

**Viabilidade técnica e económica de
implementação de sistemas de cogeração em
países em desenvolvimento- Estágio na empresa
Metalcértima**

Relatório apresentado para a obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica

Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de Energia

Autor

Rafael Oliveira Assunção

Orientadores

Doutor Adelino Jorge Coelho Pereira

Professor do Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

Doutora Rita Manuela Fonseca Monteiro Pereira

Professora do Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

Supervisor

Eng.º Luís Filipe Ferreira Dias Pereira

Metalcértima

Coimbra, novembro 2016

AGRADECIMENTOS

Quero agradecer aos meus orientadores, Doutor Adelino Jorge Coelho Pereira, Doutora Rita Manuela Fonseca Monteiro Pereira por me apoiarem e ajudarem no desenvolvimento do presente relatório de estágio que representa o término de mais uma etapa do meu percurso académico. Agradecer à administração da Metalcértima, por permitirem a realização do estágio nas suas instalações, que serviu como suporte para a realização do presente relatório. Agradecer também ao Engenheiro Luís Pereira, por todo o apoio prestado na Metalcértima, e no esclarecimento das dúvidas que surgiram durante a realização deste estágio, tendo sido bastante importante o apoio do mesmo.

Não posso deixar de agradecer aos meus amigos David Cravo, Diogo Rodrigues e Guilherme Costa, por estarem sempre presentes, nesta fase da minha vida apoiando sempre, quer durante a licenciatura, quer durante o mestrado.

Agradeço também à minha família, em especial ao meu pai e à minha mãe, por me terem proporcionado, mesmo com muito esforço, a possibilidade de finalizar um curso superior. Também um agradecimento em especial para a minha irmã que sempre me apoiou para prosseguir estudos e ajudando sempre durante os mesmos.

A todas estas pessoas, o meu sincero obrigado.

Rafael Assunção

RESUMO

A implementação de sistemas de cogeração não é um tema novo, há muito tempo que este tipo de produção de energia é utilizado quer na indústria, quer em sistemas de hotelaria ou até mesmo em hospitais.

A viabilidade técnica e económica para a implementação destes sistemas, depende de vários fatores, entre eles as necessidades energéticas das cargas a alimentar, o custo da energia primária de alimentação do sistema de cogeração, custo associados à compra da energia elétrica, a existência de possibilidade de venda de energia elétrica para o sistema energético do país em questão, bem como a remuneração obtida com a venda de energia.

Alguns países em desenvolvimento, têm verificado um aumento considerável nas necessidades energéticas, resultante do aumento da industrialização nesses mesmos países entre outros fatores.

Pretende-se então determinar qual a viabilidade técnica e económica para a implementação de sistemas de cogeração em países em desenvolvimento, aproveitando a energia térmica resultante da produção de energia elétrica, para alimentar o sistema de secagem de uma fábrica de cerâmica de barro vermelho, podendo esta mesma energia térmica ser aplicada noutro tipo de carga como por exemplo ao setor hoteleiro ou hospitalar, sendo que o dimensionamento do sistema de produção deve ser tomado em conta mediante a capacidade de absorção energética das cargas acopladas ao sistema de produção.

Palavras-chave: Cogeração; Indústria cerâmica; Países em desenvolvimento.

ABSTRACT

The implementation of cogeneration systems is not a new topic, for a long time this type of energy production is used either in industry, hospitality systems or even in hospitals. The technical and economic feasibility for the implementation of these systems depends on several factors, including the energy needs of loads, the cost of primary energy cogeneration system power, cost associated with the electricity's purchase, the possibility existence of the electric energy sales to the energy system of the country involved and the remuneration obtained from the energy's sale.

Some developing countries, have found a considerable increase in energy needs, resulting from an industrialization increased in those countries and other factors.

It is intended to determine the technical and economic feasibility for the implementation cogeneration's systems in developing countries, taking advantage of the thermal energy resulting from electric power production, to feed the drying system of a red clay ceramic factory, and this same thermal energy can be applied to another type of load such as the hotel or hospital sector, and the design of the production system should be taken into account by the energetic absorption capacity of the loads coupled to the production system.

Keywords: Cogeneration; Ceramic Industry; Developing Countries.

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS	i
RESUMO	iii
ABSTRACT	v
ÍNDICE	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABELAS	xiii
Simbologia	xv
Abreviaturas	xixxi
1 Introdução	1
1.1 Motivação e contexto	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Organização do relatório de estágio	3
2 Enquadramento Empresarial	5
2.1 Apresentação da Metalcértima	5
2.2 Localização da Metalcértima	7
2.3 Estrutura Organizacional	8
3 Sistemas de cogeração	9
3.1 Introdução	9
3.2 Funcionamento de um Sistema de Cogeração	10
3.3 Vantagens associadas à implementação de sistemas de cogeração	18
3.4 Desvantagens de implementação de sistemas de cogeração	20
3.5 Comparação das características dos diferentes tipos de cogeração	21
3.6 Conclusão	21
4 Sistema Energético da Tunísia e a Cogeração na Tunísia	23
4.1 Enquadramento	23
4.2 Caracterização do sistema energético	23
4.2.1 Evolução do sistema energético	24
4.3 Caracterização do sistema de produção	25
4.4 Caracterização do consumo	26
4.5 Setor da cogeração na Tunísia	27
4.5.1 Energia potencial de sistemas de cogeração na Tunísia	27
4.5.2 Legislação aplicável à exploração de sistemas de cogeração e venda de energia elétrica	27
4.6 Sumário	29

5 Viabilidade Técnica e Económica	31
5.1 Enquadramento.....	31
5.2 Caracterização do consumo da cogeração	31
5.3 Caracterização do regime de funcionamento.....	32
5.3.1 Estratificação horária para compra/venda de energia elétrica	32
5.3.2 Disposição dos dias de funcionamento do sistema de cogeração.....	33
5.3.3 Caracterização do número de horas de funcionamento do sistema de cogeração	34
5.4 Caracterização da produção de energia elétrica do sistema de cogeração.....	34
5.4.1 Consumo da energia elétrica produzida	34
5.4.2 Determinação do volume de venda de excedentes de produção do sistema de cogeração.....	38
5.4.3 Percentagem de energia elétrica vendida à rede.....	42
5.5 Fatores térmicos	42
5.5.1 Quantificação da energia térmica necessária em processo	43
5.5.2 Determinação da potência térmica produzida pelo sistema de cogeração.....	43
5.5.3 Determinação do diferencial de energia térmica	45
5.5.4 Determinação da energia térmica aproveitada e quantificação do combustível poupado	47
5.6 Rendimentos do sistema.....	48
5.6.1 Determinação da eficiência térmica do sistema de cogeração.....	49
5.6.2 Determinação da eficiência elétrica do sistema de cogeração.....	49
5.6.3 Rendimento global do sistema de cogeração.....	50
5.6.4 Determinação do rendimento elétrico equivalente (REE).....	50
5.7 Fatores ambientais.....	51
5.7.1 Determinação da poupança de energia primária (PEP).....	51
5.7.2 Determinação da economia de emissão de gases efeito estufa.....	53
5.8 Viabilidade económica.....	53
5.8.1 Fatores condicionantes da viabilidade económica.....	53
5.8.2 Caracterização dos custos de energias.....	54
5.8.2.1 Contabilização do custo da energia primária.....	54
5.8.2.2 Cálculo do preço da energia Elétrica para efeitos de venda ao sistema energético	55
5.8.2.3 Caracterização do custo de energia elétrica para efeitos de compra.....	56
5.8.3 Fontes de rendimento	57
5.8.4 Custos de exploração.....	59
5.8.5 Indicadores económicos	62
6 Validação Experimental	65
6.1 Enquadramento.....	65

