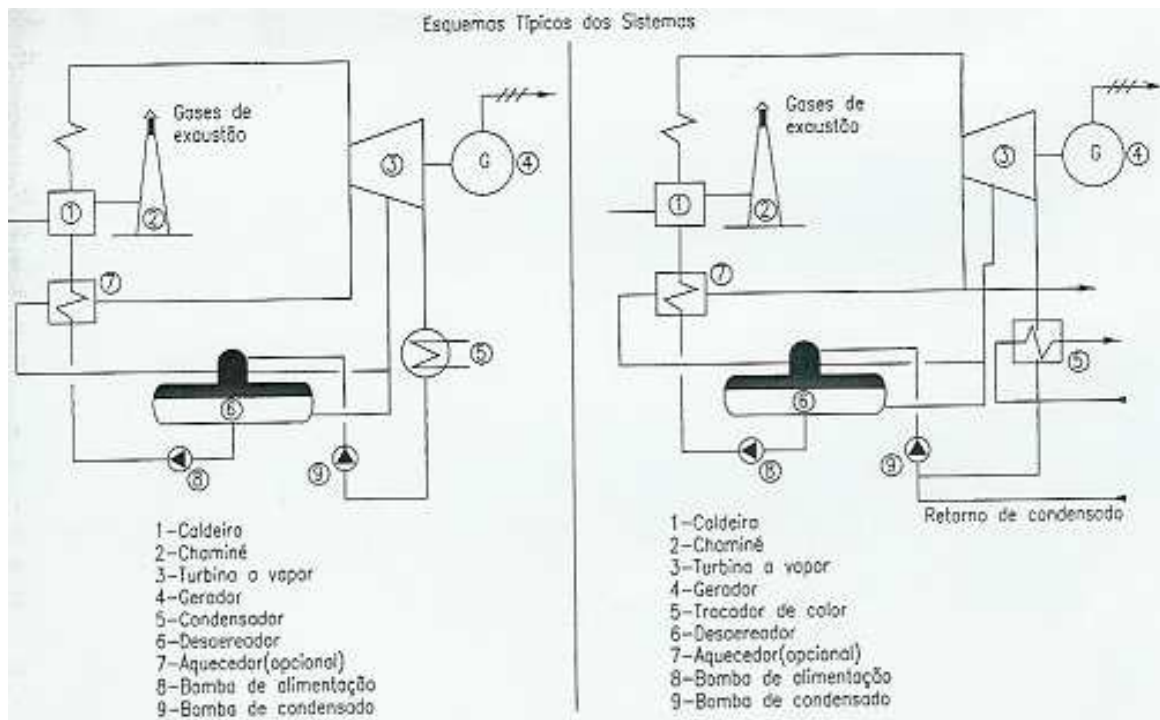


Figura 36 – Esquema de uma turbina a vapor operando sem cogeração e uma outra num sistema de cogeração (Schmitz e Koch, 1996, cit. em Lora, 2004).

O balanço térmico correspondente é apresentado na figura 37.

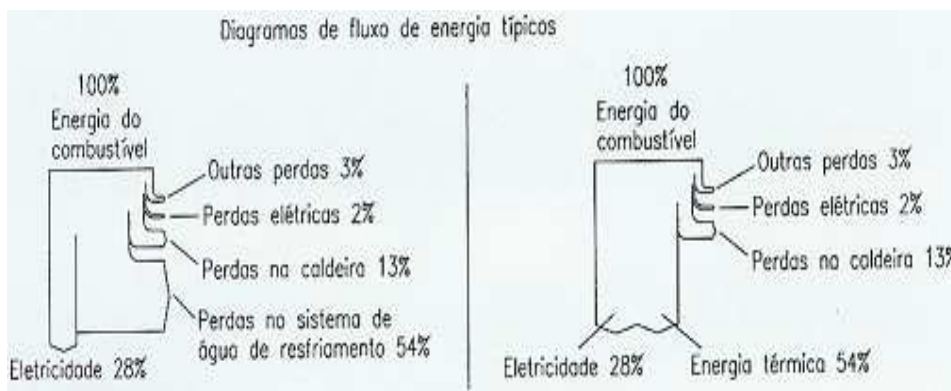


Figura 37 – Balanço térmico típico de uma turbina a vapor operando sem cogeração e uma outra num sistema de cogeração industrial (modificado de Schmitz e Koch, 1996, cit. em Lora, E., 2004).

Neste caso, para uma mesma quantidade de combustível fornecida, o primeiro sistema consegue uma eficiência de 28%, o que resulta num total de perdas de 72%.

Ao utilizar o vapor de escape da turbina, a eficiência eléctrica pode-se reduzir um pouco, assumida neste caso em 20%, mas as perdas totais reduzem-se a 18%, devido à utilização do vapor de escape num processo industrial, totalizando uma eficiência global de 82%.

3.7.2.3 – Vantagens e desvantagens da turbina a vapor

De seguida são discriminadas, as principais vantagens e desvantagens da Cogeração com Turbinas a Vapor:

Tabela 13 – Vantagens e desvantagens da turbina a vapor (Azevedo, J., 2001 e INETI/ITE, 2002).

| VANTAGENS | DESVANTAGENS |
|---|--|
| Tempo de vida útil | Investimento inicial elevado |
| Equipamento seguro | Arranque lento |
| Não necessita de vigilância constante | Problemas de controlo de emissão de poluentes |
| Eficiência global elevada | Reduzido número de aplicações |
| Capacidade de fornecer vapor e/ou Pressão atmosférica | Baixo rendimento eléctrico |
| Trabalham durante longos períodos de tempo (mais de 4000 horas) sem necessidade de paragens para manutenção | Dependência de um tipo de combustível no dimensionamento, ou seja só pode usar o combustível idêntico aquele para que foi projectado o sistema |

3.7.3 – Cogeração com turbinas a gás

Basicamente uma *turbina a gás* consiste em um tipo de motor térmico onde é produzido trabalho a partir de um fluxo contínuo de gases de combustão, provenientes da queima de um combustível.

Este sistema de *turbina a gás* é actualmente muito difundido nas instalações onde há necessidade de calor para o processo e de uma grande quantidade de electricidade numa relação próxima de 2.

O sistema de turbina a gás, tal como se pode verificar na figura 38, é constituído de uma forma geral pelos seguintes elementos (Brandão, 2004):

- Sistema de admissão de ar;
- Dispositivo de compressão do ar (compressor);
- Câmara de combustão;
- Turbina de expansão;
- Sistema de escape.

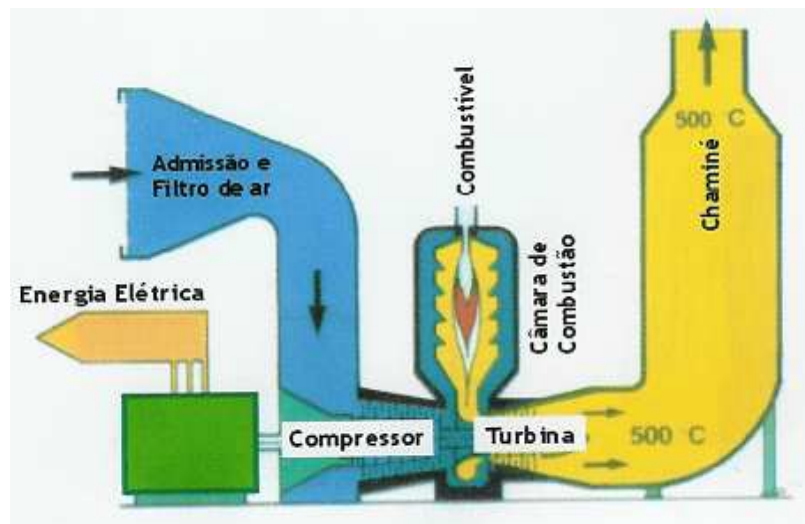


Figura 38 – Funcionamento típico dum sistema com turbina a gás (Brandão, 2004).

Ou de acordo com outros autores (Lora *et al.*, 2004) os elementos fundamentais que constituem uma turbina a gás são:

- O compressor;
- A câmara de combustão;
- A turbina propriamente dita.

Quanto ao funcionamento deste tipo de turbinas (figura 38) o ar atmosférico é continuamente comprimido pelo compressor a cerca de 7 bares antes de entrar na câmara de combustão. O ar comprimido entra na câmara de combustão (ou combustor), onde é realizada a queima, de que resulta um fluxo contínuo de gases a elevada temperatura (gases de combustão).

Os gases provenientes são expandidos na turbina para accionar, o compressor de ar e o dispositivo mecânico acoplado, que normalmente é um gerador eléctrico.

Estes gases de exaustão, devido ao facto de serem relativamente limpos e pouco húmidos, podem ainda ser aproveitados para processos de secagem industrial ou para a produção de vapor, destinado a processos industriais ou a alimentar *Chillers* de absorção.

As turbinas a gás, funcionando em cogeração, proporcionam uma eficiência global de aproximadamente 75%, sendo 30% relativa a energia mecânica e 45% referente à recuperação da energia dos gases de exaustão.

Com vista a maximizar a eficiência do sistema, o excesso de ar comprimido que não foi usado na combustão (ar que não chegou a ser misturado ao combustível) é normalmente usado no arrefecimento dos componentes das áreas quentes da turbina de gás. O fluxo de ar usado na refrigeração do sistema é misturado aos gases de combustão expandidos na turbina, sendo de seguida dirigidos para o sistema de exaustão.

Na figura 39 são apresentadas duas instalações com turbinas a gás: uma operando sem recuperação de calor de exaustão e a outra operando com recuperação, num sistema de cogeração.

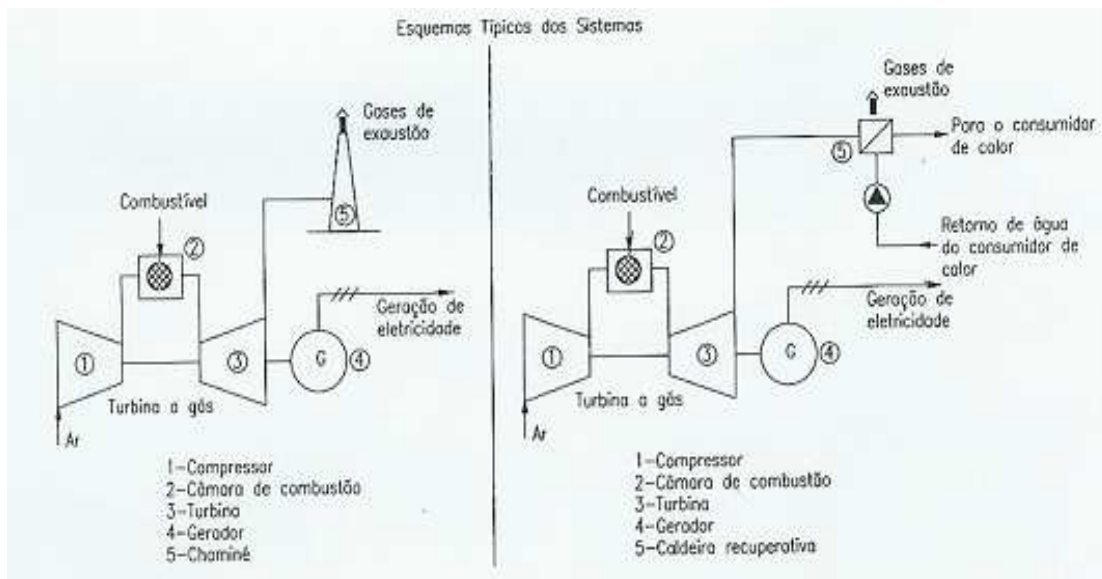


Figura 39 – Esquema de uma turbina a gás operando sem cogeração e uma outra num sistema de cogeração (Scmitz e Koch, 1996, cit. em Lora, 2004).

Um balanço térmico típico é apresentado na figura 39.

Note-se que para uma mesma quantidade de combustível fornecido, o primeiro sistema consegue uma eficiência de cerca de 25%, o que resulta num total de perdas de 80%. Ao utilizar o calor de escape da turbina, a eficiência eléctrica se mantém a mesma., enquanto que as perdas se reduzem a 20%, devido à recuperação de calor de exaustão, totalizando uma eficiência energética global de 80%. Desta forma, fica claro que os sistemas de cogeração apresentam uma eficiência na utilização mais elevada do combustível.

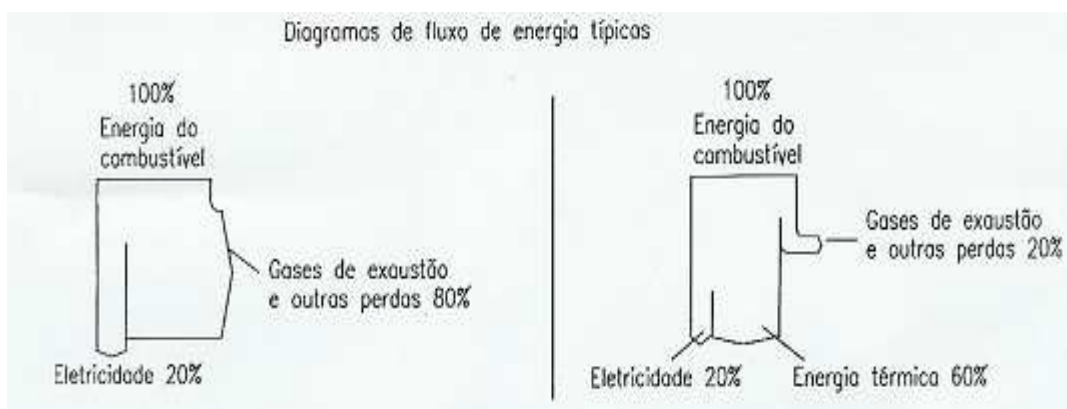


Figura 40 – Balanço térmico típico de uma turbina a gás operando sem cogeração e uma outra num sistema de cogeração (Scmitz e Koch, 1996, cit em Lora, 2004).

Os gases de escape da turbina podem ser aproveitados directamente para processos térmicos, ou de modo indirecto na produção de vapor de água, utilizando uma caldeira de recuperação, ou utilizando os gases como comburente nos queimadores de caldeiras convencionais.

A temperatura destes gases situa-se geralmente entre 450° e 650° C, com um conteúdo de oxigénio de 14% em volume. Algumas das possíveis aplicações em uso directo dos gases de escape de uma turbina a gás são secadores com atomização (argilas, leite e produtos químicos), secadores em estufas (placas de madeira, placas de gesso, produtos agrícolas e alimentares) e em fornos metalúrgicos de alívio de tensões e reahecimento.

O calor de escape é frequentemente utilizado para a produção de vapor, um vector energético de amplo uso na indústria. Para a sua produção podem ser empregadas caldeiras de recuperação ou podem modificar-se caldeiras convencionais. Porém, neste último caso, pode ocorrer uma sensível diminuição no rendimento global da instalação.

Nas caldeiras de recuperação, ao contrário das caldeiras convencionais, a transmissão de calor ocorre essencialmente por convecção, podendo ser construídas com 1, 2 ou 3 níveis de pressão. Geralmente a adopção de um número mais alto de níveis de pressão está associada a ganhos de desempenho, quando o uso posterior do vapor ocorre em ciclos com turbinas a vapor (Lora *et al.*, 2004).

A turbina a gás é mais complexa do que a turbina a vapor, embora o conjunto necessário para configurar o ciclo a vapor (caldeira, trocadores de calor, bombas, condensador, desaeradores, etc.) seja mais pesado e igualmente complexo (figura 41).

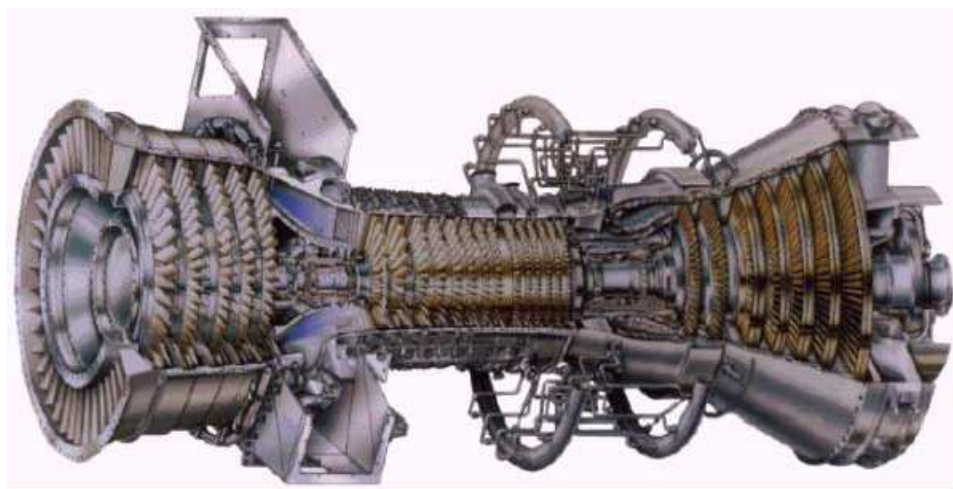


Figura 41 – Turbina a gás usada na cogeração (Brandão, 2004).

Por outro lado, o ciclo de vapor é uma tecnologia mais conhecida e bem dominada, com muitos fabricantes de equipamentos, particularmente na faixa de potência dos sistemas de cogeração. Existe uma ampla variedade de tipos e modelos de turbinas a vapor, com diversas opções quanto a número de estágios, sistemas de controlo e tecnologia de materiais de fabricação.

Das diversas aplicações das turbinas a gás podem-se destacar:

- Sector Alimentar;
- Sector Petroquímico;
- Sector Papeleiro;

3.7.3.1 – Vantagens e desvantagens da turbina a gás

Tabela 14 – Vantagens e desvantagens da turbina a gás (adaptado de Azevedo, 2001)

| VANTAGENS | DESVANTAGENS |
|--|---|
| Fácil manutenção implicando menores tempos de paragem | Utilização menos atractiva em processos com muita necessidade térmica |
| Arranque relativamente rápido (10 min.) | Tempo de vida útil relativamente curto |
| Grande fiabilidade e poluição ambiental | Limitação do tipo de combustível |
| Disponibiliza energia térmica a temperaturas elevadas (500 - 600 °C) | Ineficácia em processos com poucas necessidades térmicas |
| Unidades compactas e de pequeno peso. As turbinas a gás equivalem a geralmente 1/4 em peso e 1/7 em volume quando comparadas com os motores alternativos | Necessidade de uso de dispositivos anti-poeiras, anti-corrosão (em especial em casos de pausas de funcionamento prolongado) |
| Baixa poluição ambiental | |
| Baixo nível de vibrações | |
| Não necessitam de vigilância constante | |

3.7.4 – Cogeração de ciclo combinado

Com a evolução tecnológica dos sistemas energéticos, têm surgido sistemas cada vez mais fiáveis e eficientes.

Este melhoramento dos sistemas isolados, conduziu à introdução de um novo sistema de cogeração que se baseia na agregação de dois sistemas isolados num só sistema, permitindo assim aumentar o rendimento e eficácia global da cogeração.