6.2 Caso de estudo 1	66
6.2.1 Determinação da viabilidade técnica	66
6.2.2 Determinação da Viabilidade Económica	71
6.2.3 Conclusões	73
6.3 Caso de estudo 2	74
6.3.1 Determinação da viabilidade técnica	74
6.3.2 Determinação da viabilidade económica	78
6.3.3 Conclusões	80
6.4 Caso de Estudo 3.....	80
6.4.1 Determinação da Viabilidade Económica	81
6.4.2 Conclusões	83
6.5 Caso de estudo 4	84
6.5.1 Determinação da viabilidade económica	84
6.5.2 Conclusões	86
6.6 Caso de estudo 5	87
6.6.1 Determinação da viabilidade económica	87
6.6.2 Conclusões	89
6.7 Sumário	90
7 Conclusões e Trabalhos Futuros	93
Bibliografia	95
Anexo I.....	97
Anexo II.....	99
Anexo III	Erro! Marcador não definido.
Anexo IV	Erro! Marcador não definido.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1- Localização Metalcértima.	7
Figura 2.2- Estrutura organizacional Metalcértima	8
Figura 3.1- Comparação de rendimentos do sistema convencional com o sistema de cogeração [3].	9
Figura 3.2- Composição de uma Turbina a Gás.	11
Figura 3.3- Esquema de produção de cogeração com turbina a vapor.	13
Figura 3.4- Cogeração com motor alternativo de ciclo de Otto.	15
Figura 3.5- Esquema de funcionamento da cogeração com micro turbina.	17
Figura 4.1- Estratificação de produtores de energia elétrica.	24
Figura 4.2- Estratificação quanto ao tipo de produção de energia elétrica.	26
Figura 4.3- Estratificação do consumo Energético.	26
Figura 5.1- Energia consumida em hora de ponta manhã.	35
Figura 5.2- Energia consumida em hora de ponta noite.	36
Figura 5.3- Energia consumida em hora de dia.	37
Figura 5.4- Energia consumida em hora de noite.	37
Figura 5.5- Energia elétrica vendida em horário de ponta manhã.	39
Figura 5.6- Energia elétrica vendida em horário de ponta noite.	40
Figura 5.7- Energia elétrica vendida em horário dia.	40
Figura 5.8- Energia elétrica vendida em horário de noite.	41
Figura 5.9- Energia térmica em falta.	45
Figura 5.10- Determinação da energia térmica em excesso.	47
Figura 5.11- Energia térmica aproveitada	47

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1- Comparação das diferentes tecnologias de cogeração.....	21
Tabela 4.1- Previsão de produção de energia elétrica com objetivo 2031.....	24
Tabela 5.1- Disposição da estratificação horária mediante os meses.	33
Tabela 5.2- Custo de compra de energia elétrica.	57
Tabela 6.1- Necessidades energéticas da cerâmica.	65
Tabela 6.2- Consumo de cogeração-Caso de estudo 1.....	67
Tabela 6.3- Contabilização da energia consumida proveniente da cogeração e respetiva quantificação monetária-Caso de estudo 1.	67
Tabela 6.4- Preço de venda de energia elétrica-Caso de estudo 1.....	68
Tabela 6.5- Total de energia elétrica vendida e respetiva remuneração e taxa de transporte-Caso de estudo 1... 69	69
Tabela 6.6- Determinação das relações de energia térmica-Caso de estudo 1.....	70
Tabela 6.7- Rendimento do sistema de cogeração-Caso de estudo 1.....	70
Tabela 6.8- Determinação dos fatores ambientais-Caso de estudo 1.....	71
Tabela 6.9- Determinação do <i>cash flow</i> -Caso de estudo 1.....	72
Tabela 6.10- Indicadores económico-Caso de Estudo 1.	72
Tabela 6.11- Necessidades energéticas do sistema cogeração-Caso de estudo 2.	74
Tabela 6.12- Total de energia elétrica vendida e respetiva remuneração e taxa de transporte- Caso de estudo 2. 76	76
Tabela 6.13- Determinação das relações de energia térmica- Caso de estudo 2.	76
Tabela 6.14- Rendimentos do sistema de cogeração- Caso de estudo 2.	77
Tabela 6.15- Determinação dos fatores ambientais- Caso de estudo 2.	78
Tabela 6.16- Determinação do <i>cash flow</i> - Caso de estudo 2.	79
Tabela 6.17- Indicadores económicos- Caso de estudo 2.....	79
Tabela 6.18- Preço de venda da energia elétrica- Caso de estudo 3.....	81
Tabela 6.19- Determinação do <i>cash flow</i> - Caso de estudo 3.	82
Tabela 6.20- Indicadores económicos- Caso de estudo 3.....	83
Tabela 6.21- Preço de venda de energia elétrica- Caso de estudo 4.....	84
Tabela 6.22- Determinação dos <i>cash flows</i> de exploração- Caso de estudo 4.	85
Tabela 6.23- Índices económicos- Caso de estudo 4.	86
Tabela 6.24- Determinação <i>cash flow</i> - Caso de estudo 5.....	88
Tabela 6.25- Indicadores económicos- Caso de estudo 5.....	89

Simbologia

A – Potência elétrica instalada nos auxiliares do sistema de cogeração

C - Consumo cogeração

CC - Custo de combustível

CCACm - Consumo de combustível além do sistema de cogeração

CCm - Consumo de combustível mensal

CCnQ - Custo do combustível Poupado

CCog - Custos inerentes ao funcionamento da cogeração

Ccogm- Consumo da cogeração mensal

CCsSC- Consumo combustível por hora sem sistema de cogeração

CE - Consumo energético de combustível

CEEC - Custo de energia elétrica proveniente da cogeração

CekWh- Consumo energético por Quilowatt-hora produzido

CEP - Custo energia primária

CFi - Cash flow ano i

Ck - Cash flow do ano k.

Cm - Custo de manutenção

CnQ - Combustível não queimado

CmR._i - Custo de manutenção de referência do sistema i

CO₂ – Dioxido de carbono

Cu – Custo unitário de energia primaria

D – Dias de funcionamento mensal

DCC - Despesa em combustível em cogeração

E – Equivalente térmica da energia elétrica produzida

EEA - Energia elétrica aproveitada

EECHD– Energia elétrica consumida em horário de dia mensal

EECHN – Energia elétrica consumida em horário de noite mensal

EECHPM – Energia elétrica consumida em horário de ponta manhã mensal

EECHPN – Energia elétrica consumida em horário de ponta noite mensal

EECPM - Energia elétrica consumida em horas de ponta manhã

EEV – Energia elétrica vendida

EEVHD - Energia elétrica vendida em horas de dia

EEVHN - Energia elétrica de vendida em horas de noite

EEVHPM – Energia elétrica vendida em horário de ponta manhã mensal
EEVHPN – Energia elétrica vendida em horário de ponta noite mensal
EEVm- Energia elétrica vendida mensal
EMA – Energia mecânica aproveitada
ETA - Energia térmica aproveitada
ETE – Energia térmica em excesso
ETF – Energia térmica em falta
ETN – Energia térmica necessária
ETP – Energia térmica produzida
ETR- Energia térmica recuperável
FCM - Fator de conversão monetário
FCP- Fator de correção de perdas
FCT – Fator de correção térmica
h - Horas de funcionamento no período de análise
hc – horas de funcionamento do sistema de cogeração
HFD – Horas de funcionamento dia
HFN – Horas de funcionamento noite
HFPM – Horas de funcionamento ponta manhã
HFPN – Horas de funcionamento ponta noite
Hs – Horas de funcionamento do sistema de absorção térmica
I - Investimento inicial
IRP – Índice de rentabilidade do projeto
k - Anos seguintes
kCal – Quilocaloria
kg – Quilograma
kW – Quilowatt
kWh – Quilowatt hora
MJ – Megajoule
MW – Megawatt
MWh – Megawatt hora
n - numero de anos a contabilizar
Nm³ – Metro cubico normal
NEEHD – Necessidade de energia elétrica em horário de dia
NEEHN – Necessidade de energia elétrica em horário de noite

NEEHPM – Necessidade de energia elétrica em horário de ponta manhã
NEEHPN – Necessidade de energia elétrica em horário de ponta noite
P – Potência elétrica instalada
PAC1- Potência térmica no "After cooler 1º estágio"
PAC2- Potência térmica no "After cooler 2º estágio"
PCHD - Preço de compra de energia elétrica em horas de dia
PCHN - Preço de compra de energia elétrica em horas de noite
PCHPM - Preço energia elétrica consumida em horas de ponta manhã
PCHPN - Preço de compra de energia elétrica em horas de ponta noite
PCI - Poder calorífico inferior do combustível utilizado
PCO- Potência térmica no circuito de óleo
PE- Potência térmica no escape
PEEVA- Percentagem de energia elétrica vendida anual
PEP - Poupança de energia primária
PG - Custo do gás natural
PJW- Potência térmica no "jacket water"
PRI - Período de retorno de investimento
PTN – Potência térmica necessária
PTNF- Potência térmica normal de funcionamento
PTR – Potência térmica recuperável
PVHD - Preço de venda de energia elétrica em horas de dia
PVHN - Preço de venda energia elétrica em horas noite
PVHPM - Preço de venda energia elétrica em horas ponta manhã
PVHPN - Preço de venda de energia elétrica em horas de ponta noite
Q – Energia térmica consumida, calculada segundo o poder calorífico inferior do combustível utilizado
REE - Rendimento elétrico equivalente
REEV - Remuneração da energia elétrica vendida
Ref PE - Valor de referência de produção separada de energia elétrica
Ref PT - Valor de referência de produção de energia térmica separada
Rg – Rendimento global
Rr – Percentagem de recuperação térmica
T - Energia térmica aproveitada
Ta - Taxa de atualização
TD - Custo da taxa de debito mensal

TDN – Dinar Tunesiano

TDu - Taxa de débito unitária

TEENCm- Total de energia elétrica não comprada mensal

TEEP - Total de energia elétrica produzida

TEEPC - Total de Energia Elétrica Produzida pela Cogeração

TEEVm- Total de energia elétrica prevista para venda mensal

Th – Thermie

TIR – Taxa interna de rentabilidade

TT – Taxa de transporte

TTEEV – Taxa de transporte de energia elétrica vendida

un- Unidade de medida

VAL - Valor atual líquido

VMCnQ - Valor monetário combustível poupado

VMEEC - Valor monetário de energia elétrica consumida

ECO₂ - Fator de emissão de CO₂ do combustível utilizado

EECO₂ - Emissões evitadas de CO₂

η_E - Rendimento elétrico

η_G - Rendimento global.

η_T - Rendimento térmico

€ - Euro

Abreviaturas

AFC- *Alkaline Fuel Cell*

ANME- *Agence Nationale Matrice Energie*

EE(CO₂) - *Emissões Evitadas de Dióxido de Carbono*

GEE- *Gases Efeito de Estufa*

IRP – *Índice de Rentabilidade do Projeto*

MCFC- *Molten Carbonate Fuel Cell*

MP2- *Moyenne Pression 2*

PAFC- *Phosphoric Acid Fuel Cell*

PEMFC- *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*

PEP – *Poupança Energia Primária*

PRI- *Periodo de Retorno do Investimento*

REE – *Rendimento Elétrico Equivalente*

SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition*

SOFC- *Solid Oxide Fuel Cell*

STEG – *Societe Tunisiene D'eltrite et du Gaz*

tep- *Tonelada Equivalente de Petróleo*

TIR – *Taxa Interna de Rentabilidade*

UE- *União Europeia*

VAL- *Valor Actual Liquido*

1 Introdução

1.1 Motivação e contexto

Com a evolução da industrialização nos países em desenvolvimento, estes podem deparar-se com um problema de dimensão considerável, como seja o decorrente de não conseguirem ter capacidade de produção a nível do sistema energético, que assegure as necessidades de consumo.

A não resolução desta situação pode conduzir, nomeadamente, a cortes gerais no sistema de fornecimento energético e a uma diminuição no valor da frequência elétrica. Qualquer uma das situações tem implicações muito graves no setor económico do país.

Tendo em conta que para o setor industrial e terciário é, por vezes, necessário o uso de energia térmica, seria de ponderar a possibilidade de instalação de sistemas de cogeração, de modo a viabilizar:

- A instalação de sistemas de cogeração, com o objetivo de fornecer energia elétrica para o autoconsumo da unidade industrial.
- A venda do excedente ao sistema energético nacional, assim reforçando a potência do mesmo evitando as consequências inerentes a uma produção centralizada, como seja a de elevadas perdas energéticas no seu transporte, uma vez que a produção de energia elétrica, com recurso a sistema de cogeração é instalada perto das cargas.

O setor industrial, como qualquer outro, tende para sistemas cada vez mais rentáveis no seu funcionamento global. Os assuntos interligados com a tentativa de redução de impacto no meio ambiente, quer este seja na atividade industrial ou outra, devem ser tomados como de elevada importância.

Neste pressuposto, a instalação de um sistema de produção em cogeração em substituição dos métodos de produção convencionais, irá proporcionar um aumento da rentabilidade global do processo, comparativamente com situações em que a produção seja feita por métodos de produção separada. O resultado de um incremento da rentabilidade global do sistema, poderá conduzir a uma poupança de energia primária (PEP) e, conjuntamente uma redução da emissão dos gases de efeito de estufa (GEE), sendo estes dois fatores considerados de grande

relevância nos dias de hoje, para uma maior sensibilização no cuidado a ter quanto à preservação do nosso planeta.

A viabilidade económica, em qualquer investimento, é sempre um fator de extrema relevância a que o investidor não pode estar alheio, sendo que a indústria cerâmica não foge a esta regra.

Sendo a Metalcértima uma empresa que desenvolve soluções *chave na mão*, para a indústria cerâmica, e dadas as necessidades energéticas inerentes à produção da mesma, pode surgir, com a instalação de um sistema de produção em cogeração, uma forma de aumentar a rentabilidade económica do investimento. Aproveitando a energia térmica para alimentar o processo produtivo cerâmico e, por outro lado, o da energia elétrica para alimentar a instalação ou venda ao sistema energético do país de instalação.