Este novo tipo de cogeração, denominada de cogeração em ciclo combinado (figura 42) é constituído de uma forma geral por um sistema de cogeração com turbinas a gás e por um sistema de cogeração com turbinas a vapor, que são projectados e executados de modo a complementarem-se.

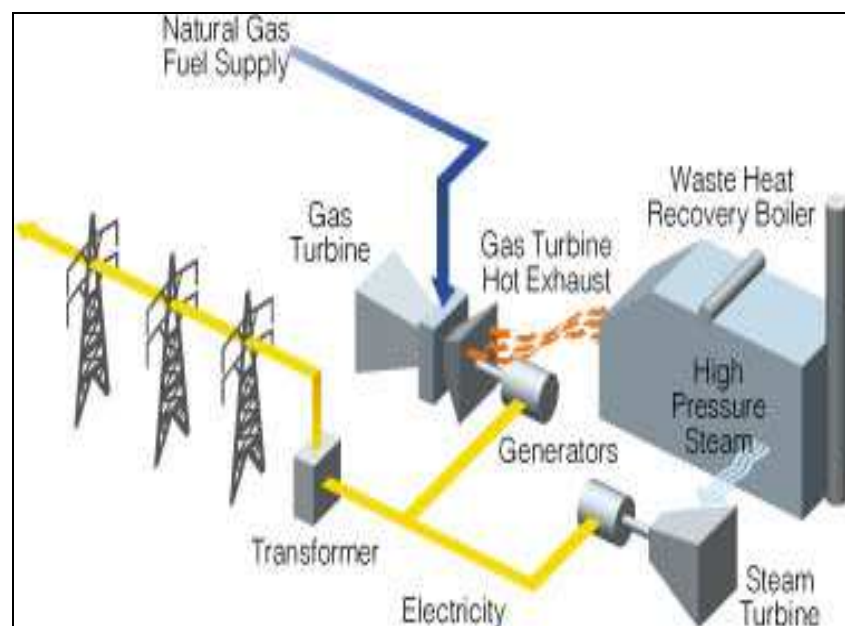


Figura 42 – Esquema generalizado de um sistema de cogeração em ciclo combinado (Brandão, 2004)

Este tipo de cogeração é predominantemente utilizado em situações em que se deseja produzir energia eléctrica e térmica útil em quantidades variáveis, de acordo com as cargas consumidoras, ou para atender a mercados específicos.

É ainda a melhor opção para as aplicações nas quais a procura de electricidade é superior à procura de necessidade de vapor, ou seja nas indústrias electrointensivas.

Existem projectos tão flexíveis que podem operar desde a produção máxima de energia eléctrica sem extracção de vapor para uso no processo industrial, até à produção máxima de vapor para processo sem a produção de energia eléctrica. Outro modelo deste tipo de cogeração é aquele em que os accionamentos são de equipamentos mecânicos ao invés de geradores eléctricos.

Os sistemas em *ciclo combinado* (figura 43) apresentam uma grande flexibilidade na relação de produção de electricidade e calor, face às várias possibilidades de arranjo destes sistemas. Em comparação com grande parte das tecnologias apresentadas anteriormente, a de ciclos combinados permite, de uma maneira geral, uma maior extracção de potência por unidade de calor. Portanto e tal como se pode concluir da análise do esquema da figura 43 o ciclo combinado tem uma eficiência maior quando comparada com a dos ciclos com turbina a gás e a vapor separadamente.

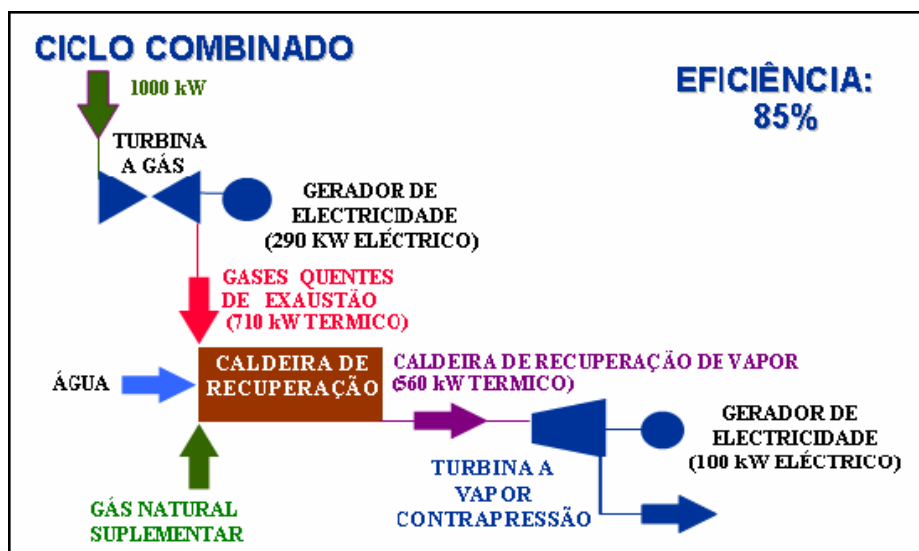


Figura 43 – Distribuição energética da cogeração em ciclo combinado (Brandão, 2004).

3.7.4.1 – Vantagens e desvantagens do ciclo combinado (Brandão, 2004):

Vantagens:

- Elevada eficiência;
- Grande flexibilidade na quantidade de energia térmica produzida;
- Redução custos globais de operação.

Desvantagens:

- Sistema global sujeito a um somatório das desvantagens dos dois sistemas em separado (cogeração com turbina a gás e a vapor);
- Maior complexidade do sistema global.

3.7.5 – Ciclo de fluido orgânico (ORC – Organic Rankine Cycle)

O ORC é baseado no processo convencional de *Rankine* com a diferença de utilizar um fluido orgânico, e daí o nome de *Organic Rankine Cycle*, em lugar da água para produção de vapor (figura 44).

A energia produzida pela combustão da biomassa é transferida de uma caldeira térmica do fluido, através de um ciclo térmico de fluido no processo de ORC. O fluido térmico é usado como um meio de transferência de calor porque a temperatura requerida operando no processo de ORC (temperatura térmica 300°C da alimentação do fluido) pode ser conseguida ao operar a caldeira térmica do fluido praticamente à pressão atmosférica.

O líquido de funcionamento orgânico pressurizado é vaporizado e ligeiramente sobreaquecido no evaporador pela energia fornecida do ciclo térmico do fluido. O vapor é expandido numa turbina axial que está ligada directamente a um gerador assíncrono. Subsequentemente, o fluido expandido passa através de um regenerador (onde a recuperação do calor do ciclo ocorre com aumento da eficiência eléctrica) antes que entrar no condensador.

A condensação do meio ocorre num nível de temperatura que permite o calor recuperado ser utilizado como calor do processo (temperatura da alimentação da água quente aproximadamente de 80 a 100°C). O líquido passa às bombas de alimentação a fim recuperar o nível apropriado da pressão da extremidade quente do ciclo, passa o regenerador e retorna ao evaporador. O proveniente da caldeira térmica do fluido é de 280°C aproximadamente a cerca de 160°C, por um sistema eficiente da recuperação do calor (para o pré-aquecedor do ar de combustão do exemplo e o economizador da água quente). Subsequentemente, o gás é limpo num multi-multi-ciclone (precipitação de partículas de poeira maiores) seguido por uma unidade de limpeza respectiva do gás (em muitos casos um precipitador electrostático ou uma unidade da condensação do gás).

Depois da unidade de limpeza do gás entra a alimentação da água quente entre 80 e 100°C assim como um diferencial da temperatura entre a alimentação e o retorno numa escala de 15 a 50°C. Consequentemente, as temperaturas do retorno variam entre 50 e 85° C. Nesta base o nível exacto da temperatura da alimentação da água quente requerida pode perfeitamente ser ajustado às exigências do projecto da energia do calor ou refrigerar. Para a execução hídrica da unidade de ORC, o economizador da água quente deve ser instalado depois do processo de ORC, a fim manter o nível da temperatura da alimentação da água quente do ORC tão baixo como possível.

Quanto mais baixa a temperatura da alimentação da água quente na tomada do condensador, mais elevada é a eficiência eléctrica. O projecto modular assim como a descrição dos componentes principais da unidade de ORC são representados nas figuras 45 e 46.

O esquema, apresentado na figura 46, é apropriado para um tamanho do módulo que corresponde a um poder eléctrico nominal de 1 500 quilowatts e o conceito de projecto é apresentado na figura 45. O projecto apresentado na figura 45 é válido para unidades de ORC entre 400 kWe e 1 100 kWe.

Eficiências e dados técnicos relevantes do processo de ORC como a execução do processo deve ser realizado tendo em consideração uma produção possivelmente elevada da energia eléctrica numa fonte simultaneamente segura das temperaturas da alimentação da água quente requeridas pelos consumidores do calor.

Baseado nas exigências dos consumidores do calor e do projecto escolhidos, as temperaturas de água quente resultantes no condensador de ORC são determinadas para o ponto nominal do projecto (para o exemplo: temperatura 80° C da alimentação; a temperatura do retorno 60° C) e permite uma eficiência eléctrica líquida de aproximadamente 15% (Oberberger *et al.*, 2002).

A opção por um ORC na central em análise foi justificada ponderando as vantagens e desvantagens deste ciclo em relação ao ciclo de vapor de água, funcionando em condensação (neste trabalho considera-se o condensador é arrefecido a ar).

3.7.5.1 – Vantagens e desvantagens do Organic Rankine Cycle (ORC)

Vantagens

- Elevada eficiência
- Fácil controlo da turbina
- Elevada eficiência a cargas parciais
- Funcionamento a baixa temperatura e pressão
- Implantação simples e compacta
- Reduzidos custos de operação
- Reduzidos custos de manutenção

Desvantagens

- Não indicado para elevadas temperaturas de processo (em cogeração)
- Não indicado para elevadas potências (> 1.8 MW) (Maxxtec AG, 2006).

No ORC a combustão da biomassa é realizada numa fornalha/caldeira de fluido térmico.

O fluido orgânico é vaporizado e ligeiramente sobreaquecido no evaporador por permuta de calor com o fluido térmico vindo da caldeira, e depois expandido numa turbina axial, acoplada directamente a um gerador assíncrono, conforme figura. 45 e 46.

As temperaturas e pressões utilizadas no ORC dependem do fluido orgânico utilizado, que melhor se adapte ao projecto, mas significativamente inferiores aos de um ciclo de vapor com a mesma potência.

No caso em estudo a temperatura máxima é cerca de 270 °C e a pressão de 10 bar.

Após a expansão, o fluido (vapor) é condensado a uma temperatura que varia conforme o meio de arrefecimento disponível e seguidamente passa nas bombas de alimentação para atingir outra vez a pressão de final do ciclo.

Utilizando a água ou o ar no arrefecimento, as temperaturas serão cerca de 30 °C e 60 °C, respectivamente, mas podem ser de 80 a 90°C no caso de existir aproveitamento do calor dissipado (em cogeração de energia).

O líquido orgânico usado no ciclo de ORC, além de amigo do ambiente, não provoca erosão nas lâminas de turbina, como acontece nas turbinas de vapor.

Por se tratar de compostos orgânicos e por motivos de segurança, a central ORC é equipada com um sistema especial da detecção de compostos orgânicos usando um detector de ionização de chama, de forma a ser monitorizada continuamente.

Além disso, o ORC também tem um controlo de arranque e paragem que pode ser programado automaticamente, sem necessitar da presença de um operador.

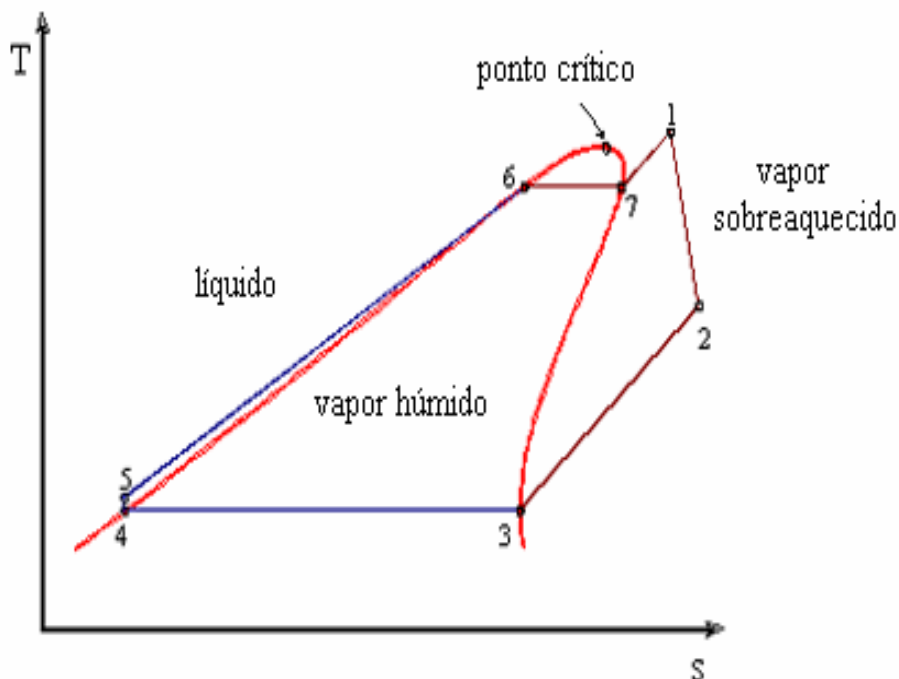
O mau funcionamento eventual do processo pode ser visualizado, os dados armazenados e enviados ao operador através de um sistema de telecomunicações.

Devido a estas operações inteiramente automáticas, o pessoal pode ser reduzido ao necessário para trabalhos de manutenção, que não excedem as 5 horas por semana.

Na figura 44 apresenta-se um ciclo de Carnot representado num diagrama temperatura/entropia como os que se utilizam nos equipamentos de ar condicionado (AC), onde o compressor destes é substituído por uma caldeira de fluido térmico e onde a válvula de expansão é substituída por uma turbina.

As temperaturas do fluido são neste caso superiores aos verificados nos equipamentos de AC e os fluidos são do mesmo tipo mas com outras características.

ORC - Diagrama TS



- 1 – 2 Expansão na turbina
- 2 – 3 Arrefecimento do gás
- 3 – 4 Condensação do gás
- 4 – 5 Bombagem
- 5 – 6 Aquecimento
- 6 – 7 Vaporização no gerador por permuta com o fluido térmico
- 7 – 1 Sobreaquecimento no gerador por permuta com o fluido térmico

Figura 44 – Diagrama TS das fases do fluido orgânico no ORC (Oberberger *et al.*, 2002).

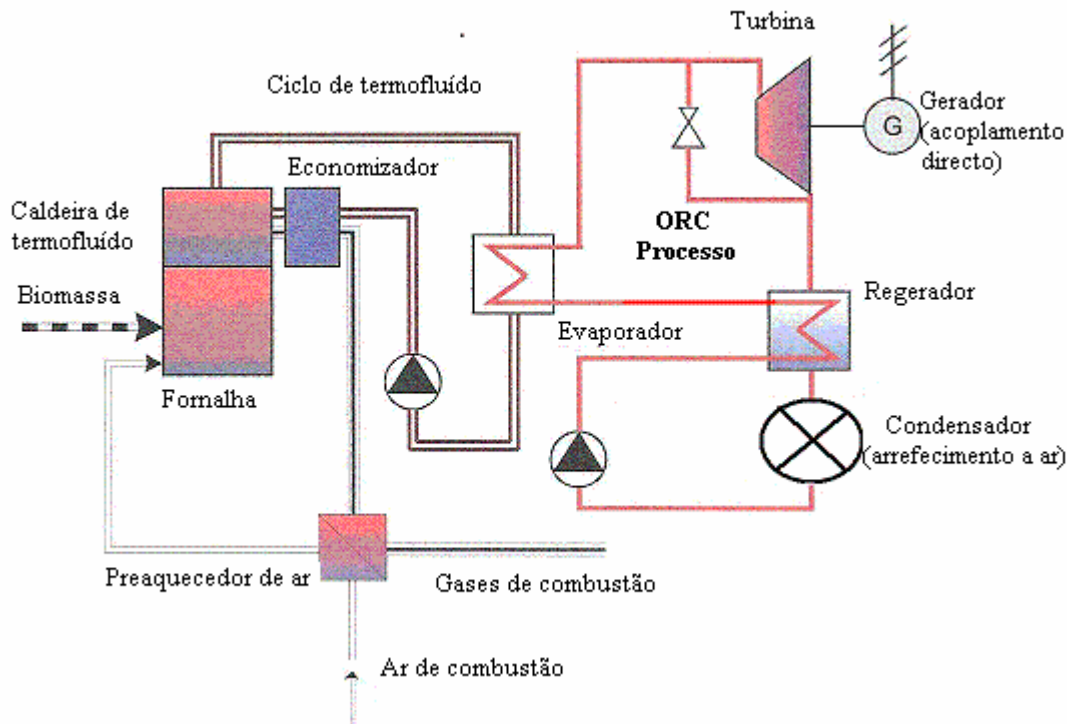
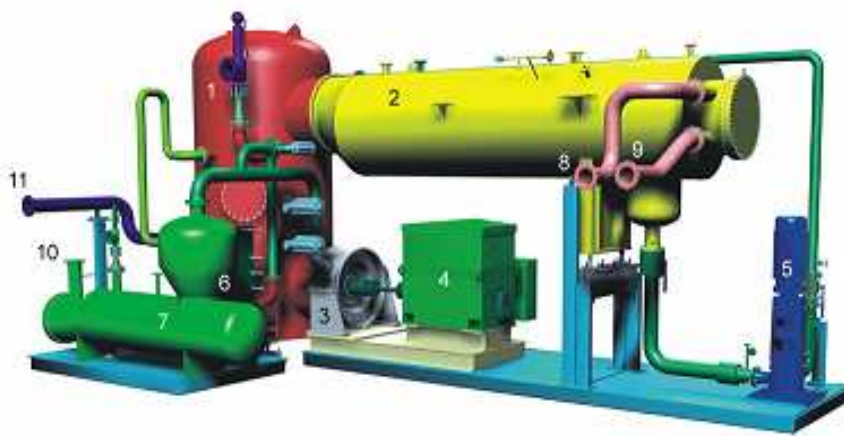


Figura 45 – Esquema de princípio de funcionamento de um sistema ORC (Oberberger *et al.*, 2002).



- 1- Regenerador
- 2- Condensador
- 3- Turbina
- 4- Gerador eléctrico
- 5- Bomba de circulação
- 6- Pré aquecedor
- 7- Evaporador
- 8- Entrada de água no condensador
- 9- Saída de água no condensador
- 10- Entrada de fluído no evaporador
- 11- Saída de fluído térmico do evaporador

Figuras 46 – Perspectiva de uma instalação ORC (Oberberger *et al.*, 2002).