1.2 Objetivos

O principal objetivo do estágio corresponde ao desenvolvimento de um estudo de viabilidade técnica e económica, conducente à introdução de sistemas de cogeração na indústria cerâmica em países considerados em desenvolvimento.

Na realização dos estudos são considerados fatores como:

- Energia consumida, nos diferentes períodos horários mediante carga de consumo energético agregada.
- Quantificação da energia elétrica vendida, de modo a obter um indicador para o rendimento económico anual.

Inicialmente, foi necessário realizar um estudo sobre o sistema energético do país alvo de instalação, e por outro lado efetuar pesquisa e análise da legislação aplicável à introdução do sistema que está em causa. Após esta análise, foi feito o devido enquadramento reportado com o desenvolvimento da aplicação.

Para os casos de estudo apresentados foi considerado a introdução de um sistema de cogeração na indústria cerâmica, com a recuperação de energia térmica a aplicar no sistema de secagem de cerâmica.

Todos os cálculos e procedimentos apresentados no presente relatório, foram desenvolvidos com base no princípio de aplicação do sistema de cogeração na indústria cerâmica. O estudo teve como país alvo a Tunísia, o que não acarreta a inviabilização da sua aplicação noutros

países ou outras cargas de absorção energéticas, com especial atenção na adaptação dos inerentes cálculos que serão referenciados nos diferentes capítulos do presente relatório de estágio. Assim sendo as formulações e a aplicação desenvolvida neste trabalho podem ser utilizadas para a avaliação técnica e económica de investimento em sistemas de cogeração noutros países.

1.3 Organização do relatório de estágio

O presente relatório de estágio está dividido em sete capítulos, a saber:

- No primeiro capítulo é apresentado a introdução ao relatório de estágio, a contextualização, os objetivos, as metas a atingir e a organização do relatório de estágio.
- No segundo capítulo é apresentado o enquadramento empresarial onde foi desenvolvido o estágio.
- No terceiro capítulo é apresentado o funcionamento de um sistema de cogeração, enumerando tecnologias e noções básicas.
- No quarto capítulo é apresentado o sistema energético Tunisino, caracterizando a sua produção e o seu consumo e como se encontra caracterizada a cogeração na Tunísia.
- No quinto capítulo são descritos os fatores influenciáveis na viabilidade técnica e económica da implementação de sistemas de cogeração, enunciando expressões e métodos para a determinação da mesma.
- No sexto capítulo é determinado a viabilidade técnica e económica de implementação de sistemas de cogeração na indústria cerâmica na Tunísia, descrevendo diferentes cenários com diferentes resultados.
- No sétimo capítulo são descritas as conclusões obtidas em decorrência da realização do presente trabalho, bem como a perspetiva para trabalhos futuros.

O final deste trabalho é constituído pelas referências bibliográficas e indicação dos anexos mencionados ao longo dos capítulos.

2 Enquadramento Empresarial

2.1 Apresentação da Metalcértima

A empresa Metalcértima remonta ao ano de 1973, a ideia de construir uma organização para apoio na manutenção da indústria cerâmica. As razões que levavam à criação de tal estrutura organizacional foram as seguintes:

- A evidente falta de apoio na indústria cerâmica.
- O bom conhecimento técnico dos fundadores e a existência no distrito de Aveiro de potenciais clientes, dado ser uma região muito direcionada para a indústria cerâmica.

No entanto, devido à conjuntura político-económica vivida na altura, conjuntamente com as dificuldades colocadas ao avanço de um projeto de tal natureza, o mesmo foi abandonado.

A mesma ideia voltou a ser reequacionada em 1977, momento em que a situação no país já era mais favorável ao investimento. Foi neste ano que a Metalcértima foi constituída, inicialmente como uma sociedade por quotas, sendo diretamente gerida por três dos cinco sócios fundadores.

Após a constituição da sociedade, foi realizada a construção das instalações, na Rua Industrial em Oliveira do Bairro e a aquisição de equipamento produtivo, tendo o seu início de atividade ocorrido em janeiro de 1978, com 4 pessoas ao seu serviço.

Desde a sua fundação a Metalcértima definiu como objetivo primário o fornecimento de produtos e serviços de elevada qualidade à indústria cerâmica. Com este objetivo, a unidade industrial equipou-se com os meios humanos e técnicos necessários à sua melhor concretização.

No início da década de 1980 a Metalcértima desenvolveu o queimador de combustíveis sólidos que veio a ser um dos melhores produtos do mercado neste segmento, e contribuiu de forma decisiva para o desenvolvimento da organização e para o seu sucesso técnico e comercial.

Devido às exigências dos produtos fabricados pela organização, foi criado o sector elétrico, integrado no Departamento Técnico, que é responsável pela automação dos equipamentos fabricados.

No início da década de 1990 foi desenvolvido o forno túnel reto, com a colaboração da Universidade de Aveiro. Este equipamento em conjunto com outros já desenvolvidos, na área do transporte e manuseamento dos produtos cerâmicos, levou à construção e montagem de fábricas completas neste ramo de indústria. Em 1997, foi desenvolvido um queimador de nafta para incorporar no forno túnel reto.

Em 1997, com 20 anos de existência a Metalcértima contava com 80 pessoas nos seus quadros.

No ano de 1998, foi transformada em Sociedade Anónima e passou a ser gerida por dois dos três administradores.

No ano de 2003, e no âmbito da Metalcértima ocorre a autonomização do departamento especializado na conceção e montagem de sistemas de automação (Gabinete Projeto Elétrico), através da criação da empresa SA – Soluções em Automação.

Esta empresa fundada com os elementos da Metalcértima é a atual fornecedora dos serviços elétricos.

Desde o início da sua laboração, a Metalcértima tem envidado esforços para aumentar o seu leque de clientes, começando pelas empresas cerâmicas situadas nas proximidades da sede e alargando às empresas do sector noutras zonas de norte a sul do país.

No entanto, a saturação do mercado nacional no que concerne à Indústria Cerâmica, dado o decréscimo que se tem sentido na Construção Civil, fez com que a Metalcértima aplicasse a sua vasta experiência noutros países, que não Portugal.

A internacionalização da empresa, surge assim no ano de 2003, com a primeira obra na Argélia, alargando posteriormente a outros países como Líbia, Venezuela, China e Angola, países esses onde o sector se encontra numa fase ascendente quer pela degradação das unidades existentes quer pelo elevado ritmo de desenvolvimento dos mesmos.

No decorrer dos últimos anos, desenvolveram-se esforços no sentido de entrar noutros países, nomeadamente os países do leste, Rússia e Ucrânia, dos quais resultaram um parceiro de representação na Ucrânia.

Destacando-se ainda a entrada no mercado Venezuelano e é evidente o esforço que a empresa continua a realizar no sentido de reforçar, promover e direcionar a estratégia comercial para o exterior e o reforço do capital humano técnico-comercial.

Atualmente, a Metalcértima conta com cerca de 130 colaboradores nos seus quadros e com cerca de 98 % da produção para exportação (Metalcértima, 2016).