3.7.6 – Vantagens e desvantagens da cogeração

A cogeração representa uma alternativa, de elevada eficiência energética, que permite reduzir a factura energética dos utilizadores com necessidades simultâneas de calor (água quente ou vapor) e electricidade. Para além da factura energética do utilizador, a cogeração apresenta a grande vantagem de reduzir o consumo de energia primária.

A cogeração permite poupar cerca de 15 a 50% da energia primária necessária para produzir, separadamente, electricidade e calor. Outra vantagem da cogeração é a redução do impacto ambiental causado pela transformação de energia.

A utilização mais eficiente dos combustíveis fósseis permitida pela cogeração resulta numa diminuição significativa das emissões de gases poluentes (em particular do CO₂, o gás que mais contribui para o efeito de estufa). Ao produzir a electricidade e o calor no local da sua utilização, a cogeração permite ainda reduzir os custos de transporte e distribuição de energia eléctrica.

Outras vantagens e desvantagens da cogeração são as descritas a seguir (Silva *et al.*, 2002).

A cogeração tem aplicação na área dos recursos renováveis, sendo que se aproveitam bio-combustíveis sólidos e gasosos como fontes de energia.

Para além da energia térmica obtém-se energia eléctrica. Com este tipo de instalação, é possível satisfazer as necessidades eléctricas da instalação, vender o excedente, e ainda injectar gás na rede de abastecimento público.

A aplicação da cogeração nas centrais termo termoeléctricas em que se pode aproveitar o calor residual para uso noutras indústrias próximas ou então para aquecimento residencial de povoações próximas, é bastante usado nos países nórdicos, nas centrais de aquecimento à distância.

A utilização do processo de cogeração possibilita uma diminuição no impacto ambiental. O facto de haver um elevado aproveitamento energético dos combustíveis, provenientes de uma maior quantidade da energia extraída, faz com que se apresente uma menor necessidade de combustível. Isto reflecte-se numa redução de até 50% na emissão de poluentes como dióxido de carbono, principal gás de estufa (Santos *et al.*, 2003).

A utilização de sistemas de cogeração permite diminuir a necessidade de se construir novas instalações electroprodutoras centralizadas e o facto de a energia ser produzida junto do consumidor, elimina a necessidade de reforçar ou construir novas linhas de transporte. Isto vai permitir custos inferiores por kWh (Santos *et al.*, 2003).

Tabela 15 – Vantagens e desvantagens da cogeração (Silva *et al.*, 2002 e Santos *et al.*, 2003)

| VANTAGENS | DESVANTAGENS |
|--|---|
| Elevada eficiência energética | Riscos dum acção a longo prazo (decidir e fixar a procura energética da empresa, preços de combustíveis, taxas e impostos) |
| Possibilidade de utilização de variadas formas de combustível como biomassa, Fuelóleo, gás natural, gás propano, desperdícios industriais, resíduos agrícolas, etc. | Mudança no processo de produção pode mudar o factor de cogeração: $\lambda = \text{Calor/Electricidade}$. Isto um custos Adicionais. |
| Forma descentralizada de produção de energia, projectada para satisfazer as necessidades dos consumidores locais, com elevada eficiência, e com menores perdas no sistema de transporte e distribuição de energia. | Necessidade de inclusão de unidades de "bach up" (para calor ou potência), o que implica custo de capital que não está sempre a render |
| Mais segurança no abastecimento geral e local – a produção de energia, através da cogeração, apresenta menos falhas no abastecimento de electricidade e/ou calor aos consumidores. | Custos do sistema de distribuição, que devem ser contabilizados logo no projecto inicial. |
| Redução de carga térmica rejeitada para o ambiente ao utilizar de forma mais eficiente a energia contida no combustível. Redução da dependência energética de terceiros | Problemas de poluição sonora e poluição local. Necessidade de efectuar estudos de viabilidade económica de modo a determinar até que ponto o investimento é rentável Economicamente. |
| Possibilidade de venda à rede pública de excedentes de electricidade resultante da | |

| | |
|---|--|
| Produção simultânea de electricidade e calor/frio. | |
| Redução de impacto ambiental associado à produção de energia eléctrica | |
| Melhoria do rendimento energético nacional e preservação das reservas de energias não renováveis. | |
| A utilização da cogeração permite um sistema de maior repartição de produção de energia, ao contrário do que sucede em relação às grandes centrais produtoras de Electricidade | |
| Os sistemas de cogeração foram desenhados e construídos para variadas aplicações. Existem centrais desde 15 KW até vários MW, pelo que qualquer consumidor de energia poderá utilizar este sistema. | |

3.8 – CONVERSÃO ENERGÉTICA EM SISTEMAS CONVENCIONAIS E DE COGERAÇÃO

3.8.1 – Eficiência

Uma instalação projectada para produzir energia eléctrica, tem uma eficiência de conversão energética variável entre 20% (para instalações a vapor de fraco desempenho) a 55% (para os ciclos combinados). Entre 45% a 80% da energia primária utilizada é dissipada para o ambiente na forma de calor.

Pelo contrário, a energia primária numa unidade de cogeração não é dissipado mas sim recuperado para outras utilizações. Graças a este processo, a eficiência de conversão pode atingir os 90%, proporcionando economias de energia primária e redução das emissões poluentes e dos custos de produção de energia.

O valor de 90% é um valor conseguido apenas nas grandes centrais de ciclo combinado com aquecimento à distância, onde as caldeiras têm rendimentos de 95% e o calor é aproveitado a baixas temperaturas.

Nos casos em que as caldeiras tenham valores de rendimento igual a cerca de 85%, como são as normalmente encontradas, não é possível obter rendimentos superiores a 80%, pois na chaminé perdem-se 15%.

3.8.2 – Rendimento

Para a produção separada de energia eléctrica e de calor utilizam-se parâmetros de rendimentos normalmente comparando a energia utilizada em relação à gasta no combustível, referida ao *poder calorífico inferior* (PCI). Para centrais de produção de energia o rendimento é expresso em termos de *poder calorífico superior* (PCS) de acordo com normas DIN (Europa) ou ASME (USA)). Em toda a literatura referente a cogeração e na legislação os rendimentos referem-se ao PCI, sendo esta regra adoptada aqui.

Rendimento eléctrico

$$\eta_E = E / C$$

η_E – Rendimento eléctrico

E – Energia eléctrica produzida

C – Energia consumida na forma de combustível

Rendimento térmico

$$\eta_c = Q / C$$

η_c – Rendimento térmico

Q – energia térmica útil

Como o sistema de cogeração envolve a produção de mais de uma forma de energia pode-se definir um *rendimento global* englobando a energia eléctrica e térmica produzida:

$$\eta_G = E/C + Q/C$$

η_G – Rendimento global

(onde E, Q, e C são, respectivamente, a energia eléctrica produzida, a energia térmica útil e a energia consumida na forma de combustível). A este factor dá-se normalmente a designação de *factor de utilização de energia*, FUE.

Como a energia eléctrica e térmica tem um valor energético e económico diferente é também usual exprimir:

FUE_{pp} – *factor de utilização de energia ponderado por preços*

$$FUE_{pp} = (P_E E + P_Q Q) / P_C C$$

onde P_E , P_Q e P_C são preços por unidade de energia (e.g. kWh) eléctrica, térmica e combustível (Azevedo J., 2001).

Para comparar os sistemas de cogeração com a produção separada de electricidade e calor utiliza-se ainda o *rendimento eléctrico equivalente* (REE).

$$\eta_s = (E+Q) / [(E/\eta_E) + (Q/\eta_C)]$$

Assim, para que $\eta_G > \eta_s$ deve verificar-se a condição $C < (E/\eta_E) + (Q/\eta_C)$ ou ainda

$$REE = E / (C - Q/\eta_C) > \eta_E.$$

O *Rendimento Eléctrico Equivalente* (REE) deve ser assim ser superior a um valor de referência do *rendimento de produção de electricidade* η_E (Azevedo, 2001).

O rendimento eléctrico de referência é:

$\eta_E = 55\%$ (para convencionais)

$\eta_E = 45\%$ (para biomassa).

O rendimento térmico de referência é:

$\eta_C = 90\%$ (para convencionais)

$\eta_C = 70\%$ (para 100% de biomassa).

Ou variável (70 -90%) conforme a percentagem de biomassa.

A escolha feita na legislação portuguesa era de 45% no D.L. 186/95 passando a 55% no D.L. 538/99. O aumento do valor referido na legislação de 45% para 55% tem como base a existência de uma central de ciclo combinado em Portugal (Tapada do Outeiro) e assim o sistema de cogeração deve ter um rendimento superior ao melhor método térmico de produção centralizada (Azevedo J., 2001).

Assim, a definição de acordo com o DL. 538/99 é:

$$REE = E/[C - T/(0,9 - 0,2 \times (CR/C))] \geq 0,55$$

O D.L. n.º 313/2001, de 10 de Dezembro de 2001, estabelece algumas alterações ao D.L. n.º 538/99, de 13 de Dezembro, nomeadamente no Art.º 2º c) que define instalação de cogeração como o conjunto ou conjuntos de equipamentos de produção combinada de energia eléctrica e térmicas existentes num ou mais estabelecimentos.

No caso de pluralidade de conjuntos, sempre que o sistema de recolha de dados e medidas permitir isolar completamente a produção e a utilização de energia eléctrica e térmica de cada um deles., pode considerar-se a existência de mais de uma instalação de cogeração, competindo à entidade licenciadora verificar a existência dessas condições.

O Art.º 4.º n.º 1, iii), pressupõe que para efeitos deste diploma, a instalação de cogeração para as instalações utilizando como combustível biomassa ou combustíveis residuais isoladamente

ou em conjunto com combustível de apoio, em percentagem não superior a 20% em média anual, deve verificar as seguintes condições:

$$REE = E / C - / [T / (0,9 - 0,2 \times (CR / C))] \geq 0,45;$$

sendo REE um coeficiente adimensional e sendo E, T, C e CR expressos nas mesmas unidades de energia e com significado seguinte:

REE – o *rendimento eléctrico equivalente* da instalação;

E – a *energia eléctrica* produzida anualmente pelo cogedor, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética;

T – a *energia térmica* consumida anualmente a partir da energia térmica produzida pelo cogedor, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética;

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

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

A cogeração pode ter aplicações tanto a nível industrial como a nível doméstico. No que diz respeito ao calor, este pode ser utilizado na forma de vapor ou de água quente para utilizações industriais ou domésticas (por exemplo no “*district heating*” – centrais de aquecimento/arrefecimento à distância ou na forma de ar quente (por exemplo nos processos de secagem industrial).

As instalações de cogeração têm de se situar perto dos consumidores de calor devido à dificuldade de transportar a energia térmica, a qual pode ser transportada na forma de fluidos a temperatura elevada, necessitando para isso de redes de fluidos devidamente dimensionadas. Esta situação representa ainda um desafio tecnológico significativo. O transporte de electricidade é bastante mais fácil dada a profusão de linhas eléctricas que, na prática, chegam

a todos os consumidores que necessitam de electricidade. A distribuição ou dispersão de instalações de produção de energia por um país tem, no entanto a vantagem de gerar menos perdas de transmissão e distribuição na rede nacional de distribuição de energia eléctrica.

Os procedimentos para produção dos dois componentes (electricidade e calor) da energia gerada são frequentemente caracterizados por perfis independentes, os quais variam ao longo do tempo (processos contínuos ou descontínuos) numa base diária ou sazonal. Em alguns sectores industriais, a cogeração assume-se como opção amplamente consolidada. Pode ainda ser de maior importância tanto em termos da sua contribuição para as necessidades e economia de electricidade a nível nacional, como em termos do efeito que induz sobre a mudança tecnológica da geração de electricidade.

Mesmo tendo em conta as vantagens da cogeração em termos de eficiência energética, é importante que o calor disponibilizado seja utilizado no ciclo de produção da unidade onde é gerado, uma vez que assim se dispensam os investimentos com a rede de distribuição de calor (Santos *et al.*, 2003).

Um parâmetro utilizado na caracterização das instalações de cogeração é a razão calor/trabalho produzido sendo dado por:

$$\gamma_{CG} = Q/E$$

γ_{CG} – Razão calor /trabalho produzido

Esta razão apresenta valores típicos dependendo do sistema considerado, podendo indicar-se uma gama aproximada de valores na tabela 16.

Tabela 16 – Valores da razão calor/trabalho (Azevedo, 2001).

| | |
|---------------------------|-----------|
| Turbina de contra-pressão | 1 - 4 |
| Turbina a gás | 0.5 - 1.5 |
| Motor diesel | 0.2 - 0.8 |

Nas turbinas de vapor a razão calor trabalho pode ser menor no caso de se adoptar uma turbina de extracção/condensação ou ainda um conjunto de duas turbinas, uma de contra-pressão e outra de extracção/condensação.

Para o caso da turbina de gás pode-se diminuir a razão calor trabalho utilizando um ciclo com injeção de vapor (ciclo CHENG). Tem o inconveniente de gastar muita água que é perdida na chaminé. Este ciclo tem o inconveniente de exigir um consumo de água muito elevado, muito superior ao necessário nas torres de arrefecimento dos condensadores de vapor, já que a totalidade do caudal de água é perdido no escape da turbina.

Os valores apresentados são para grandes centrais, pois as aplicações em instalações industriais apresentam valores mais baixos.

Os sistemas de cogeração têm interesse para minimizar o custo de obtenção de energia eléctrica e térmica em simultâneo.

Tabela 17 – Valores típicos dos parâmetros de cogeração para diversos ciclos (retirada de J.H Horlock considerando $\eta_G = 0.9$ e $\eta_E = 0.4$) (Azevedo, 2001).

| | C | E | Q | FUE | FESR | γ_{CG} |
|---|---|------|------|------|-------|---------------|
| Ciclo Extração/Condensação | 1 | 0.38 | 0.1 | 0.48 | 0.057 | 0.26 |
| Ciclo Contra-pressão | 1 | 0.25 | 0.6 | 0.85 | 0.235 | 2.4 |
| Ciclo Turbina a gás com caldeira de recuperação | 1 | 0.3 | 0.55 | 0.85 | 0.265 | 1.83 |
| Ciclo combinado contrapressão | 1 | 0.4 | 0.42 | 0.82 | 0.318 | 1.05 |

Assim torna-se importante definir parâmetros (tabela 17) que permitam comparar mais directamente a utilização de cogeração com a produção separada. Pode-se assim definir o factor de poupança de combustível:

FESR – Fuel Energy Saving Ratio:

$$FESR = (Q / \eta_C + E / \eta_E - C) / (Q / \eta_C + E / \eta_E)$$

Esta razão representa a diferença entre a energia do combustível que seria gasta na produção separada de electricidade e calor e a energia que é gasta no sistema de cogeração em relação à

energia que seria consumida na produção separada. Este parâmetro dá-nos uma ideia da poupança de combustível que pode ser realizada por um sistema de cogeração.

Este parâmetro atinge um máximo quando a razão calor trabalho se encontra próximo da unidade como se pode observar na figura 47 e no exemplo a seguir.

Para comparar os sistemas de cogeração com a produção separada de electricidade e calor utiliza-se ainda o rendimento eléctrico equivalente.

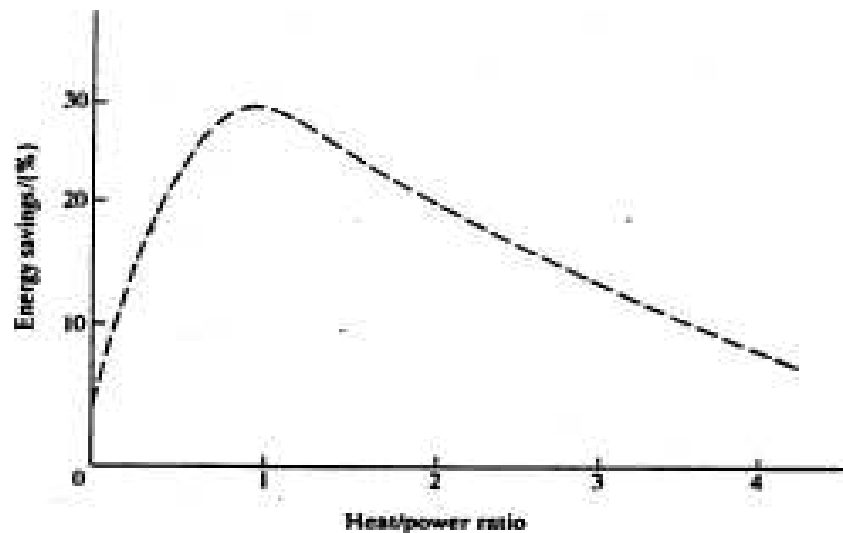


Figura 47 – Gráfico que representa a evolução da poupança de energia, num sistema de cogeração (Azevedo, 2001).

O rendimento da caldeira de referência para a produção de calor é fixado em 90% para o caso de combustíveis fósseis, sendo esse rendimento diminuído no caso de se utilizarem recursos renováveis até um valor mínimo de 70%.

CR - representa o equivalente energético dos recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos consumidos anualmente na instalação de cogeração (Azevedo, 2001).

Determinação do rendimento

A produção de energia eléctrica de forma convencional, isto é por via térmica, centralizada e por transformação de combustíveis fósseis (carvão, fuelóleo e gás-natural), tem uma eficiência que se situa entre os 35 e 45%, perdendo-se, na atmosfera, rios ou mar, sob forma de calor residual, 55 a 65% do potencial da energia.

Hoje, com as centrais de ciclo combinado, a queimar gás-natural, já se podem obter eficiências da ordem dos 55%.Tendo em atenção a localização destes sistemas de produção de elevada potência e afastados da generalidade dos consumidores finais, há, adicionalmente, perdas na transformação, transporte e distribuição que podem variar entre os 5 e 10%.

Assim, por mais eficientes que sejam os sistemas, metade da energia primária perde-se ao longo do processo. Por outro lado, a produção de electricidade contribui, a nível mundial, com mais de 30% das emissões atmosféricas (CO₂, SO₂ e NO_x) responsáveis pelo efeito de estufa e pelo aquecimento global. A produção térmica de electricidade não tem necessariamente de ser tão ineficiente.

As perdas podem ser minimizadas com uma produção descentralizada e com o uso do calor residual em processos industriais e em aquecimento (e/ou arrefecimento) de edifícios e comunidades. Estamos, assim, perante uma utilização racional de energia com um rendimento global que pode atingir mais de 85%, conduzindo a economias elevadas de energia primária, com a correspondente redução nas emissões poluentes.

Trata-se de uma diversificação na produção de energia, que promove a competição e contribui para a liberalização do mercado, estando-lhe associados benefícios importantes, tais como:

- Melhora a segurança de abastecimento;
- Reduz a dependência das importações;
- Contribui para travar o esgotamento dos combustíveis fósseis.