2.2 Localização da Metalcértima

A localização da Metalcértima, encontra-se representada na figura 2.1, sendo que esta tem um posicionamento geográfico estratégico, dada a quantidade de cerâmicas existentes tanto no concelho da sua sede (Oliveira do Bairro), como no concelho vizinho Águeda (Metalcértima, 2016).



Figura 2.1- Localização Metalcértima – Oliveira do Bairro

2.3 Estrutura Organizacional

Sendo a Metalcértima uma empresa bem organizada e detentora de certificação ISO 9001, na figura 2.2 pode tomar-se conhecimento, desta mesma estrutura organizacional.

A realização do estágio foi feita, inserida no departamento técnico, mais concretamente no departamento eletrotécnico / instalação de cogeração (Metalcértima, 2016).

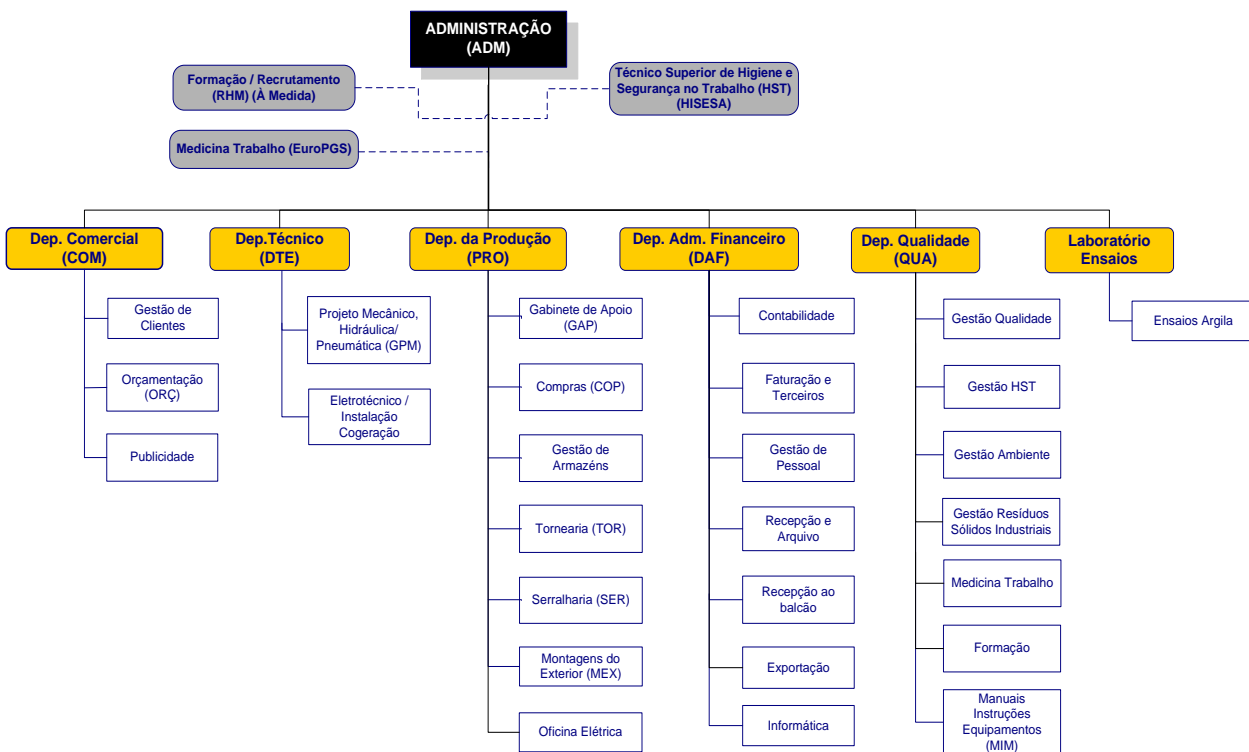


Figura 2.2- Estrutura organizacional Metalcértima

3 Sistemas de Cogeração

3.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados os conceitos associados aos sistemas de cogeração, apresentando os diferentes tipos de sistemas e quais os rendimentos desenvolvidos.

O Decreto-Lei nº 186/95 no seu Artigo 2º define a) “Cogeração - processo de produção combinada de energia elétrica e de energia térmica, destinando-se ambas a consumo próprio ou de terceiros...” (República Portuguesa, 1995).

Face ao determinado legalmente, conclui-se que o recurso a um sistema de cogeração tem em vista a produção combinada de energia elétrica e térmica, sendo que a sua aplicação, seja em setor industrial ou em outro que envolva necessidades energéticas na forma térmica, conduz a um aumentando da rentabilidade do sistema no seu global e a um aproveitamento energético superior do combustível utilizado.



Figura 3.1- Comparação de rendimentos do sistema convencional com o sistema de cogeração (Cogen Portugal, 2016).

Na figura 3.1, é representado um sistema de produção elétrico convencional. O mesmo permite um rendimento de cerca de 35 %, sendo que este valor pode oscilar mediante o tipo de tecnologia utilizada, ou seja, de todo o poder energético do combustível utilizado para a

produção de energia elétrica, 65 % dessa energia é desperdiçada, grande parte dela sob forma de calor. Com a utilização de um sistema de produção de cogeração, continua a ser utilizado o sistema de produção elétrica mas, em simultâneo, serve como sistema de produção de energia sob forma térmica, que tanto pode ser utilizado num processo industrial como para aquecimento. Este processo é utilizado em alguns países com elevadas necessidades térmicas, conexas com o do setor terciário como seja o setor hoteleiro e hospitalar (Cogen Portugal, 2016).

O recurso ao sistema de cogeração deve ter em consideração se a unidade de absorção térmica tem necessidades térmicas equivalentes à capacidade de produção do sistema de cogeração de modo a que não seja necessário desperdiçar energia para a atmosfera mantendo os índices de eficiência energética mais elevados possível.

O consumo da energia elétrica, dependendo da legislação do país em que o sistema de cogeração seja instalado, pode, ou não, vender o excedente de produção elétrica. Saliente-se que, caso não seja possível vender o excedente da energia elétrica, o dimensionamento do sistema de cogeração deve ser muito bem ponderado, uma vez que estando a trabalhar abaixo da sua capacidade de produção nominal, a relação consumo de combustível e produção de energia em kWh, aumenta consideravelmente, sendo que podem ocorrer sistematicamente problemas relativos à manutenção de equipamento.

Dado que os índices de eficiência resultantes da produção em cogeração são superiores, caso as mesmas quantidades de energia fossem produzidas separadamente através de meios convencionais, resulta uma poupança de energia primária e, conseqüentemente, uma redução da emissão de gases de efeito estufa, contribuindo assim para uma maior preservação do meio ambiente e para a redução do consumo de combustíveis fósseis que como é de conhecimento comum são de fonte finita.

3.2 Funcionamento de um Sistema de Cogeração

3.2.1 Cogeração de turbina a gás (ciclo de Brayton)

Os sistemas de produção em cogeração baseados, na tecnologia de turbina a gás, podem ser divididos, como os seus constituintes em seis itens (Caseiro, 2008):

- Sistema de admissão de ar.
- Sistema de compressão de ar ou compressor.
- Câmara de combustão.
- Turbina de expansão.
- Sistema de exaustão.
- Gerador.

Na figura 3.2, está representada a composição de uma turbina a gás (Patusco, 2016).

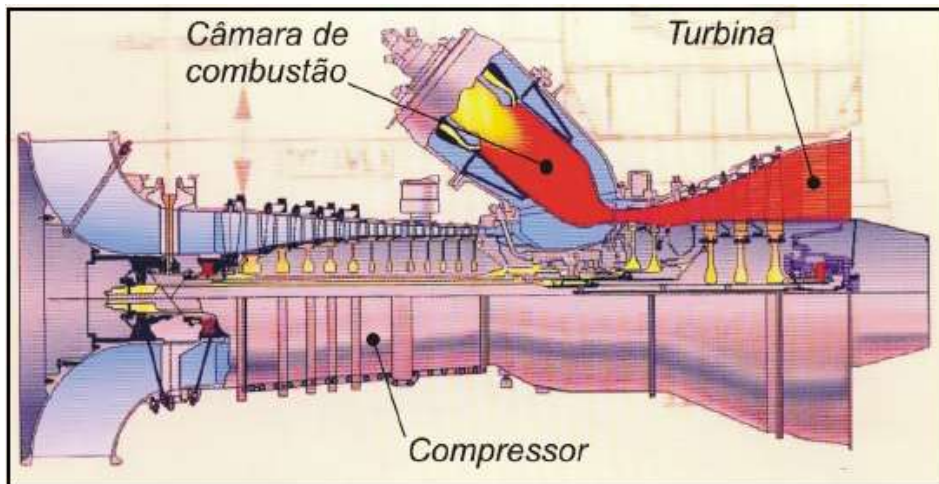


Figura 3.2- Composição de uma Turbina a Gás.

Em síntese, no funcionamento de um sistema de produção em cogeração baseado em turbina a gás, o ar é canalizado pelo sistema de admissão do mesmo no qual é comprimido por ação do sistema de compressão, onde este é sujeito a altas pressões. Em seguida, o ar é encaminhado para a câmara de combustão misturando-se com o combustível e aí ocorrendo a combustão. Realizada a combustão os gases são expandidos pela turbina até atingirem a pressão atmosférica produzindo trabalho. No final do processo, os gases são encaminhados para o sistema de exaustão.

O compressor utiliza cerca de 65 % da energia mecânica resultante da turbina, sendo que os restantes 35 % de energia mecânica, estão disponíveis no eixo da turbina podendo ser utilizados geralmente para a produção de energia elétrica, através do acoplamento de um gerador elétrico (Alcântara, 2012), (DW, 2006).

A recuperação térmica deste tipo de sistema é proveniente do sistema de exaustão, em que os gases são expelidos entre 500° e 600° C, podendo esta energia ser utilizada em sistemas de secagem ou em outros sistemas similares.

Do ponto de vista de rentabilidade, o sistema de cogeração com tecnologia baseada em turbina a gás, apresenta rendimentos bastante elevados, sendo que genericamente a eficiência global varia entre os 60 % e os 80 %, sendo o restante dissipado em perdas, a maioria por irradiação para a atmosfera (Alcântara, 2012), (DW, 2006).

De salientar que neste tipo de cogeração os constituintes do sistema estão normalmente sujeitos a elevadas pressões e temperaturas, sendo que a resistência e qualidade dos mesmos deve ser criteriosamente selecionada de modo a garantir um perfeito funcionamento do sistema.

A gama de potência, agregada a este tipo de tecnologia, varia entre 250 kW e 50 MW (DW, 2006).

Algumas das vantagens associadas a este tipo de tecnologia são (Alcântara, 2012), (DW, 2006):

- Manutenção simples e reduzida.
- Baixa emissão de gases poluentes.
- Tecnologia madura e de elevada fiabilidade.
- Vibrações reduzidas.
- Energia térmica disponibilizada em elevadas temperaturas.
- Arranque rápido.

As desvantagens principais deste tipo de tecnologia são (Alcântara, 2012), (DW, 2006):

- Tempo de vida útil reduzido 20 anos.
- Desempenho sensível à variação de temperatura ambiente.
- Pouca utilização em processos com reduzidas necessidades térmicas.
- Necessidade de gás de alta pressão ou auxílio de um compressor.

3.2.2 Turbina a vapor (ciclo de Rankine)

Um sistema de produção em cogeração, baseado em turbina a vapor (ciclo de Rankine), tem um funcionamento simples e eficaz.

É utilizado um combustível, para fazer o aquecimento de água numa caldeira pressurizada, de modo a obter vapor e sendo este utilizado de modo a mover uma turbina baseada no ciclo de Rankine produzindo desta forma trabalho mecânico.

Acoplado ao veio da turbina, poderá então instalar-se um gerador elétrico, que permite converter a energia mecânica resultante da passagem do vapor pela turbina, em energia elétrica (Alcântara, 2012), (DW, 2006).

O dimensionamento da turbina é calculado mediante a necessidade de absorção da carga térmica, sendo que o vapor após passar pela turbina pode ainda ter uma pressão bastante superior à atmosférica, pelo que poderá ter outras aplicações, quer no ramo industrial, quer noutra qualquer ramo.

Este tipo de sistema, normalmente, apresenta um aproveitamento térmico muito superior ao elétrico. Na figura 3.3 está representado o processo de funcionamento de uma cogeração baseada na tecnologia de turbina a vapor (Patusco, 2016).

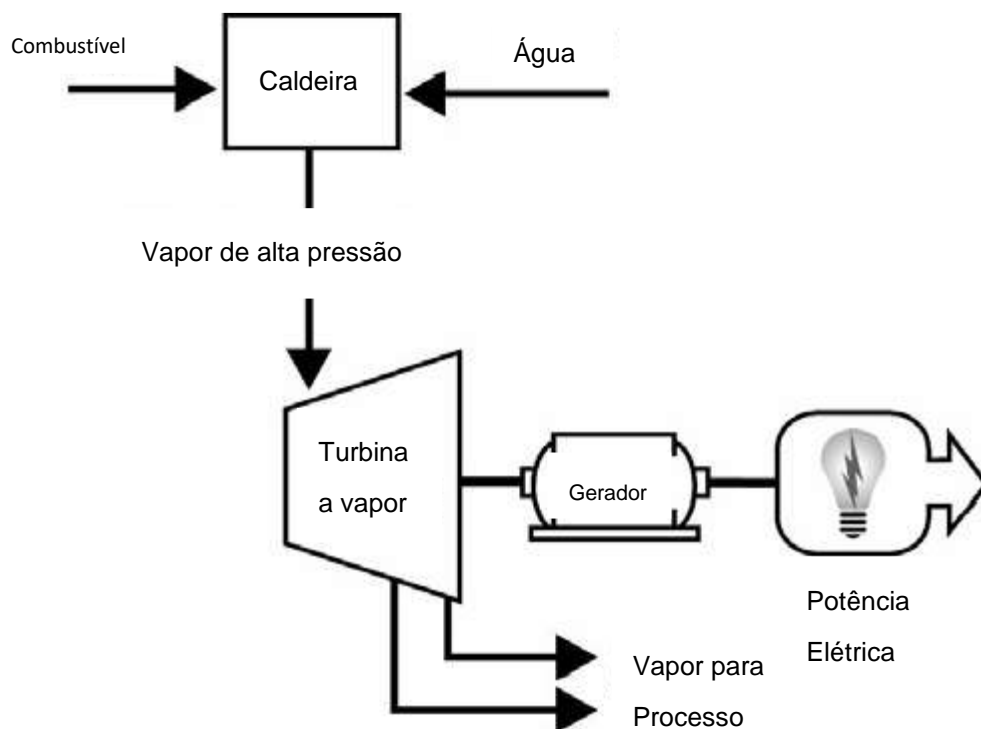


Figura 3.3- Esquema de produção de cogeração com turbina a vapor.