Na cogeração aproveita-se o potencial existente nos produtos resultantes da queima de um combustível a alta temperatura para geração de trabalho e energia térmica. Os produtos de combustão a alta temperatura possuem uma grande disponibilidade para conversão de sua energia interna em trabalho. Quando se utiliza esta energia em baixas temperaturas (como calor para processo) esta disponibilidade é dissipada. A cogeração visa o aproveitamento deste potencial, obtendo uma forma de energia de maior qualidade termodinâmica (trabalho), baixando a temperatura dos produtos de combustão que depois fornecem calor para processo.

Um motor térmico, por exemplo uma turbina a gás, aproveita a energia dos produtos de combustão produzindo trabalho. Os gases de exaustão são rejeitados a uma temperatura suficientemente alta para fornecerem calor para processo directamente ou ao passarem por uma caldeira de recuperação.

As principais técnicas operacionais associadas a esta tecnologia têm geralmente a ver com a natureza, tipo e características da biomassa utilizada e as respectivas reacções que têm lugar nos gases de escape quentes e no comportamento imprevisível da fusão das cinzas.

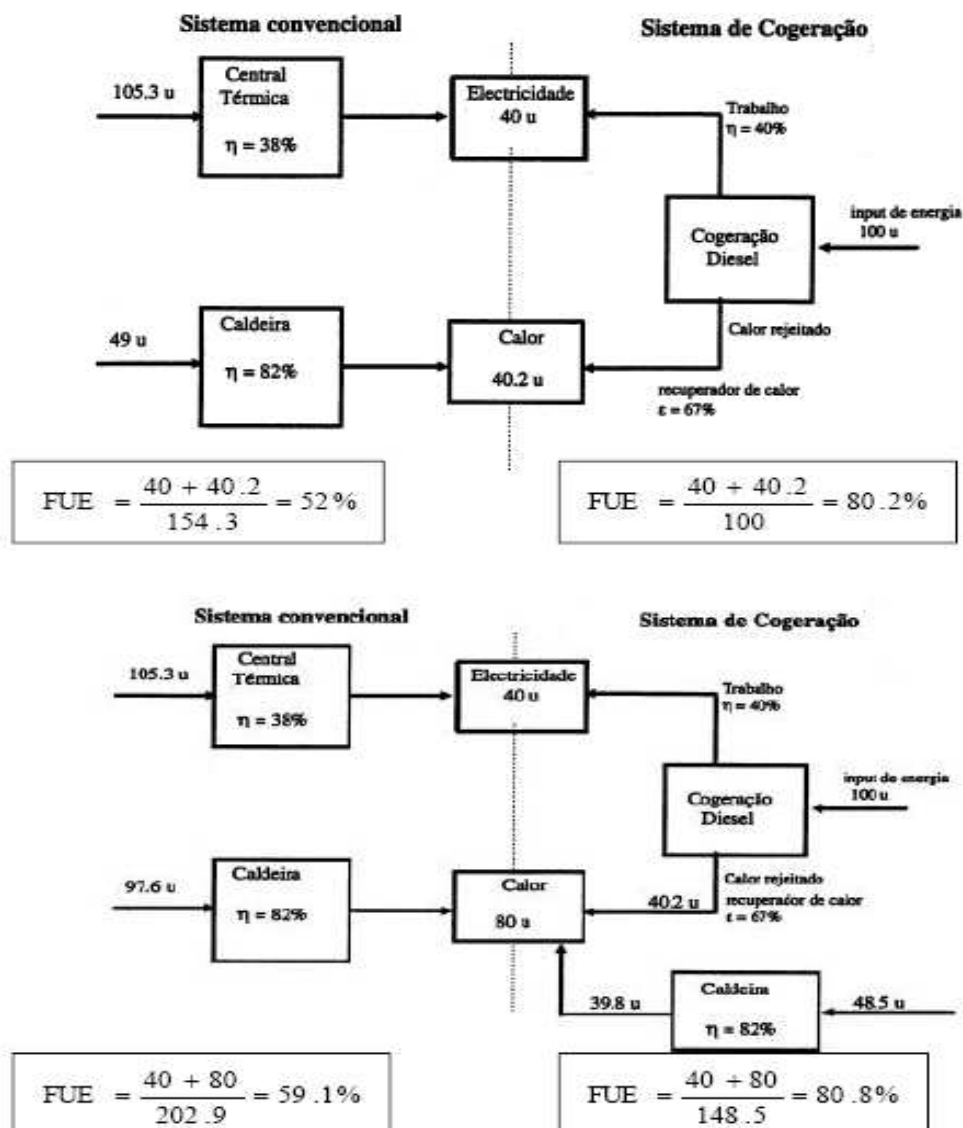


Figura 48 – Diferença de eficiência de conversão energética entre sistemas convencionais e de cogeração (Azevedo, 2001).

3.9 – CRITÉRIOS DE SELECÇÃO PARA IMPLEMENTAR UMA UNIDADE DE COGERAÇÃO

A selecção, especificação, avaliação e eventual implementação de cogeração são tarefas complexas, que pressupõem um conhecimento detalhado das necessidades de calor e electricidade e seus respectivos custos. Provavelmente cada instalação terá mais de uma solução, exigindo estudos dos aspectos técnicos e económicos para que a melhor de entre elas seja seleccionada.

Deve-se ter em conta que os sistemas de cogeração sempre deverão ser projectados de acordo com as condições da planta ou consumidor associado, num processo de selecção caso a caso.

Algumas características que orientam esta selecção são:

- Tarifas de electricidade da concessionária;
- Preço do calor (caso adquirido);
- Combustíveis empregues – preço e disponibilidade;
- Investimentos necessários (implantação, operação e manutenção);
- Eficiência na geração de electricidade;
- Produção de calor útil, por unidade de energia eléctrica produzida;
- Impactos ambientais;
- Incentivos fiscais;
- Nível esperado de retorno financeiro.

A opção pela cogeração está, normalmente, dependente de factores económicos, excepto nos casos considerados estratégicos em que poderá ser condicionada por outros factores.

Um aspecto importante a ser considerado no custo da energia eléctrica é o impacto que pode haver sobre os mesmos da importação ou exportação para a rede local de pequenas quantidades de energia.

É também necessário levar em conta os custos da energia de reserva ou *backup*, para atender as paragens das instalações onde não há capacidade própria de reserva instalada.

Não é impossível, também, que, com a ameaça de perda de receita, a concessionária reduza seus preços, diminuindo as vantagens do empreendimento.

Mas, mesmo nestes casos, pode-se entender que a consideração da utilização da cogeração como alternativa foi válida, por ter-se atingido o objectivo maior que é o da redução de custos de energia.

A figura 49, mostra os principais factores que devem ser considerados num método que auxilie o projecto e a configuração das centrais de cogeração (Lora *et al.*, 2004).

Observa-se que a capacidade dos equipamentos e as necessidades máximas de utilidade (electricidade, vapor, gases quentes) devem ser determinadas junto com a estratégia operacional da central de cogeração para uma estrutura da unidade de processo, tarifas de utilidades, demandas energéticas e condições ambientais.

Outros factores técnicos que devem ser adequadamente considerados na selecção da tecnologia de cogeração são os requisitos de temperatura, volume e qualidade da energia térmica a ser fornecida, a confiabilidade do sistema, a possibilidade de interconexão eléctrica com a concessionária, os requerimentos de pessoal para operação e manutenção e tradição operacional.

Quando se propõe a instalação de um sistema de cogeração, uma primeira dúvida é qual configuração a adoptar, definida pela tecnologia e especificação dos equipamentos.

Como critério inicial nesta decisão, tem-se a procura de energia eléctrica e o nível de temperatura de processo. Potências inferiores a 1 000 kW e necessidades de calor próximos dos 100 ° C tipicamente sugerem a aplicação de motores de combustão interna.

As demais situações configuram a possibilidade de empregar-se ciclos com turbinas, sejam máquinas a gás ou a vapor, dependendo essencialmente do combustível empregue (Lora *et al.*, 2004).

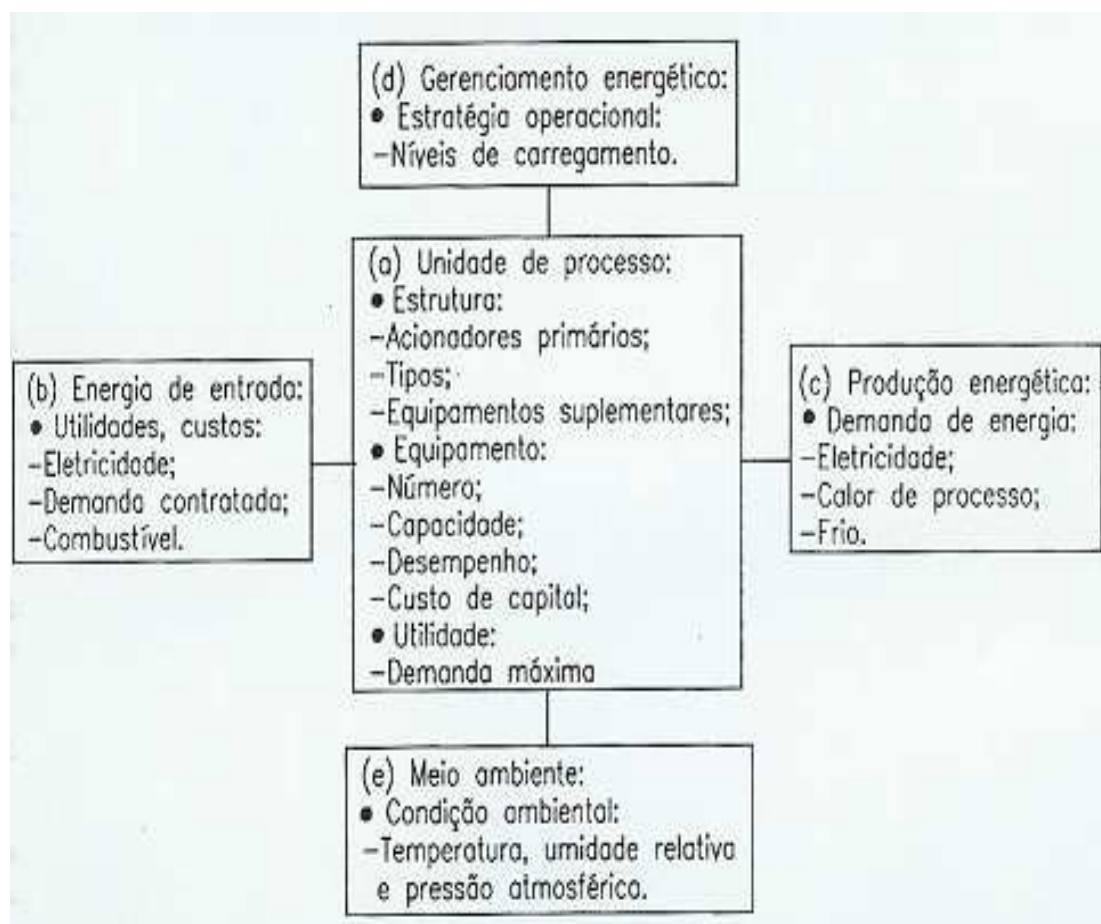


Figura 49 – Factores principais a serem considerados num projecto de sistemas de cogeração (Lora *et al.*, 2004).

Quando se decide optar entre uma turbina a gás e uma turbina de vapor deve-se ter em mente os seguintes comentários (Nogueira, 1996, cit. em Lora *et al.*, 2004):

- Não é oportuno o emprego de turbinas a vapor em processos de secagem que requeiram a utilização de gases quentes directamente, ou em processos industriais nos quais se precisa de vapor de alta pressão;

- No caso das turbinas de contra-pressão, a produção de energia eléctrica e seu rendimento serão sensivelmente alterados pelas variações de carga, fruto das variações das necessidades de vapor do processo;
- Em face de necessidades térmicas idênticas, a opção turbina a gás com produção posterior de vapor permitirá instalar uma potência de geração maior do que aquela que poderia obter-se com a instalação de uma turbina a vapor de compressão. Assim, em princípio, a opção turbina a gás aumentará a produção de energia eléctrica e o rendimento eléctrico;
- As turbinas a vapor, de constituição mais simples, têm um custo por kW instalado inferior ao das turbinas a gás. As despesas de manutenção das turbinas a vapor são aproximadamente metade do das turbinas a gás. A sua vida útil é mais longa, podendo atingir 40 anos, enquanto as turbinas a gás apresentam uma vida útil de cerca de 20 anos;
- Tanto com a turbina a gás como com a turbina a vapor é interessante aproveitar, em certas ocasiões uma caldeira existente;

4. ENQUADRAMENTO LEGAL

O quadro regulamentar, revisto em 1989, criou um regime especial para a produção de energia eléctrica com recursos renováveis e por cogeração que visava agilizar e dar transparência aos processos de forma a motivar os agentes económicos. Revisões posteriores da legislação, em 1996, 1999 e 2000/2001 vieram impor critérios de eficiência aos projectos de cogeração o que valorizou e consagrou esta forma alternativa de produção de energia.

A actividade da cogeração, em Portugal, passou a ter um enquadramento legal adequado, com uma estrutura transparente de remuneração e que reconhece inequivocamente os benefícios energéticos e ambientais a toda a produção em cogeração.

Um enquadramento favorável, os elevados custos da electricidade que, então, se verificavam e a inexistência de alternativas de abastecimento, o que preocupava seriamente as empresas e, de um modo especial, as que competiam em países com custos energéticos mais baixos, levou a que, a partir de 1990, tivessem sido instaladas em Portugal 64 novas centrais de cogeração

com motores Diesel, consumindo fuelóleo e totalizando uma potência adicional de aproximadamente 350 MW.

No início de 2001, foi publicado um quadro legislativo para a micro geração com entrega da energia eléctrica à rede em baixa tensão.

A primeira instalação de micro cogeração, alimentada a gás natural, com uma potência de 85 kW, entrou em serviço em Dezembro de 2003.

Assim a potência instalada em Portugal em cogeração era, no final de 2004, de cerca de 1 250 MW com uma produção anual estimada de 13% do consumo total da energia eléctrica do País (COGEN PORTUGAL, 2004).

Em 1999 foi efectuada uma revisão à legislação existente sobre a produção de energia eléctrica a partir de recursos renováveis, tendo sido publicado o Decreto-Lei n.º 168/99.

Neste Decreto-Lei destaca-se a alteração do tarifário aplicável à venda de energia eléctrica produzida a partir de recursos renováveis, surgindo o conceito de “tarifa verde”, que consiste na implementação de uma tarifa que internaliza os benefícios ambientais proporcionados por estas instalações e que reflecte, também, os custos evitados pelo Sistema Eléctrico Público (SEP).

O modelo de remuneração foi revisto no Decreto-Lei n.º 339/C-2001, passando a parcela ambiental a ser multiplicada por um coeficiente Z, que toma vários valores de acordo com o tipo de produção e, no caso das centrais eólicas, foram definidos vários patamares de acordo com o regime de funcionamento (EDP, 2005).

O Decreto-Lei n.º 33 – A/2005, de 16 de Fevereiro, actualiza os valores constantes da fórmula de remunerações de electricidade produzida a partir de recursos renováveis, garantindo a respectiva remuneração por um prazo considerado suficiente para permitir a recuperação dos investimentos efectuados e expectativa de retorno económico mínimo dos promotores.

Por outro lado, importa também adequar a procura à capacidade actual e previsível da rede pública em função da forma que os promotores não vejam as suas expectativas frustradas.

O cumprimento dos objectivos nacionais, quanto à redução de emissões, consagrados no Plano Nacional de Alterações Climáticas (PNAC) aprovado pelo Governo em 2004, estabelecem que a potência adicional em cogeração, a instalar até ao ano 2010, deverá ser de

aproximadamente 800 MW (figura 50), mantendo-se operacionais todas as instalações que se encontram já licenciadas (COGEN PORTUGAL, 2004).

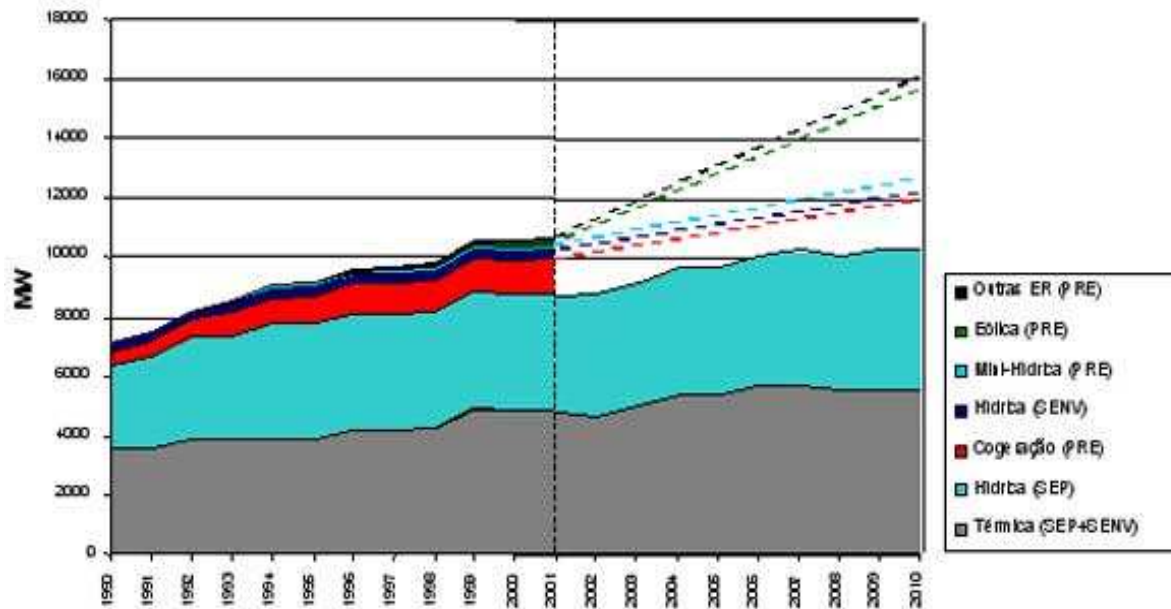


Figura 50 – Evolução da potência (1990-2010) - Oferta de electricidade (DGGE cit. em COGEN PORTUGAL, 2004).

Nota: Os gráficos e quadros apresentados são relativos ao ano 2004

Faz-se referência, em **ANEXO II**, a alguns diplomas contém os pressupostos mais relevantes e importantes no respeitante aos processos de cogeração e de produção de electricidade e calor, a partir de recursos renováveis e seus impactos ambientais.

5. MATERIAL E MÉTODOS

5.1 – Resíduos sólidos dos lagares

Os valores expressos na tabela 18 foram obtidos após recolha de informação junto das entidades abaixo mencionadas, quer pessoalmente quer através de inquéritos realizados por escrito. Foram contactados vários lagares e associações de olivicultores que forneceram os dados que me permitiram calcular os valores da tabela 18.

Na UCASUL – União das Cooperativas Agrícolas do Sul, no Alvito, a principal unidade extractora do óleo de bagaço de azeitona, os lagares do Alentejo fornecem cerca de 65% do total do bagaço utilizado.