Com a utilização de um sistema de cogeração, baseado na tecnologia de turbina a vapor, poderão obter-se as seguintes vantagens (Alcântara, 2012), (DW, 2006):

- Tempo de vida útil elevado.
- Periodicidade de manutenção elevada.
- Versatilidade de combustível.
- Tecnologia madura.
- Elevada panóplia de pressão de vapor disponível.

Desvantagens apresentadas por esta tecnologia (Alcântara, 2012), (DW, 2006):

- Rendimento elétrico baixo.
- Arranque lento.

3.2.3 Motor alternativo de combustão interna

O motor alternativo de combustão interna, pode ter duas configurações distintas, sendo estas o ciclo de Otto e o ciclo de Diesel.

O modo de funcionamento do motor, em cada uma das configurações, é diferente assim como o combustível utilizado.

No ciclo de Otto, o ar é comprimido em cada cilindro e a ignição é obtida por ação de uma faísca, enquanto no ciclo de Diesel o ar é comprimido dentro dos cilindros sendo a injeção de combustível feita na fase final do ciclo de compressão, e a ignição é obtida pela elevada temperatura e pressão dentro de cada cilindro (Caseiro, 2008), (DW, 2006).

A recuperação térmica é feita através da água de refrigeração do bloco do motor, do circuito de óleo e dos gases provenientes do sistema de exaustão.

Este tipo de cogeração é bastante utilizado na indústria cerâmica de barro vermelho, dadas as características energéticas resultantes do funcionamento deste tipo de tecnologia.

A figura 3.4, representa a instalação de um sistema de cogeração com a tecnologia de motor alternativo, na configuração ciclo de Otto (Metalcértima, 2016).



Figura 3.4- Cogeração com motor alternativo de ciclo de Otto.

Vantagens do recurso a este tipo de tecnologia (Caseiro, 2008):

- Elevados níveis de rentabilidade.
- Arranque rápido.
- Bastante versátil quanto ao campo de aplicação.
- Boa relação produção (eletricidade/calor).
- Boa adaptação com variação de necessidades elétricas.
- Tecnologia madura e bastante desenvolvida.

Desvantagens da introdução deste tipo de tecnologia (Caseiro, 2008)

- Tempo de vida útil reduzido.
- Custos de manutenção elevados.
- Limitação na escolha de combustível utilizado.
- Custos elevados de instalação.

3.2.5 Pilha de combustível

A utilização de cogeração com a configuração de pilha de combustível é relativamente mais recente, comparativamente com as restantes.

Nesta configuração a energia resultante do processo, quer térmica quer elétrica, é obtida diretamente da reação do combustível, ou seja, enquanto nas restantes configurações a energia

resultante da produção em cogeração é a energia térmica e a energia mecânica, que posteriormente será convertida em energia elétrica por ação de um gerador elétrico, no caso da configuração em pilha de combustível a energia elétrica é obtida diretamente da reação do hidrogénio com o oxigénio, na presença de um eletrólito (Alcântara, 2012), (Cogen Portugal, 2016).

As pilhas de combustível têm na sua composição dois elétrodos, um negativo e outro positivo, denominados de cátodo e de ânodo, tendo ainda um eletrólito cuja função é a da condução de iões de um elétrodo para o outro, utilizando ainda um catalisador para aceleração das reações eletroquímicas.

Como já referido, das reações eletroquímicas resultam dois tipos de energia aproveitável, a energia elétrica e a energia térmica.

Existem diversas configurações de pilhas de combustível, podendo-se agrupar as mesmas em duas famílias distintas, sendo, designadamente, as de fornecimento de alta temperatura e as de fornecimento de baixa temperatura (Alcântara, 2012), (Cogen Portugal, 2016). Dividindo-se, então, da seguinte forma:

Baixa temperatura:

- Pilha combustível de ácido fosfórico, 100-200° C (PAFC).
- Pilha de combustível de eletrólito de membrana polimérica, 50-100° C (PEMFC).
- Pilha de combustível alcalina, 60-80° C (AFC).

Alta temperatura:

- Pilha de combustível de óxido sólido, 600-1000° C (SOFC).
- Pilha de combustível carbonato fundido, 600-700° C (MCFC).

Vantagens da utilização deste tipo de tecnologia (Alcântara, 2012), (Cogen Portugal, 2016):

- Baixo ruído, comparativamente com outras tecnologias.
- Baixas emissões.
- Índices de rendimento elevados.
- Manutenção reduzida.

Desvantagens da utilização deste tipo de tecnologia (Alcântara, 2012), (Cogen Portugal, 2016):

- Tecnologia em desenvolvimento.
- Custo de instalação elevado.
- Tempo de vida útil reduzido.

3.2.6 Micro turbina

O modo de funcionamento de uma cogeração, utilizando a tecnologia micro turbina, é em tudo semelhante ao funcionamento de uma cogeração usando a tecnologia de turbina a gás.

Sendo que estas se diferenciam na potência instalada, denominando-se micro turbinas com potências inferiores a 250 kW (Bona, 2016). Nas micro turbinas, o ar também é comprimido por ação de um compressor e encaminhado para a câmara de combustão onde é misturado com o combustível acontecendo a combustão. A expansão dos gases é feita através da turbina onde a passagem dos mesmos produz trabalho (Cogen Portugal, 2016). A recuperação térmica é obtida através dos gases de exaustão, e a produção elétrica através de um gerador acoplado ao veio da turbina, aproveitando o trabalho mecânico resultante da expansão dos gases pelas pás da turbina, sendo que esta mesma energia mecânica serve, também, para alimentar o sistema de compressão de ar.

Na figura 3.5, é representado o funcionamento esquemático de um sistema de cogeração baseado na tecnologia de micro turbina (Bona, 2016).

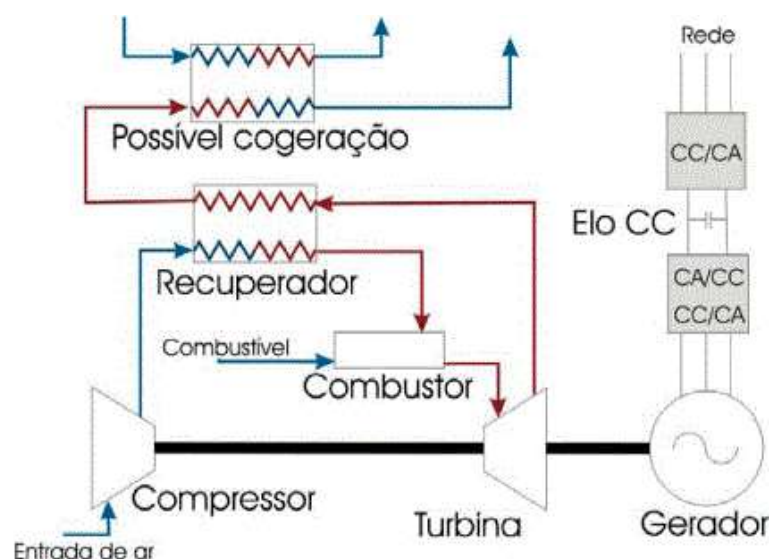


Figura 3.5- Esquema de funcionamento da cogeração com micro turbina.