Para efeito de cálculos considera-se o fornecimento à unidade extractora e consequente extracção de 100% do bagaço de azeitona.

Tabela 18 – Valores estimados dos produtos e subprodutos dos olivais do Alentejo.

| Nº de oliveiras | Azeitona (ton.) | Lagares (ton.) | Azeite (ton.) | Folhas (ton.) | Bagaço extractado (ton.) |
|-------------------------|-----------------|----------------|---------------|---------------|--------------------------|
| 2000/2001 | 2003/04 | 2004/05 | 2003/04 | 2004/05 | 2004/05 |
| ***14,3x10 ⁶ | ***72046 | 98**** | 11115 *** | 2882* | 12 307,70 ** |

Nota:

* por estimativa, após inquérito, ao nível do Alentejo

** valores fornecidos pela UCASUL, considerando que no Alentejo 65% do bagaço vai para a UCASUL.

*** valores fornecido pela ACACSA

**** valores fornecidos pelo INGA

5.2 – Local de recolha do material

O bagaço de azeitona extractado foi recolhido no dia 26 de Setembro de 2005, no depósito ao ar livre da UCASUL – União das Cooperativas Agrícolas do Sul, no Alvito – após um longo período de seca, pelo que se encontrava com baixo teor de humidade.

Foram recolhidas quatro amostras no depósito do bagaço extractado e seco ao ar, da seguinte forma:

- Na superfície exterior do lado mais exposto ao Sol (1);
- Na superfície exterior do lado menos exposto ao Sol (2);
- À profundidade de 70-80 cm do lado mais exposto ao Sol (3);
- À profundidade de 70-80 cm do lado menos exposto ao Sol (4) ;

A quantidade de bagaço extractado e produzido na unidade extractora – UCASUL – foi de 12 307,70 toneladas e a quantidade de folhas provenientes da limpeza da azeitona, nos diversos lagares do Alentejo, foi de 2 882 toneladas. A mistura destes materiais satisfaz a quantidade total de 15 189,70 toneladas, correspondem a uma percentagem de 81% de bagaço e a 19% de folhas, respectivamente (*).

O bagaço de azeitona extractado e seco ao ar apresenta a massa de 622 kg/m³.

Estes materiais foram moídos, em separado, num moinho eléctrico de martelos, obtendo os produtos da moenda com uma granulometria muito fina.

Para as análises laboratoriais utilizaram-se os materiais em extreme e os materiais em mistura, sendo esta constituída por material moído das folhas e do bagaço, nas seguintes percentagens:

- 100% de madeira (ramos);
- 100% folhas;
- 100% de bagaço de azeitona extractado;
- 81% de bagaço de azeitona extractado e 19% de folhas (*)
- 50% de folhas e 50% de bagaço de azeitona.

As folhas e os ramos foram recolhidos no local de limpeza da azeitona, no lagar da Cooperativa Agrícola da Vidigueira, durante o início da campanha 2005/06.



Figura 51 – Bagaço de azeitona extractado, na UCASUL – Avito



Figura 52 – Folhas da limpeza da azeitona – Lagar de azeite da Cooperativa da Vidigueira

5.3 – MÉTODOS LABORATORIAIS DE ANÁLISE

O material utilizado para obtenção dos parâmetros seguintes foi o seguinte:

- Bagaço de azeitona extractado, no seu estado original (conforme sai da unidade extractora) e seco ao ar;

- Folhas da limpeza da azeitona, dos lagares, secas na estufa a 60° C durante 72 horas;
- Ramos secos na estufa a 60° C durante 72 horas.

Seguidamente procedeu-se à determinação do teor de humidade, do teor de gordura e do valor PCI (poder calorífico inferior).

5.3.1 – Determinação do teor de humidade do bagaço de azeitona extractado

O teor de humidade foi determinado no bagaço de azeitona extractado, seco ao ar, pelo método de gravimetria, após secagem da amostra a 100 – 105° C, até aquela atingir peso constante.

Em cada amostra foram realizadas duas repetições, tendo-se obtido os valores expressos na tabela 19.

Tabela 19 – Valor médio da percentagem de humidade no bagaço de azeitona extractado.

| HUMIDADE % | | |
|--------------------|-------------------|------------------|
| Amostras | Repetições | Valores % |
| 1 | 1. ^a | 9,47 |
| | 2. ^a | 9,45 |
| 2 | 1. ^a | 9,63 |
| | 2. ^a | 9,6 |
| 3 | 1. ^a | 9,70 |
| | 2. ^a | 9,69 |
| 4 | 1. ^a | 9,80 |
| | 2. ^a | 9,78 |
| Valor médio | | 9,64 |

5.3.2 – Determinação do teor de gordura bruta do bagaço de azeitona extractado, seco ao ar, pelo método de Soxhlet, numa unidade de extracção “Soxtec Sistem HT6”.

Entende-se por gordura bruta a fracção da amostra extraída por um solvente orgânico num extractor de Soxhlet.

A determinação do teor gordura foi realizada numa unidade de extracção “Soxtec Sistem HT6”, pelo método de Soxhlet e reporta-se relativamente às amostras de matéria original seca ao ar, referidas no ponto 5.2.

EQUIPAMENTO

- Extractor de Soxlet (incluindo cápsulas de alumínio e cartuchos de filtro de papel);
- Excicador;
- Almofariz;
- Balança analítica.

O método compreende os seguintes passos:

- Se necessário, macerar no almofariz uma pequena quantidade da amostra, até esta se encontrar bem triturada e homogénea;

No caso presente, do bagaço de azeitona extractado, não foi necessário fazer a maceração visto que já se encontra, normalmente, numa granulometria bastante fina e homogénea;

- Pesar a cápsula de alumínio vazia, tomando nota do seu número (a cápsula deve ter sido previamente colocada na estufa a 100 – 105° C e arrefecida em excicador antes da pesagem);
- Pesar rigorosamente cerca de 5 g de amostra (com uma precisão de 0,0001 g) e introduzi-la com o devido cuidado dentro dum cartucho de filtro de papel.

- Colocar um pouco de algodão a tapar o cartucho e introduzir o cartucho no suporte, tomando nota do seu número de posição;
- O processo de extracção é efectuado num extractor de Soxhlet;
- Após a extracção pesa-se a cápsula contendo a gordura.

Para obter o teor médio da percentagem de gordura foram colhidas as amostras referidas no ponto 5.2 e realizadas seis repetições por amostra.

Os valores obtidos estão mencionados na tabela 20. Estes valores referem-se à matéria original.

Tabela 20 – Valor médio do teor de gordura no bagaço de azeitona extractado.

| Teor de gordura (%) | |
|----------------------------|--------------------------------|
| Amostras | Valor médio das repetições (%) |
| 1 | 1,47 |
| 2 | 1,42 |
| 3 | 1,54 |
| 4 | 1,57 |
| Valor médio | 1,50 |

5.3.3 - Determinação do poder calorífico inferior (PCI)

Para determinar o valor do PCI considera-se os diferentes materiais constituintes dos resíduos sólidos dos lagares:

- Folhas;
- Ramos;
- Bagaço de azeitona extractado.

Assim, o poder calorífico inferior (PCI) foi determinado no seguinte material:

- 100% de madeira (ramos);
- 100% folhas;
- 100% de bagaço de azeitona extractado;
- 81% de bagaço de azeitona extractado e 19% de folhas (*)
- 50% de folhas e 50% de bagaço de azeitona.

O PCI (poder calorífico inferior) das amostras foi determinado por combustão completa de aproximadamente 1g ($\pm 0,0001$) de amostra, num calorímetro PARR 1266.

Os valores do PCI de cada uma das amostras são apresentados na tabela 21.

Tabela 21 – Valores da energia bruta – poder calorífico inferior (PCI) dos diferentes resíduos sólidos dos lagares.

| Energia Bruta | |
|---------------------------------------|---|
| Amostras | Poder calorífico inferior (kcal/kg) |
| 100% madeira | 4 520 |
| 100% folhas | 5 170 |
| 100% bagaço extractado | 4 737 |
| 81% de bagaço extractado + 19% folhas | 4 819 |
| 50% de bagaço extractado + 50% folhas | 4 968 |
| | |

6 – VIABILIDADE ECONÓMICA

6.1 – PROJECTO PARA COGERAÇÃO

No presente estudo é analisada a possibilidade de utilização da biomassa, existente como subproduto dos lagares de azeite do Alentejo, na produção de energia eléctrica.

Serão consideradas **duas alternativas**, uma com produção combinada de energia eléctrica e energia térmica (cogeração) e outra com produção de apenas energia eléctrica, embora aproveitando a energia dos gases de combustão para a secagem do bagaço de azeitona.

A primeira alternativa consiste na solução mais comum de produção de energia eléctrica e de vapor de água e a segunda consiste em utilizar um sistema ORC – *Organic Rankine Cycle*.

6.1.1 – O ciclo de vapor com cogeração de energia

Este ciclo de vapor de contra-pressão terá uma pressão de vapor na extracção de 5 bar, de modo a responder às necessidades térmicas de uma unidade industrial com necessidades de aquecimento a baixa temperatura, como é o caso, por exemplo, dos lacticínios.

6.1.2 – Dimensionamento da instalação da central de biomassa para cogeração

A potência da central será função do caudal de vapor produzido com a quantidade de biomassa disponível e do regime de funcionamento mais adequado para a instalação.

O regime de funcionamento da instalação deverá ser de 24 horas por dia, já que não é aconselhável nem necessário proceder a arranques frequentes.

A biomassa disponível no ano de 2005 foi cerca de 15 000 t, com as características apresentadas na tabela 22.

Tabela 22 – Quantidade e características da biomassa disponível em 2005

| | |
|---|---------------|
| Bagaço de azeitona extractado (t) | 12 308 |
| Folhas de limpeza da azeitona (t) | 2 882 |
| Total (t) | 15 190 |
| PCI da biomassa (kJ/kg) | 20 176 |
| Teor de humidade da biomassa (%) | 9,46 |
| Teor de gordura da biomassa (%) | 1,5 |
| Peso específico do bagaço extractado (kg/m ³) | 622 |

6.1.3 – Implantação da instalação da central de biomassa para cogeração

Além da área de armazenagem exterior de cerca de 10 000 m² para a biomassa é necessário prever uma área coberta de cerca de 5 000 m² para armazenagem interior do bagaço de azeitona e para implantação do equipamento.

Uma planta representando a implantação da instalação é apresentada na figura 53.

Sabendo que a pressão de funcionamento da caldeira é de 45 bar e a entalpia do vapor produzido é 3 050 kJ/kg, com rendimento térmico de 80%, o caudal de vapor produzido com a biomassa disponível, em 8 000 horas/ano, será de,

$$15\,000\text{ t} \times 20\,176\text{ kJ/kg} \times 0,80 / ((3\,050\text{ kJ/kg} - 418\text{ kJ/kg}) \times 8000\text{ h}) = 11,5\text{ t/h}$$

Sendo a entalpia do vapor na extracção da turbina de contra-pressão de 2 720 kJ/kg, a potência eléctrica aos bornes do gerador será de,

$$11\,500\text{ kg/h} \times (3\,050\text{ kJ/kg} - 2720\text{ kJ/kg}) / 3600 = 1\,054\text{ kW}$$

O elevado número de horas de funcionamento anual estabelecido permite operar com um equipamento de menor potência, de que resulta um investimento mais reduzido.

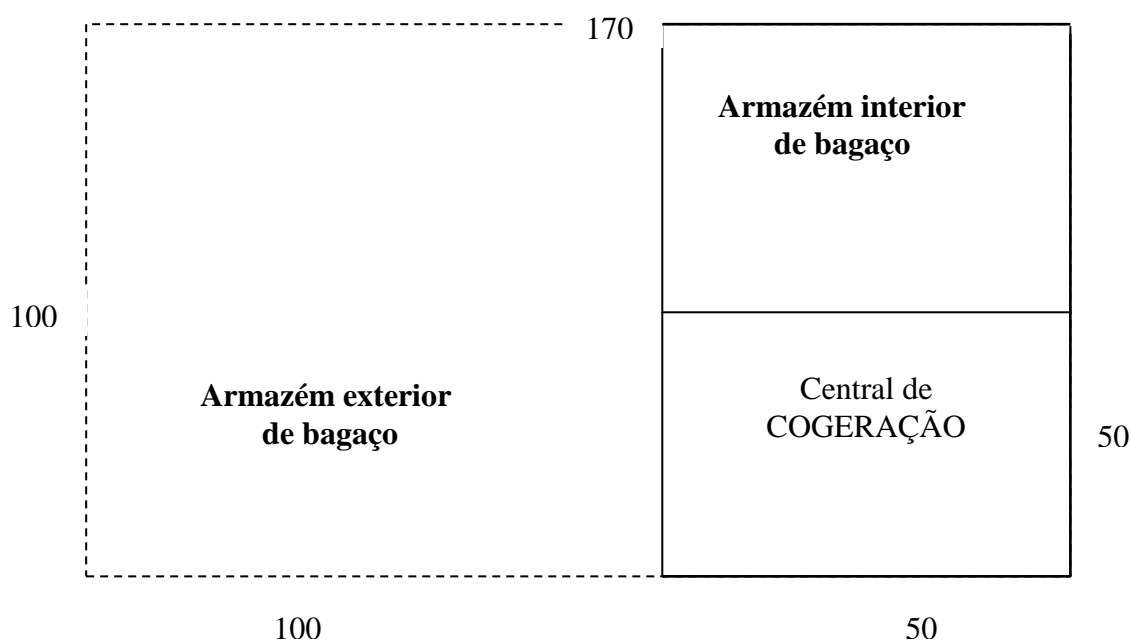


Figura 53 – Planta com as áreas de implantação da central de biomassa para cogeração.

A turbina de contra-pressão terá uma extracção para condensação a 0,2 bar, pelo que a produção máxima de energia eléctrica será de 2 000 kW, no caso de não haver extracção de vapor na contra-pressão, ou seja, no caso de não existir consumo na fábrica associada.

6.1.4 – Análise económica do projecto de cogeração

Para proceder à análise económica do projecto é necessário conhecer, além dos consumos e das produções de energia, os custos de investimento e de exploração, ainda o preço médio de venda da energia eléctrica à rede pública.

Vai ser com base nestes elementos técnico-económicos que será possível calcular três diferentes tipos de indicadores de viabilidade económica:

- *O benefício líquido unitário (BLU) anual do investimento;*
- *O valor líquido actualizado (VLA);*
- *A taxa interna de rentabilidade (TIR).*

O BLU calcula-se pela diferença entre o valor unitário dos proveitos anuais esperados com a venda de energia eléctrica à rede pública e o valor unitário do somatório do custo equivalente

anual do investimento previsto com os restantes custos operacionais necessários à produção de cada kWh.

BLU_t – benefício líquido unitário, no período de vida útil (t).

$BLU_t = (\text{Preço unitário da energia} + \text{Preço unitário da venda de vapor}) - (\text{Custo equivalente anual} + \text{Custo de exploração})$.

CEA = CI x FRC

CEA – Custo equivalente anual

FCR – Custo de Recuperação de capital

CI – Custo de investimento

$$FRC = i (1+i)^t / (1+i)^t - 1$$

i – taxa de actualização do capital

t - período de vida útil do projecto

$$FCR = i (1+i)^n / (1+i)^n - 1$$

Considerando $i = 6\%$ e $n = 10$ anos

$$FCR = 0,06 (1+0,06)^{10} / (1 + 0,06)^{10} - 1 = (0,06 \times 1,7908) / 0,7908 = 0,1358679291$$

Os valores de BLU_t estão expressos na tabela 26.

Valor Líquido Actualizado (VLA) – medida de rentabilidade de um projecto que resulta da diferença entre os valores dos benefícios e dos custos previsionais que o caracterizam, depois de actualizados a uma taxa de actualização convenientemente escolhida, correspondente ao respectivo custo de oportunidade do capital (Avillez, 2006).

$$VLA = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^t}$$

$$B_t = B_{cp_t} - B_{sp_t}$$

B_t – benefício líquido

Período de recuperação (PR) – é dado pelo número de anos do seu período de vida útil necessário para que o fluxo actualizado de benefícios líquidos positivos iguale o valor actualizado do montante investido. Trata-se de uma medida de rentabilidade assente fundamentalmente no factor tempo. Os períodos de recuperação para cada um dos três casos em estudo estão expressos na tabela 26.

O preço de venda da energia eléctrica à rede foi calculada com base no Dec.- Lei nº33-A/2005 e conduziu ao resultado apresentado na tabela 29 (Anexo I), ou seja, a uma remuneração mensal (VRD_m) de 148 176 Euros o que representa um valor médio de venda de 0,114 Euros/kWh.

Embora este valor seja variável nos meses será tomado como o valor médio mensal de venda de energia à rede, para efeitos da análise económico-financeira.

A expressão que fornece a remuneração da energia no mês “m”, segundo o Dec.-Lei referido, é a seguinte:

$$VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \times Z] \times [IPC_m - 1] / IPC_{ref} \times [1 / (1 - LEV)],$$

onde as designações são definidas como segue.

KMHO_m é um factor que modula os valores de PF(VRD)_m+PV(VRD)_m em função do posto horário em que a energia é fornecida, e que no caso, por não existir modulação, é igual a 1;

IPC_{ref} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável;

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \times COEF_{pot,m} \times POT_{med,m}, \text{ onde,}$$

$$PF(U)_{ref} = 5,44 \text{ Euros/kWh}$$

$$COEF_{pot,m} = ECR_m / (576 \times POT_m), \text{ com}$$

ECR_m – Energia produzida pela central no mês m

POT_m – potência média disponibilizada pela central no mês m

$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} \times ECR_m$, com $PV(U)_{ref} = 0,036$ Euros/kWh

$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times ECR_m$, com

$ECE(U)_{ref}$ toma o valor 2×10^{-5} Euros/g e $CCR_r = 370$ g/kWh

$LEV = 0.035$, para potências inferiores a 5 MW

O coeficiente Z , para as centrais cujo combustível, até ao limite de uma potência instalada a nível nacional de 150 MW, seja a biomassa florestal residual, toma o valor 8,2;

Os custos de investimento e de exploração apresentados nas tabelas 29 e 33 (Anexo I), apesar de terem sido obtidos através de consultas sumárias ao mercado, podem ser considerados muito próximos da realidade.

Com base nos valores apresentados nas tabelas 29 e 33 (Anexo I) é possível determinar, numa análise simplificada, os *cash-flows* anuais obtidos com a exploração da central apresentados nas tabelas 23, 24 e 25.

O **cash-flow** (fluxo de caixa) corresponde ao fluxo gerado de tesouraria da empresa e revela a capacidade de empresa em gerar dinheiro. O cash-flow bruto corresponde aos resultados operacionais acrescidos das amortizações e das provisões. Por sua vez o *cash-flow* líquido é o somatório dos resultados líquidos com as amortizações e provisões.

Para um determinado período (t), calcula-se subtraindo ao total das entradas de fundos financeiros o total das saídas efectivas de fundos financeiros.

Tabela 23 – *Cash-flow* gerado pelo projecto de cogeração, com venda de energia e vapor.

| Anos | Custos de | | Receitas | | <i>Cash-flow</i> líquido (5) (5=4+3-1-2) |
|------------|------------------|----------------|----------------------|--------------------|---|
| | Investimento (1) | Exploração (2) | Venda de energia (3) | Venda de vapor (4) | |
| 1 | 6185000 | - | - | - | -5834905,6 |
| 2 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 1224516,7 |
| 3 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 1155204,4 |
| 4 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 1089815,5 |
| 5 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 1028127,86 |
| 6 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 969931,9438 |
| 7 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 915030,1356 |
| 8 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 863235,977 |
| 9 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 814373,5632 |
| 10 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 768276,9464 |
| VLA | | | | | 2 993 607,494 |

Tabela 24 – *Cash-flow* gerado pelo projecto de cogeração, com venda de energia .

| Anos | Custos de | | Receitas | <i>Cash-flow</i> líquido (5) (5=4+3-1-2) |
|------------|------------------|----------------|----------------------|---|
| | Investimento (1) | Exploração (2) | Venda de energia (3) | |
| 1 | 6185000 | - | - | -5834905,66 |
| 2 | - | 425470 | 1646405 | 1086627,80 |
| 3 | - | 425470 | 1646405 | 1025120,56 |
| 4 | - | 425470 | 1646405 | 967094,87 |
| 5 | - | 425470 | 1646405 | 912353,65 |
| 6 | - | 425470 | 1646405 | 860710,99 |
| 7 | - | 425470 | 1646405 | 811991,50 |
| 8 | - | 425470 | 1646405 | 766029,72 |
| 9 | - | 425470 | 1646405 | 722669,55 |
| 10 | - | 425470 | 1646405 | 681763,72 |
| VLA | | | | 1 999 456,70 |

Os valores de *cash-flow* apresentados nas tabelas 23, 24 e 25 podem ser significativamente superiores no caso de recurso a apoios financeiros previstos para centrais de biomassa, que consideram empréstimos no montante máximo de 50% do investimento, reembolsável sem

juros, ou mesmo condições mais favoráveis, no caso do proponente ser uma Câmara Municipal.

Em qualquer caso a análise mostra ser o investimento rentável, gerando *cash-flows* positivos a partir do 1º ano, caso seja possível vender o vapor, pois com a central a funcionar em condensação pura, a rentabilidade do projecto é inferior à alternativa de ORC apresentada a seguir (tabela 25).

6.2 – PROJECTO UTILIZANDO O CICLO ORGÂNICO DE RANKINE (ORC) (alternativa ao ciclo de vapor de condensação)

O ORC é baseado no processo convencional de *Rankine* com a diferença de utilizar um fluido orgânico, e daí o nome de *Organic Rankine Cycle*, em lugar da água para produção de vapor, figura 53.

Como referido, a opção por um ORC na central em análise foi justificada ponderando as vantagens e desvantagens deste ciclo em relação ao ciclo de vapor de água, funcionando em condensação (neste projecto o condensador é arrefecido a ar).

O líquido orgânico usado no ciclo de ORC, além de amigo do ambiente, não provoca erosão nas lâminas de turbina, como acontece nas turbinas de vapor.

Por se tratar de compostos orgânicos e por motivos de segurança, a central ORC é equipada com um sistema especial de detecção de compostos orgânicos usando um detector de ionização de chama, de forma a ser monitorizada continuamente.

6.2.1 - Dimensionamento da instalação utilizando o ORC

A potência da central será função da potência máxima admitida neste tipo de equipamento, cerca de 1 800 kW_e, da quantidade de biomassa disponível e do regime de funcionamento mais adequado para a instalação.

O regime de funcionamento da instalação deverá ser de 24 horas por dia, já que não é aconselhável nem necessário proceder a arranques frequentes.

A biomassa disponível no ano de 2005 foi cerca de 15 000 t, com as características apresentadas na tabela 22.

Admitindo a potência bruta de 1700 kW_e e um rendimento eléctrico de 20% a potência térmica da instalação será,

$$1\ 700 \times 3\ 600 / (0.2 \times 10^6) = 30,6 \text{ GJ/h.}$$

Admitindo que o valor médio anual de biomassa disponível é de 15 000 t, a potência térmica útil anual será de,

$$15\ 000\ 000 \times 20\ 176 / 10^6 \times 0.80 = 242\ 112 \text{ GJ/ano,}$$

ou seja, é necessário um regime de funcionamento de cerca de 8 000 h/ano para esgotar o combustível anual disponível, admitindo um rendimento térmico da caldeira a fluido térmico de 80% e consumos nos auxiliares eléctricos de cerca de 200 kWh/h.

O elevado número de horas de funcionamento anual estabelecido permite operar com um equipamento de menor potência, o que, além de permitir a opção por um ORC, conduz a um investimento mais reduzido.

Nestas condições, as características principais da central são apresentados na tabela 28.

A central de ORC será de condensação, por se admitir não existirem consumidores locais para a energia térmica cogerada e utilizará o ar como meio de arrefecimento, por se admitir também a dificuldade de obter no local o caudal de água que necessário à condensação do vapor de fluido orgânico.

6.2.2 - Implantação da instalação com o ORC

Além da área de armazenagem exterior de cerca de 10 000 m² para a biomassa é necessário prever uma área coberta de cerca de 5 000 m² para armazenagem interior do bagaço de azeitona e para implantação do equipamento.

Uma planta representando a implantação da instalação é apresentada na figura 56.

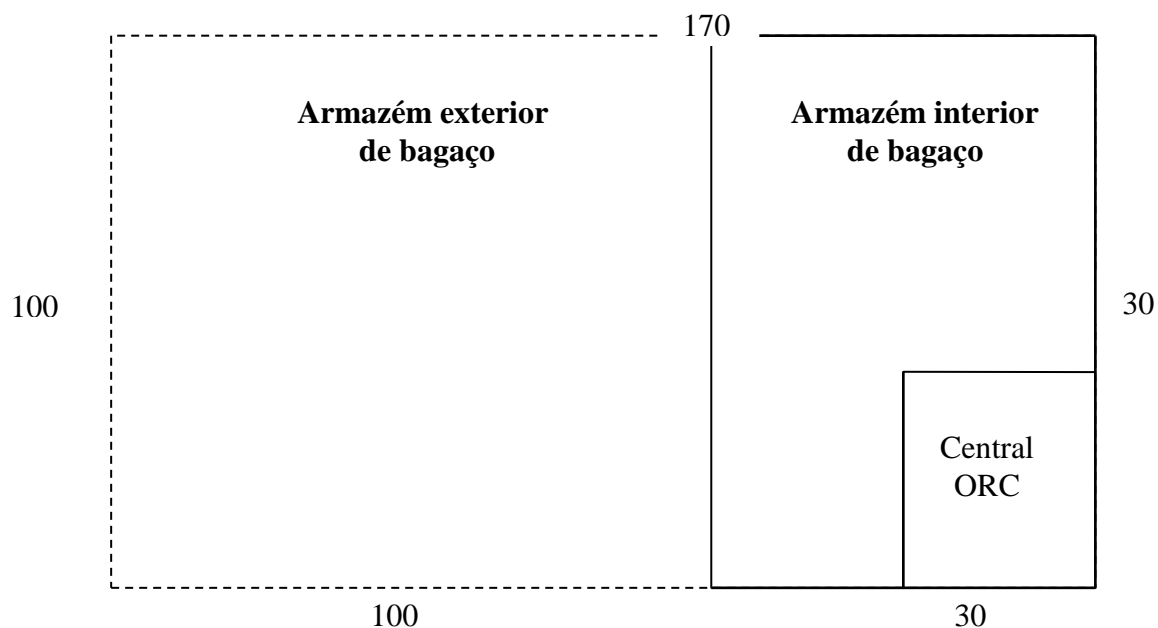


Figura 56 – Planta com as áreas de implantação da central de biomassa, para ORC.

6.4.3 – ANÁLISE ECONÓMICA DO PROJECTO (ORC)

Para proceder à análise económico do projecto procede-se como para a alternativa anterior e admitindo o mesmo cálculo para o preço de venda da energia eléctrica à rede que conduziu ao resultado apresentado na tabela 31 (Anexo I), ou seja, a uma remuneração mensal (VRDm) de 130 177 Euros o que representa um valor médio de venda de 0,113 Euros/kWh.

Embora este valor seja variável nos meses será tomado como o valor médio mensal de venda de energia à rede, para efeitos da análise económico-financeira.

Os custos de investimento e de exploração apresentados na tabela 32 (Anexo I), apesar de terem sido obtidos através de consultas sumárias ao mercado, podem ser considerados muito próximos da realidade.

Com base nos valores apresentados nas tabelas 31 e 32 (Anexo I) é possível determinar, numa análise simplificada, os *cash-flows* anuais obtidos com a exploração da central de ORC, apresentados na tabela 25.

Como para o caso da alternativa anterior, os valores de *cash-flow* apresentados podem ser significativamente superiores no caso de recurso a apoios financeiros previstos para centrais de biomassa, que consideram empréstimos no montante máximo de 50% do investimento, reembolsável sem juros, ou mesmo condições mais favoráveis, no caso do proponente ser uma Câmara Municipal.

Como se verifica a alternativa apresentada gera *cash-flows* positivos a partir do 1º ano, ao contrário do que se verifica na central de vapor de condensação (caso não seja possível vender o vapor cogeração).

Tabela 25 – *Cash-flow* gerado pelo projecto de ORC, com venda de energia.

| Anos | Custo de Investimento (1) | Custo de Exploração (2) | Venda de energia (3) | <i>Cash-flow</i> líquido (4) (4) = (3) – (2) - (1) |
|------------|---------------------------|-------------------------|----------------------|---|
| 1 | 4745000 | - | - | -4476415,09 |
| 2 | - | 173850 | 1446410 | 1132573,87 |
| 3 | - | 173850 | 1446410 | 1068465,91 |
| 4 | - | 173850 | 1446410 | 1007986,71 |
| 5 | - | 173850 | 1446410 | 950930,86 |
| 6 | - | 173850 | 1446410 | 897104,58 |
| 7 | - | 173850 | 1446410 | 846325,08 |
| 8 | - | 173850 | 1446410 | 798419,89 |
| 9 | - | 173850 | 1446410 | 753226,31 |
| 10 | - | 173850 | 1446410 | 710590,86 |
| VLA | | | | 3 689 208,98 |

6.3 – ANÁLISE ECONÓMICA DOS DOIS PROJECTOS ALTERNATIVOS

Com base nos valores das tabelas, 23, 24, 25 e 28, 29, 30, 31, 32 (Anexo I) e nos respectivos cálculos, apresentam-se na tabela 26 os valores de BLU_{10} , VLA e TIR, para os três cenários, correspondentes às duas alternativas.

Observando-se os valores dos referidos critérios de análise de rentabilidade, expressos na tabela 26, é possível fazer uma análise da rentabilidade dos projectos de investimento com um período de maturação relativamente longo, cerca de 10 anos.

Tabela 26 – Valores do benefício líquido unitário anual do investimento, do valor líquido actualizado e da taxa interna de rentabilidade.

| Projecto alternativo | | BLU₁₀ (€/kWh) | VLA (€) | TIR (%) | PR (anos) |
|----------------------|------------------------------|------------------------------------|-------------------|-------------------|---------------------|
| Cogeração | Com venda de energia e vapor | 0,094 | 2 993 607,49 | 17 | 6 - 7 |
| | Com venda de energia | 0,0994 | 1 999 456,70 | 13 | 7 - 8 |
| ORC | Com venda de energia | 0,11032 | 3 689 208,98 | 23 | 5 - 6 |

No projecto de cogeração verifica-se que durante o período de 10 anos (período de vida útil) o benefício líquido unitário, o montante residual dos benefícios líquidos gerados do investimento, a taxa de actualização susceptível de anular o valor líquido actualizado apresentam valores mais elevados quando existe venda de energia e vapor do que quando se vende apenas energia, devido aos fluxos gerados pela venda de vapor.

No projecto de cogeração que vende exclusivamente energia e no projecto que utiliza o sistema ORC, que também só vende energia, os valores dos critérios da análise de rentabilidade são mais elevados no segundo pelo facto de o custo de investimento e os custos de exploração serem bastante inferiores.

Nos três casos, o facto de o valor líquido actualizado ser positivo indica que os valores gerados durante o período de vida útil são suficientes não só para a recuperação dos capitais aplicados na sua realização mas também para fazer face aos respectivos juros, supostos à taxa anual de 6%, permitindo ainda um benefício residual ao longo daquele período que referido ao momento presente se traduziria no montante referido na tabela 26.

Na comparação dos três cenários das duas alternativas utiliza-se o critério VLA porque este critério implica que para um dado custo de oportunidade real do capital previamente estabelecido se possa proceder à comparação entre os valores dos VLAs das diferentes alternativas.

O valor do VLA inerente ao projecto com o sistema ORC é o mais elevado, devido aos baixos custos de investimento e de exploração.

A TIR não só exprime directamente a remuneração dos capitais investidos, mas também porque o faz sob a forma de uma taxa média que pode ser facilmente comparada com as remunerações alcançáveis em utilizações alternativas. Para os três cenários, expressos na tabela 26, os valores da TIR são todos maiores que o custo de oportunidade de capital (6%), com relevância para o projecto com o sistema ORC que apresenta 23%.

Verifica-se, ainda, que no projecto com o sistema ORC o período de recuperação (PR) para que o fluxo de benefícios líquidos positivos iguale o montante investido é de 5-6 anos, período inferior ao dos outros dois cenários.

7 - CONCLUSÕES

1. Os valores da tabela 22 referem-se às quantidades de bagaço de azeitona, entregues na unidade extractora da UCASUL, no Alvito, onde os lagares devem entregar todo o bagaço e à quantidade folhas da limpeza da azeitona na região do Alentejo, na campanha 2005-2006.

Os valores quantitativos do bagaço de azeitona extractado e das folhas da limpeza da azeitona devem ser considerados inferiores aos valores reais, pois não representam a totalidade do bagaço de azeitona produzido nos lagares do Alentejo em virtude de uma parte significativa, deste, ser utilizado nas caldeiras de aquecimento dos lagares. A percentagem média das folhas da limpeza da azeitona foi calculada com base num inquérito a diversos lagares e cooperativas do Alentejo, mas em alguns casos os valores fornecidos foram bastante baixos, pelo que o valor médio das percentagens se deve considerar inferior ao real.

Com o aproveitamento de todo o bagaço de azeitona produzido nos lagares e das folhas de limpeza da azeitona pode-se ter a possibilidade de instalar uma unidade de cogeração para produzir cerca de 1,8 MWe de potência ou uma unidade utilizando o sistema ORC – *Organic Rankine Cycle* para produzir cerca de 1,6 MWe.

A produção de energia e vapor pode ser mais elevada em virtude de se poder dispor de uma quantidade de biomassa muito maior tendo em consideração o seguinte:

- Realizar um aproveitamento integral de todo o bagaço de azeitona e das folhas da limpeza de todos os lagares do Alentejo;
- Tentar alargar o raio de aproveitamento, do bagaço de azeitona e das folhas da limpeza da azeitona, a outras regiões do país, nomeadamente ao Alto Alentejo;
- Aproveitar o material da poda das oliveiras, num raio de actuação economicamente aceitável, quer sob o pinto de vista da mão-de-obra quer do transporte.

2. No presente estudo é analisada a possibilidade de utilização da biomassa, existente como subproduto dos lagares de azeite do Alentejo, na produção de energia eléctrica.

Serão consideradas duas alternativas: uma de cogeração e outra baseada no processo de ORC – *Organic Rankine Cycle*.

Neste trabalho, a primeira alternativa consiste em dois cenários em que num se estuda a produção combinada de energia eléctrica e energia térmica com venda de energia eléctrica e venda do vapor de água e noutro a venda de apenas energia eléctrica, aproveitando a energia dos gases de combustão para a secagem do bagaço de azeitona. Na segunda alternativa que consiste em utilizar um sistema ORC, onde se produz e vende exclusivamente energia eléctrica.

A primeira das alternativas é, nestes casos e muita das vezes, de difícil aplicação prática, já que os locais onde são gerados os subprodutos são zonas de produção agrícola, onde não existem indústrias para consumo do vapor cogorado.

A solução passaria pela deslocação da unidade produtora de bagaço de azeitona para junto de uma unidade industrial próxima, de forma a permitir a exportação do vapor cogorado.

A possibilidade de utilizar o vapor cogorado para a secagem do bagaço de azeitona, não é de considerar, já que o caudal de vapor necessário para a secagem seria uma pequena parte do total produzido na caldeira, ou seja, a energia cogorada seria muito reduzida e a maior parte da energia térmica teria de ser dissipada no condensador.

A opção a considerar, mesmo para o caso da primeira alternativa, será a de realizar a secagem do bagaço de azeitona com os gases da chaminé da fornalha de queima do bagaço extractado.

Embora a energia dos gases de combustão do bagaço extractado seja suficiente para a secagem do bagaço de azeitona, é de recomendar a utilização da secagem mecânica para que seja reduzida a humidade do bagaço à entrada no secador.

É de referir, no entanto, que a alternativa de utilizar um sistema ORC permite cogear energia térmica a baixa temperatura (80°C), em qualquer altura, através da instalação de um permutador de calor antes do condensador, com um investimento inferior ao necessário para o caso de um ciclo de vapor.

3. Avaliações económicas baseadas na experiência mostram que o ciclo de ORC pode conseguir custos específicos de produção de electricidade que, dependentes do preço de combustível e do regime de funcionamento, permitem a aplicação economicamente viável desta tecnologia, nomeadamente em países que financiem e promovam a produção de electricidade a partir de fontes renováveis, como é o caso de Portugal.
4. Melhores eficiências e custos de exploração são obtidos para os casos de utilização simultânea de electricidade e calor, ou seja, funcionando em cogeração, que apesar de não estar previsto neste projecto, por falta de condições locais, pode a todo o momento ser realizado na forma de água quente, a uma temperatura de cerca de 60°C.
5. Na análise económica dos três cenários, os valores assumidos pelos diferentes elementos dos *cash-flows*, que servem de base ao cálculo dos critérios de rentabilidade, foram estabelecidos com base em previsões quanto ao seu comportamento ao longo da vida útil dos projectos de investimento em análise.
A análise de sensibilidade da rentabilidade dos investimentos dos referidos projectos teve por objectivo verificar até que ponto é que os resultados obtidos no contexto dos diferentes critérios de avaliação adoptados foram sensíveis a eventuais variações dos diferentes elementos base utilizados na elaboração dos *cash-flows* (tabelas 23,24 e 25).
6. Da análise de sensibilidade da rentabilidade dos investimentos dos três projectos em estudo pode-se concluir que o projecto de ORC é o que oferece maior rentabilidade, pois apresentou os maiores valores do valor líquido actualizado, de taxa interna de rentabilidade e menor período de recuperação do investimento.

8 – BIBLIOGRAFIA

Amián, J. C., 2003. *Presente y futuro de la biomassa*.

Disponível em: www.agroinformacion.com. Acesso em: 2004/09/19.

Avillez, F, *et al.*, 2006. *Análise de Investimentos. Formação – Manual Técnico. Global em Gestão Agrícola*. 1.ª Edição. ADISA, AgroGes, IDRHa. Lisboa.

Azevedo, J., 2001. *Apontamentos sobre Cogeração*. Departamento de Engenharia Mecânica. Instituto Superior Técnico. Lisboa.

Barranco, D., *et al.*, 2001. *El Cultivo del Olivo*. 4ª Edición. Ediciones Mundi-Prensa, Madrid. Espanha.

Belchior, A., J. Barroso (2003/2004). *Incentivos à produção de Energia Eléctrica em Regime Especial*. Trabalho realizado no âmbito da disciplina de Produção e Planeamento de Energia. Eléctrica. Licenciatura em Engenharia Electrotécnica. F.C.T. da Universidade de Coimbra.

Brandão, S. S., 2004. *Produção e Planeamento de Energia Eléctrica*. Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores. Universidade de Coimbra.

Bravo, J., 1990. *Amélioration de la qualité de l'huile d'olive*. Conseil Oléicole International. Madrid.

CEETA – Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente, 2002. *Energia Portugal 2001*. Programa E4,. DGGE, Ministério da Economia. Lisboa.

Disponível em: [www.energiasrenovaveis.com/docs/EnergiaPortugal2001](http://www.energiasrenovaveis.com/docs/EnergiaPortugal2001.pdf). pdf.

Acesso em: 2006/01/25

Centre d` Initiative pour la Production Propre, 2000. *Prévention de la pollution dans la production d`huile d`olive*. Ministère de l`Environnement, Gouvernement Autonome de la Catalogne. Barcelona.

Disponível em: www.cema-sa.org/files/mcsd/fr/oli_fr.pdf . Acesso em 2006/02/20

Climanet, 2005. *A Cogeração e o Futuro*.

Disponível em: www.climanet.pt/noticias/default.asp?ID=90

Acesso em: 2006/06/24

COGEN PORTUGAL, 2004. *Cogeração em Portugal*.

Disponível em: www.cogenportugal.com/htm/cogeração_pt.htm.

Acesso em: 2006/02/17

Costa, B., J. Gouveia, L. Dionísio, N. Carrolo e S. Oliveira, 2002. *Código de Boas Práticas para o Processamento Tecnológico dos Azeites Virgens*. Casa do Azeite, Lisboa.

DGGE – Direcção Geral de Geologia e Energia, 2005. *Renováveis – Estatísticas Rápidas*.

Disponível em: www.dgge.pt. Acesso em 2006/02/20.

Dias, A.B., *et al.*, 2003. *A Mecanização da Eliminação dos Resíduos da Poda da Oliveira*. Área departamental de Ciências Agrárias da Universidade e Évora. Núcleo da Mitra, Évora.

EDP – Energia de Portugal – 2005. *Enquadramento legal da produção em regime especial – energias renováveis – cogeração*.

Disponível em: www.edp.pt. Acesso em 2005/05/15.

ENDESA, 2002. Endesa utiliza aceitunas para generar electricidad en una planta.

Disponível em: <http://canales.elcorreodigital.com/ekoplaneta/datos/actualidad/junio/actu120602.htm>.

Acesso em: 2004/09/20.

Fuentes, Pedro, 2001. *Aprovechamiento de los Subproductos de las Almazas, Innovación y desarrollo*. Colegio Oficial de Ingenieros Industriales. Alcala, Espanha

GasNet, 2005. *Cogeração*.

Disponível em: [www.gasnet.com.br/gasnet br/cogeracao/descricao.asp](http://www.gasnet.com.br/gasnet%20br/cogeracao/descricao.asp)

Acesso em: 2005/02/08.

González, J. 2001. *Plantas de geración mediante la combustión de orujillo: Enemansa y La Loma*. Info ENERGIA. Espanha.

INETI/ITE, 2002 - Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial e Instituto de Tecnologias Energéticas. *Tecnologias de Combustão – Cogeração*. Lisboa.

InfoEnergia, 2001. *Plantas de generación de electricidad mediante la combustión de orujillo: Enemansa y La Loma*.

Disponível em: www.infoenergia.com/cgi-bin/eneresia.cgi

Acesso em: 2005/02/18

Jiménez J., *et al.*, 2002. *Ingeniería Ambiental entre el Reto y la Oportunidad*. Editorial Síntesis. Madrid. Espanha.

Kinnunen, Lauri, 2003. “Better Energy, Self-Sufficiency, Lower Emissions” in *Energy in Finland 2003*, Allpress Oy, Helsinki.

Kobek, Igor, 2004. *Waste Treatment*. Technology Dissemination Centres (TDC-Olive). Bremerhaven, Germany.

Disponível em: www.tdcolive.net/documents/booklet/D14k_waste_treatment_VI.0.pdf

Acesso em: 2006/01/30

Lora, E., E. Silva e M. A. R. Nascimento, 2004. *Geração Termelétrica, Planejamento, Projecto e Operações*. Volume 2. Editora Interferência, Rio de Janeiro, Brasil.

Maxxtec AG, 2006. *Biomass – Renewable Energy for Process Heat and Power. Generation*. Germany Technhology Symposium.

Disponível em: - www.gtcc.org/example/maxxtec.pdf.

Acesso em: 2007/04/15.

Monteiro, J.P.R., 1997. *Estudos de Descoloração de Óleo de Bagaço de Azeitona em Miscela*. Instituto Superior de Agronomia. Lisboa

Obernberger, I., P. Thonhofer, E. Reisenhofer, 2002. *BiosBioenergiesysteme*. Graz. Áustria.
Disponível em: <http://bios-bionergy.at>. Acesso em: 2007/05/10.

OPET CHP TECHNOLOGIES, 2000. *Turbinas de contra-pressão e turbinas de extracção condensação*.

Disponível em: www.opet-cet/chptechnologies.asp.

Acesso em: 2005/04/25

Peça, J. O., et al., 2001. *A Influência da Poda Mecânica na Produção de Azeitona*. Área Departamental de Ciências Agrárias da Universidade e Évora. Núcleo da Mitra, Évora.

PROTER, 2006. *Equipamentos*.

Disponível em: www.proter.pt/frames.htm. Acesso em: 2006/01/25

Rodrigues, F. M., A. R. Celma e A. Al-Kassir Abdulla, 2002. *Tratamento energético de alperujos*. Escola Superior Agrícola de Elvas e Escuela de Ingenierias Industriales de la UEX.

Disponível em: <http://www.energuia.com>.

Acesso em: 2004/09/21.

Rodriguez, A. e L. F. Ruiz, 1995. *El Empleo de Alpechin y Orujos Humedos*. Junta de Andalucía, Consejería de Agricultura y Pesca. Dirección General de Investigación Agraria. Sevilla. Espanha

Roriz, L. F., 2006. Produção de energia eléctrica. *Centrais de produção combinada de calor e electricidade – Cogeração*.

Disponível em: http://alfa.ist.utl.pt/~roriz/prodenerg/centrais_chp.htm.

Acesso em 2006/03/10

Sansoucy, R., 1984. *Utilisation des sous-produits de l'olivier alimentation animale dans le bassin Méditerranéen*. FAO. Roma.

Disponível em: <http://www.fao.org/DOCREP/004/6545F/X6545F00.htm>.

Acesso em: 2004/10/11.

Santos, L., M. J. F. Silva, J. Chaveiro, 2003. *COGERAÇÃO*. Produção e Planeamento de Energia Eléctrica. Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade de Coimbra. Coimbra.

Santos, N. O., 1998. *Termodinâmica Aplicada às Termelétricas, Teoria e Prática*. Editora Interferência, Rio de Janeiro, Brasil.

Silva, C. Solange L. e J. P. L. Mendonça, 2003. *Produção e Distribuição Centralizada de Energia Térmica e Cogeração*. Departamento de Engenharia Mecânica, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade de Coimbra.

Sims, Ralph; Gigler, Jorg., 2002. *The Brilliance of Bionergy. Small Projects Using Biomass in Renewable Energy World*, James & James, Londres, Janeiro/Fevereiro 2002, pp. 56-63.

SODEAN, S. A. 2002. *Potencial y aprovechamiento energético de la biomasa del olivar en Andalucía*. Programa de Trabajo n.º 6 OPET RUE – Biomasa.

Disponível em: www.sodean.es/publicaciones/potencial%20y%20aprovechamiento.pdf.

Acesso em 2005/03/20.

TABELAS AUXILIARES PARA CÁLCULO DOS RESULTADOS

Tabela 27 – Características principais de funcionamento da central de cogeração de biomassa.

| Fluido do ciclo | Água/vapor | |
|--|------------------|--------|
| Entalpia do vapor produzido | kJ/kg | 3 050 |
| Entalpia do vapor na contra-pressão | kJ/kg | 2 720 |
| Pressão na entrada da turbina | bar | 45 |
| Pressão na contra-pressão da turbina | bar | 5 |
| Fluido de arrefecimento no condensador de balanço | | Ar |
| Pressão de condensação | bar | 0.2 |
| Temperatura na entrada | °C | 35 |
| Temperatura na saída | °C | 50 |
| Capacidade térmica da caldeira | kW _{th} | 12 000 |
| Potência eléctrica aos bornes do alternador em condensação | kW | 2 000 |
| Consumo eléctrico dos auxiliares | kW | 200 |
| Produção útil de energia eléctrica em condensação | kW | 1 800 |
| Capacidade nominal do alternador | kW | 2 100 |

Tabela 28 – Características principais de funcionamento da central de biomassa (ORC).

| | | |
|---|------------------|-----------------|
| Fluido de aquecimento (da caldeira) | | Fluido térmico |
| Fluido do ciclo | | Fluido orgânico |
| Temperatura na entrada | °C | 300 |
| Temperatura na saída | °C | 250 |
| Pressão na entrada da turbina | bar | 10 |
| Fluido de arrefecimento | | Ar |
| Pressão de condensação | bar | 0.2 |
| Temperatura na entrada | °C | 80 |
| Temperatura na saída | °C | 60 |
| Capacidade térmica da caldeira | kW _{th} | 10 625 |
| Capacidade térmica do evaporador | kW _{th} | 8 500 |
| Temperatura do termo fluido à saída da caldeira | °C | 320 |
| Temperatura do vapor à entrada da turbina | °C | 270 |
| Temperatura do vapor à entrada da turbina | °C | 230 |
| Potência eléctrica aos bornes do alternador | kW | 1 700 |
| Consumo eléctrico dos auxiliares | kW | 100 |
| Produção útil de energia eléctrica | kW | 1 600 |
| Capacidade nominal do alternador | kW | 1 850 |

Tabela 29 – Remuneração da energia produzida em cogeração (Dec. - Lei nº 33-A/2005).

| | |
|--|-----------|
| Remuneração, no mês m (Euros) | 148 176 |
| Potência da instalação (MW) | 1,8 |
| Modulação tarifária (opção no acto do licenciamento); Caso não se opte, KMHO = 1 | 1,00 |
| Parcela variável da remuneração, no mês m (Euros) | 46 656 |
| Parcela fixa da remuneração, no mês m (Euros) | 14 688 |
| Parcela ambiental da remuneração, no mês m (Euros) | 9 590 |
| Índice de preços no consumidor no mês de Dezembro do ano anterior ao do mês m | 5,0 |
| Coefficiente biomassa | 8,2 |
| Perdas evitáveis, nas redes de transporte e distribuição | 0,036 |
| Coefficiente de modulação | 1 |
| Energia fornecida ao SEP no mês m (kWh) | 1 296 000 |
| Mensualização do custo unitário do investimento, fixado anualmente por Despacho DR 2ª série, durante o mês de Novembro (Euros/kW. mês) | 5,44 |
| Coefficiente adimensional - Contribuição da instalação para a garantia da potência do SEP | 1,500 |
| Idem, no ano do despacho do PF(U)ref | 4,9 |
| Potência média disponibilizada ao SEP, no mês m (kW) | 1 800 |
| Potência declarada no acto do licenciamento (kW) | 1,5 |
| Custos evitados a montante, indicado no Despacho referido (Euros/kWh) | 0,036 |
| Valorização unitária do CO2, indicado no Despacho referido (Euros/g) | 0,0000200 |
| Montante unitário das emissões de CO2 evitadas - 370g/kWh | 370 |

Euros/kWh **0,114**

Tabela 30 – Dados de projecto de cogeração, custo de investimento e custos de exploração da central.

| | |
|--|------------------|
| Capacidade nominal em cogeração (kW _e) - 8 horas/dia | 900 |
| Capacidade nominal em condensação (kW _e) -16 horas dia | 1800 |
| Eficiência eléctrica média (%) | 14,3 |
| Horas de funcionamento anual em cogeração | 2667 |
| Horas de funcionamento anual em condensação | 5333 |
| Venda média anual de electricidade (MWh/ano) | 12000 |
| Energia primária (MWh/ano) | 84067 |
| Venda média anual de vapor (t/ano) | 30667 |
| Custos de investimento (Euros) | |
| Caldeira de vapor, incluindo secador de bagaço | 2000000 |
| Tubagem | 300000 |
| Turbina de vapor | 2300000 |
| Sistema de controlo | 65000 |
| Conexão à rede, incluindo transformador | 220000 |
| Engenharia | 500000 |
| Outros, incluindo construção civil | 800000 |
| | 6 185 000 |
| Custo equivalente anual (€) | 840343,3 |
| Consumíveis (0.5% do investimento) | 30925 |
| Custos com o combustível | 0 |
| Custos do pessoal | 42000 |
| Custos de manutenção (5.0% do investimento) | 309250 |
| Outros custos (Administração e seguros – 0.7% do investimento) | 43295 |
| Total dos custos de produção | 635 470 |
| Custos de produção (euros/kWh_e) | 0,044 |

Investimento – 6 185 000 Euros

Custo de oportunidade do capital – 6%

Período de vida útil – 10 anos

Venda do vapor – 14,00 Euros/tonel

Tabela 31 – Remuneração da energia produzido, em ORC (Dec. -Lei nº 33-A/2005).

| | |
|--|----------------|
| Remuneração, no mês m (Euros) | 130 177 |
| Potência da instalação (MW) | 1,6 |
| Modulação tarifária (opção no acto do licenciamento); Caso não se opte, KMHO = 1 | 1,00 |
| Parcela variável da remuneração, no mês m (Euros) | 41 472 |
| Parcela fixa da remuneração, no mês m (Euros) | 11 605 |
| Parcela ambiental da remuneração, no mês m (Euros) | 8 525 |
| Índice de preços no consumidor no mês de Dezembro do ano anterior ao do mês m | 5,0 |
| Coefficiente biomassa | 8,2 |
| Perdas evitáveis, nas redes de transporte e distribuição | 0,036 |
| Coefficiente de modulação | 1 |
| Energia fornecida ao SEP no mês m (kWh) | 1 152 000 |
| Mensualização do custo unitário do investimento, fixado anualmente por Despacho DR 2ª série, durante o mês de Novembro (Euros/kW. mês) | 5,44 |
| Coefficiente adimensional - Contribuição da instalação para a garantia da potência do SEP | 1,333 |
| Idem, no ano do despacho do PF(U)ref | 4,9 |
| Potência média disponibilizada ao SEP, no mês m (kW) | 1 600 |
| Potência declarada no acto do licenciamento (kW) | 1,5 |
| Custos evitados a montante, indicado no Despacho referido (Euros/kWh) | 0,036 |
| Valorização unitária do CO2, indicado no Despacho referido (Euros/g) | 0,0000200 |
| Montante unitário das emissões de CO2 evitadas - 370g/kWh | 370 |

Euros/kWh **0,113**

Tabela 32 – Dados de projecto, custos de investimento e custos de exploração da central ORC.

| | |
|--|------------------|
| Capacidade nominal | 1600 |
| Eficiência eléctrica média (%) | 15,2 |
| Horas de funcionamento anual | 8000 |
| Venda média anual de electricidade (MWh/ano) | 12800 |
| Custo equivalente anual (€) | 644 693,3 |
| Custos de investimento (Euros) | |
| Caldeira de vapor, incluindo secador de bagaço | 1200000 |
| Tubagem | 110000 |
| Turbina de vapor | 2300000 |
| Sistema de controlo | 65000 |
| Conexão à rede, incluindo transformador | 220000 |
| Engenharia | 350000 |
| Outros, incluindo construção civil | 500000 |
| Custos de investimento (Euros) | 4 745 000 |
| Consumíveis (0.3% do investimento) | 14235 |
| Custos com o combustível | 0 |
| Custos do pessoal | 31500 |
| Custos de manutenção (2.0% do investimento) | 94900 |
| Outros custos (Administração e seguros – 0.7% do investimento) | 33215 |
| Total dos custos de produção | 327 850 |
| Custos de produção (euros/kWh_e) | 0,026 |

Investimento – 4 745 000 Euros

Custo de oportunidade do capital – 6%

Período de vida útil – 10 anos

Tabela 33 – Determinação do custo equivalente anual (CEA) dos projectos de cogeração e de ORC

| | |
|---|--|
| Custo equivalente anual = CI x FRC | |
| Cogeração com e sem venda de vapor | 6 185 000 € x 0,13586792 = 840343 € |
| ORC | 4 745 000 € x 0,13586792 = 644693 € |

Tabela 34 – Determinação do benefício líquido unitário (BLU) para o projecto de cogeração com venda de energia e vapor.

| | |
|---|---|
| Preço unitário da energia | 148 176 € : 1 296 000 kWh = 0,114 €/kWh |
| Preço unitário do vapor | |
| diferença entre a energia primária e a vendida: | 84 067 000 |
| dá a energia correspondente ao vapor vendido: | 12 000 000 |
| | 72 067 000 kWh |
| Preço unitário do vapor: | |
| | 429 333 € : 7 2067 000 kWh = 0,00596 € = 0,006 € |
| Custo Equivalente anual unitário | |
| | 840 343 € : 84 067 000 kWh = 0,00999 = 0,010 €/kWh |
| Custo de exploração unitário | |
| | 387 670 € : 84 067 000 kWh = 0,0046 €/kWh |
| BLU = (0,144 €/kWh+ 0,006 €/kWh) – (0,01 €/kWh + 0,0046 €/kWh) = 0,094 €/kWh | |

Tabela 35 – Determinação do benefício líquido unitário (BLU) para o projecto de cogeração com venda de energia.

| | |
|--|---|
| Preço unitário da energia | 148 176 € : 1 296 000 kWh = 0,114 €/kWh |
| Custo Equivalente anual unitário | 840 343 € : 8 4067 000 kWh = 0,00999 = 0,010 €/kWh |
| Custo de exploração unitário | 387 670 € : 84 067 000 kWh = 0,0146 €/kWh |
| BLU = 0,144 €/kWh – 0,0146 €/kWh = 0,0994 €/kWh | |

Tabela 36 – Determinação do benefício líquido unitário (BLU) para o projecto de ORC.

| | |
|--|---|
| Preço unitário da energia | 130 177 € : 1 152 000 kWh = 0,113 €/kWh |
| Custo Equivalente anual unitário | 644693 € : 84067000 kWh = 0,00767 €/kWh |
| Custo de exploração unitário | 173 850 € : 84 067 000 kWh = 0,00268 €/kWh |
| BLU = 0,113 €/kWh – 0,00268 €/kWh = 0,11032 €/kWh | |
| Investimento – 6 185 000 Euros | |

Tabela 37 – Determinação da taxa interna de rentabilidade (TIR) para o projecto de cogeração com venda de energia e vapor.

| Anos | Custo de Investimento (€) | Custo de Exploração (€) | Venda de energia (€) | Venda de vapor (€) | Diferença entre receitas e custos (€) | TIR |
|------|---------------------------|-------------------------|----------------------|--------------------|---------------------------------------|------------|
| 1 | 6185000 | - | - | - | -6185000 | |
| 2 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 1375867 | |
| 3 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 1375867 | |
| 4 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 1375867 | |
| 5 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 1375867 | |
| 6 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 1375867 | |
| 7 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 1375867 | |
| 8 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 1375867 | |
| 9 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 1375867 | |
| 10 | - | 425470 | 1372004 | 429333 | 1375867 | 17% |

Tabela 38 – Determinação da taxa interna de rentabilidade (TIR) para o projecto de cogeração com venda de energia.

| Anos | Custo de Investimento (€) | Custo de Exploração (€) | Venda de energia (€) | Diferença entre receitas e custos (€) | TIR |
|------|---------------------------|-------------------------|----------------------|---------------------------------------|------------|
| 1 | 6185000 | - | - | -6185000 | |
| 2 | - | 425470 | 1646405 | 1220935 | |
| 3 | - | 425470 | 1646405 | 1220935 | |
| 4 | - | 425470 | 1646405 | 1220935 | |
| 5 | - | 425470 | 1646405 | 1220935 | |
| 6 | - | 425470 | 1646405 | 1220935 | |
| 7 | - | 425470 | 1646405 | 1220935 | |
| 8 | - | 425470 | 1646405 | 1220935 | |
| 9 | - | 425470 | 1646405 | 1220935 | |
| 10 | - | 425470 | 1646405 | 1220935 | 13% |

Tabela 39 – Determinação da taxa interna de rentabilidade (TIR) para o projecto de ORC.

| Anos | Custo de Investimento (€) | Custo de Exploração (€) | Venda de energia (€) | Diferença entre receitas e custos (€) | TIR |
|-------------|----------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|--|------------|
| 1 | 4745000 | - | - | -4745000 | |
| 2 | - | 173850 | 1446410 | 1272560 | |
| 3 | - | 173850 | 1446410 | 1272560 | |
| 4 | - | 173850 | 1446410 | 1272560 | |
| 5 | - | 173850 | 1446410 | 1272560 | |
| 6 | - | 173850 | 1446410 | 1272560 | |
| 7 | - | 173850 | 1446410 | 1272560 | |
| 8 | - | 173850 | 1446410 | 1272560 | |
| 9 | - | 173850 | 1446410 | 1272560 | |
| 10 | - | 173850 | 1446410 | 1272560 | |
| | | | | | 23% |

LEGISLAÇÃO

• NACIONAL

Produção de energia eléctrica com base em Instalações de Cogeração

LEGISLAÇÃO NACIONAL (aconselhada pela Direcção Geral de Geologia e Energia – DGGE - 2005)

COGERAÇÃO

| | | | | |
|---|-----|------------|-----------|--|
| - | DL. | 189/88 | 88-05-27 | (produção independente) |
| - | P. | 305/90 | 90-04-18 | (complemento ao DL. 189/88) |
| - | P. | 416/90 | 90-06-06 | (contrato-tipo compra/venda de energia) |
| - | DL. | 186/95 | 95-07-27 | (cogeração – revogado) |
| - | P. | 347/96 | 95-08-08 | (cogeração - elementos a apresentar) |
| - | DL. | 56/97 | 97-03-14 | (altera o DL n.º 189/88 e 186/95) |
| - | D. | 419/99 | 99-01-12 | (custos evitados) |
| - | D. | 2882 | 99-02-11 | (valores de referência para custos evitados) |
| - | D. | 15804/99 | 99-08-16 | (altera o despacho 419/99) |
| - | DL. | 538/99 | 99-12-13 | (estabelece a actividade da cogeração) |
| - | P. | 30/00 | 00-01-27 | (preços da energia para P. ≤ 10 MW) |
| - | P. | 31/00 | 00-01-27 | (preços da energia para P. ≥ 10MW) |
| - | D. | 4463/00 | 00-02-25 | (despacho regulador da P. 31/00) |
| - | D. | 4464/00 | 00-02-25. | (despacho regulador da P. 30/00) |
| - | Av. | 11584-A/00 | 00-07-31 | (indexantes de referência) |
| - | D. | 10418/01 | 00-05-18 | (despacho regulador da P. 31/00) |
| - | D. | 10419/01 | 01-05-25 | (cogeração com mais de 50% de renováveis) |
| - | DL. | 313/01 | 01-12-10 | (altera o DL. N.º 538/99) |
| - | P. | 57/02 | 02-01-15 | (preços da energia para P. >10MW) |
| - | P. | 58/02 | 02-01-15 | (preços da energia para P. ≤ 10 MW) |
| - | P. | 59/02 | 02-01-15 | (preço da energia p/ combustível fuelóleo) |
| - | P. | 60/02 | 02-01-15 | (cogeração C/ mais de 50% renováveis) |

| | | | |
|-------|----------|----------|---|
| - Av. | 1378/02 | 02-02-01 | (valores de referência em Euro) |
| - D. | 6841/02 | 02-04-03 | (Manual de Ref. das auditorias à cogeração) |
| - D. | 6993/02 | 02-04-04 | (aplicação do DL. N.º 189/88 com tarifário de 2002) |
| - D. | 7127/02 | 02-04-08 | (indexantes da P. 57/2002) |
| - D. | 7128/02 | 02-04-08 | (indexantes das P. 58 e 59 de 2002) |
| - P. | 399/02 | 02-04-18 | (estabelecimento e exploração das instalações de cogeração) |
| - D. | 21124/03 | 03-11-03 | (indexantes de referência) |
| - DL. | 33-A/05 | 05-02-16 | (modifica o DL. 189/88) |

Regulamentação:

- O Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, estabeleceu as regras aplicáveis à produção em regime especial.

Estabelece as condições relativas ao exercício da actividade de produção de energia eléctrica dentro de determinados limites de potência instalada, por qualquer entidade independentemente da sua forma jurídica, que utilizasse recursos renováveis ou instalasse sistemas de produção combinada de calor e electricidade.

- Decreto-Lei n.º 186/95, de 27 de Julho - com a aprovação, em Julho de 1995, dum conjunto de diplomas que deram um novo enquadramento jurídico ao Sistema Eléctrico Nacional, a produção combinada de calor e electricidade passou a reger-se por regime autónomo. O DL. 186/95, de 27 de Julho de 1995, estabelece as disposições relativas actividade de produção e consumo combinados de energia eléctrica e energia térmica, mediante o processo de cogeração, sem limite máximo de potência eléctrica instalada.
- A Portaria 347/96, de 8 de Agosto, aprova as disposições regulamentares específicas a observar no estabelecimento e na exploração das instalações de cogeração.
- O Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, fez a revisão do anterior normativo aplicável á produção de energia eléctrica a partir de instalações de cogeração. Estabelece as disposições relativas à actividade de cogeração, nomeadamente:

- 1 – A alteração do tarifário aplicável ao fornecimento para rede do SEP da energia eléctrica produzida em instalações de cogeração, estabelecendo-se os princípios necessários à internalização dos benefícios ambientais proporcionados por essas instalações;
- 2 – O alargamento das situações em que o fornecimento a terceiros da energia eléctrica produzida, seja nos casos em que a cogeração se encontra associada a um processo de auto-consumo da energia eléctrica produzida, seja nos casos em que a energia é fornecida às filiais e empresas associadas do cogrador;
- 3 – A alteração dos mecanismos conducentes à definição dos pontos de interligação das instalações de cogeração com vista a assegurar uma maior transparência dos procedimentos e a garantir uma mais completa equidade de tratamento dos diversos promotores, sendo também limitadas as situações em que se mantenham em carteira projectos que tornam indisponíveis certos pontos de interligação, por não se concretizar, de imediato, a construção das respectivas instalações;
- 4 – A alteração das regras para definição da potência máxima de ligação das instalações de cogeração à rede do SEP com vista a facilitar o acesso a essa rede.
 - A Portaria n.º 30/2000, de 27 de Janeiro, tem por finalidade estabelecer o tarifário aplicável às instalações de cogeração, licenciadas ao abrigo do DL. 538/99, de 13 de Dezembro, cuja potência de ligação à rede do SEP seja inferior ou igual a 10 MW, bem como estabelecer as disposições relativas ao período de vigência das modalidades do mesmo tarifário. Assim, as instalações cuja potência de ligação à rede seja inferior ou igual a 10 MW, serão remuneradas, pelo fornecimento da energia entregue à rede através da fórmula:

$$VRD_m = [PF(VRD)_m / PV(VRD)_m / PA(VRD)_m] \times 1 / (1 - LEV)$$

As definições dos parâmetros desta fórmula, bem como outras fórmulas necessárias para a obtenção de alguns destes, encontram-se descritas nesta portaria, abstraindo-me de as descrever para não tornar este trabalho muito exaustivo.

- Decreto-Lei n.º 312/2001, em 10-12-2001 foi publicado o que define o regime de gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público, proveniente de centros electroprodutores do Sistema Eléctrico Independente
- Decreto-Lei n.º 313/2001 - na mesma data foi publicado o que altera o Decreto-Lei n.º 538/99, revendo normas relativas às condições de exploração e tarifários da actividade. De produção combinada de calor e electricidade. Revê normas relativas às condições de exploração.

A operacionalização do Decreto –Lei n.º 313/2001 foi actualizada através das portarias n.ºs 57/2002, 58/2002, 59/2002 e 60/2002, as quais estabeleceram quatro tarifários distintos.

A remuneração desta produção considera três parcelas aditivas:

- Parcela fixa (PF) – proporcional à potência disponibilizada pelo produtor, internalizando os custos evitados com a construção de novas centrais;
- Parcela variável (PV) – proporcional à energia fornecida pelo produtor, internalizando os custos evitados nas redes a montante e nas despesas com combustível;
- Parcela ambiental (PA) – também proporcional à energia fornecida pelo produtor, internalizando o benefício de redução de emissão de dióxido de carbono.

São ainda remuneradas as perdas evitadas nas redes (LEV), podendo a energia fornecida ser modulada por um coeficiente dependente do período tarifário em que é entregue a energia.

O gráfico seguinte demonstra a repartição da remuneração de energia produzida no âmbito da Portaria n.º 58/2002, considerando uma amostra significativa de produtores.

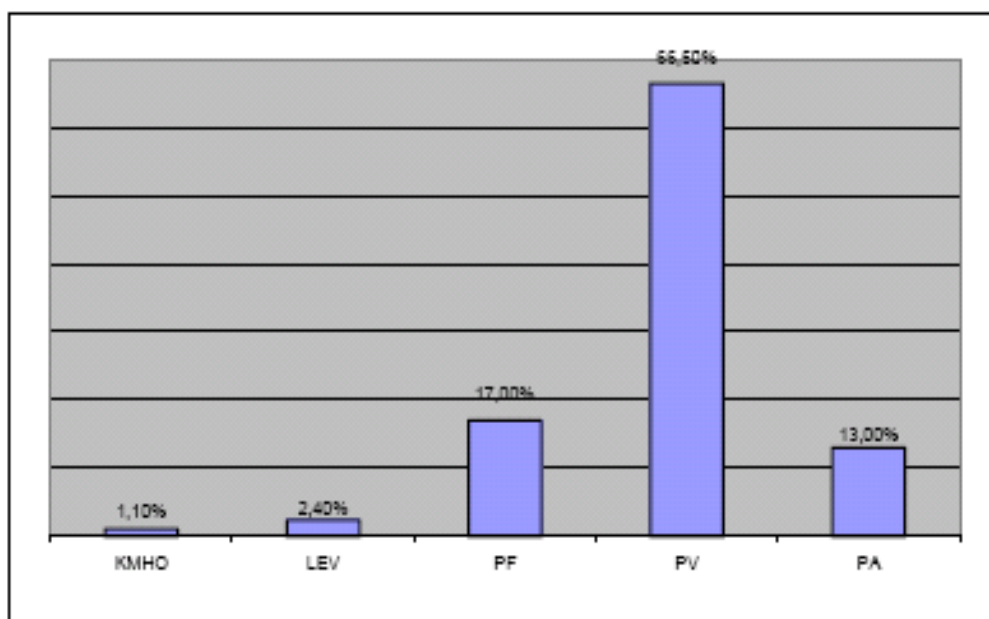


Figura 55 – Repartição da Remuneração (EDP, 2005)

Verifica-se que a componente variável é a mais significativa, valorizando-se assim, principalmente, os custos evitados nas redes a montante e na operação de novos centros de produção (www.edp.pt).

- Portaria n.º 57/2002 - Remuneração pelo fornecimento da energia entregue à rede, das instalações licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 538/99, cuja potência de ligação seja superior a 10 MW.
- Portaria n.º 58/2002 - Remuneração pelo fornecimento da energia entregue à rede, das instalações licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 538/99, cuja potência de ligação seja inferior ou igual a 10 MW.
- Portaria n.º 59/2002 - Remuneração pelo fornecimento da energia entregue à rede, das instalações licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 538/99, utilizando como combustível fuelóleo.

- Portaria n.º 60/2002 - Estabelece o tarifário aplicável a instalações de cogeração licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 538/99, bem como as disposições relativas ao período de urgência das modalidades do mesmo tarifário.
- A Portaria n.º 440/2004, de 30 de Abril, estabelece alterações às Portarias: 57/2002; 58/2002; 59/2002 e 60/2002, todas de 15 de Janeiro, que regulamentam as actividades de cogeração, nomeadamente no respeitante à utilização de recursos renováveis e tarifários.

- **COMUNITÁRIA**

A Directiva 2001/77/CEE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro, destina-se a promover o aumento da contribuição das fontes de energia renováveis para a produção de electricidade no mercado interno da electricidade e criar uma base para um futuro quadro comunitário neste sector.

POSIÇÃO COMUM (UE) n.º 52/2003, adoptada pelo Conselho em 8 de Setembro de 2003 tendo em vista a adopção da Directiva 2003/.../CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de ..., relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno da energia e que altera a Directiva 92/42/CEE.

A Directiva 2004/8/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Fevereiro, tem como objectivo aumentar a eficiência e a segurança do abastecimento mediante a criação de um quadro para a promoção e o desenvolvimento da cogeração de elevada eficiência de calor e de electricidade com base na procura de calor útil e na poupança de energia primária no mercado interno da energia, tendo em conta as condições específicas nacionais, nomeadamente em matéria de condições climáticas e económicas.

Esta directiva altera a Directiva 92/42/CEE, de 21 de Maio, que regulava as exigências de rendimento para novas caldeiras de água quente alimentadas com combustíveis líquidos e gasosos.

DIRECTIVA 96/61/CE DO CONSELHO EUROPEU, de 24 de Setembro de 1996, relativa à prevenção e controlo integrado da poluição.

DIRECTIVA 2001/77/CEE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, de 27 de Setembro, destina-se a promover o aumento da contribuição das fontes de energia renováveis

DIRECTIVA 2003/87/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, de 13 de Outubro de 2003, relativa à criação de um regime de comércio de licenças de emissões de gases com efeito de estufa na Comunidade e que altera a Directiva 96/61/CE do Conselho.

DIRECTIVA 2004/8/CE Do PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, de 11 de Fevereiro de 2004, relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno da energia e que altera a Directiva 92/42/CEE.

POSIÇÃO COMUM (CE) n.º 52/2003, adoptada pelo Conselho em 8 de Setembro de 2003 tendo em vista a adopção da Directiva 2003/.../CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de ..., relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno da energia e que altera a Directiva 92/42/CEE.

- **AMBIENTAL**

A eliminação das águas residuais e dos resíduos sólidos dos lagares tem apresentado um problema ecológico de grande envergadura. Por outro lado a exploração ou a valorização dos subprodutos e resíduos dos lagares apresentam aspectos positivos que se tem desejado aproveitar. A quantidade e a qualidade ou o tipo destes produtos depende sobretudo do sistema utilizado na extracção do azeite (Fuentes, 2001).

Na sequência da assinatura do Protocolo de Quioto, vários países acordaram em reduzir as emissões de gases de efeito de estufa, tendo a União Europeia passado a incentivar a produção de energia a partir de fontes renováveis. Por outro lado, a evolução tecnológica verificada nos últimos anos permitiu aumentar significativamente a rentabilidade económica dos pequenos aproveitamentos, passando as pequenas gerações dispersas a ter um interesse acrescido para os investidores.

Portugal tem acompanhado a política comunitária na utilização das fontes internas de energia. Neste contexto foi promovida a produção em regime especial (PRE) no nosso país, tendo sido

definidas as condições técnicas de ligação à rede distribuidora de energia, além de ter sido garantida a compra da energia emitida para a rede de acordo com processos remuneratórios definidos em diplomas legais.

De acordo com as expectativas comunitárias, no horizonte do ano 2010 as energias renováveis deverão contribuir para satisfazer 12% do consumo total previsto na União europeia (EDP, 2005).

A Directiva 96/61/CE do Conselho Europeu, de 24 de Setembro, é relativa à prevenção e controlo integrado da poluição e tem como objectivo uma abordagem do controlo da poluição que consiste na prevenção, sempre que viável, das emissões para o ar, a água e o solo, tendo em conta a gestão dos resíduos ou, quando tal não seja possível, na sua minimização, para se alcançar um nível elevado de protecção do ambiente no seu todo.

Esta directiva estabelece um enquadramento legal para a prevenção e controlo integrados da poluição; que prevê as medidas necessárias para aplicar a prevenção e o controlo integrados da a fim de se alcançar um nível elevado de protecção do ambiente no seu todo; que uma abordagem integrada do controlo da poluição favoreça a aplicação do princípio do desenvolvimento sustentado.

A Directiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Outubro, cria um regime de licenças de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade, a seguir designado “regime comunitário”, a fim de promover a redução das emissões de gases com efeito de estufa em condições que ofereçam uma boa relação custo - eficácia e sejam economicamente eficientes.

Os gases com efeito de estufa referidos nesta directiva são:

- Dióxido de carbono (CO₂);
- Metano (CH₄);
- Óxido nitroso (N₂O)
- Hidrofluorocarbonetos (HFC)

- Perfluorocarbonetos (PFC)
- Hexafluoreto de enxofre (SF₆).