Vantagens do sistema de cogeração, baseado na tecnologia de micro turbina (Cogen Portugal, 2016):

- Manutenção reduzida.
- Baixas emissões de GEE.
- Compactas.
- Arranques rápidos.

Desvantagens do sistema de cogeração baseado, na tecnologia de micro turbina (Cogen Portugal, 2016):

- Variedade de combustível de alimentação reduzida.
- Rendimentos baixos.
- Limitados a sistemas com baixos recursos energéticos.

3.3 Vantagens associadas à implementação de sistemas de cogeração

Inerente à instalação de um sistema de produção em cogeração surgem vantagens que podem diferenciar-se mediante o país de instalação ou a tecnologia de produção escolhida e ainda as cargas a alimentar com a energia proveniente do sistema de cogeração. As principais vantagens são:

- Maior aproveitamento da energia do combustível utilizado na alimentação do sistema de produção.

Como já referido anteriormente, o recurso a um sistema de produção em cogeração aumenta o rendimento global do sistema, ou seja, utiliza-se menos combustível por via da agregação das duas formas de energia, ao invés do que sucede quando essa energia é obtida com recurso a sistemas convencionais independentes.

- Diminuição da taxa de emissão gases de efeito estufa para a atmosfera.

Tal como referido no ponto anterior, a utilização de um sistema de produção em cogeração conduz a um maior aproveitamento da energia do combustível utilizado, o que leva a uma diminuição da emissão de GEE para a atmosfera caso a produção destas duas formas de energias fosse feita de forma separada através de meios convencionais.

- Produção descentralizada de energia elétrica.

Com a produção de energia elétrica através do sistema de cogeração, consegue-se alcançar a vantagem de aproximar a produção de energia elétrica aos seus pontos de consumo, potenciando uma diminuição nas perdas de transporte de energia, o que ocorre quando a energia é proveniente de produção centralizada, que normalmente se encontra a uma distância superior. Consegue-se ainda, uma diminuição da ocupação de linhas de transporte.

- Reforço do sistema energético nacional.

A introdução de um sistema de produção energética em cogeração, resulta num aumento da potência instalada no próprio país, dando assim uma maior capacidade de resposta ao consumo. Na Tunísia é de extrema importância atentar neste fator, tendo em conta o crescimento exponencial do consumo de energia elétrica que se tem verificado, nos últimos anos, e o crescimento previsto para um futuro próximo, sendo que a alimentação do sistema energético nacional, tem de se estabelecer em legislação devidamente fiscalizada, quanto ao seu rigoroso cumprimento.

- Acesso a energia elétrica, independente das condições de fornecimento de energia por parte do sistema energético nacional.

Em certos países, como por exemplo a Venezuela, o fornecimento de energia elétrica por parte do sistema energético nacional pode ter falhas implicando uma interrupção no fornecimento por longos períodos. Tais ocorrências traduzem-se em prejuízos avultados, sobretudo em empresas de laboração contínua, e que obedece a prazos de execução. A ocorrerem tais interrupções no fornecimento de energia elétrica, deveriam ser por períodos curtos e de frequência reduzida.

Com a instituição do sistema de cogeração, mesmo que o sistema energético falhe no fornecimento, a unidade fabril pode continuar a sua produção normal, já que consegue ter o fornecimento de energia elétrica proveniente do sistema de cogeração, desde que este tenha capacidade de produção de energia elétrica, capaz de dar resposta ao consumo total da unidade fabril acoplada.

- Benefícios económicos.

A instalação de um sistema de produção em cogeração num processo industrial resulta geralmente numa fonte de receita para entidade exploradora, ou porque evita a compra de

energia elétrica a uma entidade fornecedora externa, ou porque vende energia a terceiros, ou ao sistema energético nacional. Assim sendo, o benefício económico resultante da instalação de um sistema de cogeração é um fator a ter em conta quando se realiza a avaliação económica.

3.4 Desvantagens de implementação de sistemas de cogeração

As principais desvantagens de um sistema de cogeração são:

- Tempo de vida útil limitado.

Dependendo da tecnologia escolhida para a instalação do sistema de produção em cogeração, mesmo efetuando devidamente a sua manutenção, há que ter sempre presente que estes sistemas têm um desgaste de material intensivo, pelo que não pode ser considerado que vai ser possível usufruir do sistema por tempo indeterminado. O sistema de produção em cogeração tem pois, um tempo de vida útil baixo.

- Elevado custo de investimento.

Dependendo da tecnologia utilizada e da potência instalada, o investimento em sistemas de cogeração é, normalmente avultado, como se evidencia no ponto 3.5, onde são descritos os custos de investimento comparado com outras diferentes tecnologias.

- Necessidade de instalação de sistemas energéticos alternativos.

A instalação do sistema de cogeração, implica a necessidade de adoção de sistemas energéticos alternativos, quer elétricos quer térmicos, de modo a que estes suportem as necessidades decorrentes do sistema de cogeração, em moldes que não coloquem em risco a unidade de consumo energético acoplada ao sistema de cogeração.

3.5 Comparação das características dos diferentes tipos de cogeração

Na tabela 3.1, são apresentadas as características dos diferentes tipos de cogeração, incluindo custos de instalação e manutenção de referência (DW, 2006), (EPA, Combined Heat and Power Partnership), (International Energy Agency, 2008), (International District Energy Association, 2011).

Tabela 3.1- Comparação das diferentes tecnologias de cogeração.

Tecnologia utilizada	Gama de potência (MW)	Combustível utilizado	Rendimento global (%)	Tempo de vida útil (anos)	Custo de Instalação (€/kW)	Custo de manutenção (€/MWh)
Turbina a Gás	0,25-50	Gás, propano, biogás	65-87	20	400-850	4-9,5
Turbina a Vapor	0,05-500	Qualquer	60-80	25-35	900-1800	3,5
Ciclo de Diesel	0,005-20	Vários tipos de fuelóleo gasóleo	65-90	20	300-800	7-14
Ciclo de Otto	0,003-6	Gás, biogás, propano	70-92	20	700-1.400	7-14
Microturbina	0,05-0,3	Gás, propano, biogás	60-85	10	800-1.350	9,5-20
Pilha de combustível	0,005-2	Hidrogénio ou hidrocarbonetos	85-90	10-20	2.250-3.100	6-45

3.6 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os principais conceitos associados aos sistemas de cogeração, e quais as vantagens e desvantagens inerentes à utilização deste tipo de produção, dando assim uma perspetiva em redor do tema alvo deste trabalho.

Foram apresentados neste capítulo diferentes possíveis configurações de um sistema de cogeração, enunciando as vantagens e desvantagens de implementação de cada um, bem como custos de instalação e gama de potências disponíveis.

As vantagens inerentes ao uso deste tipo de sistemas, consolidando o campo de aplicação do mesmo, superam as desvantagens, sendo que o sistema, além de contribuir com uma

poupança de energia primária e conseqüentemente uma redução das emissões de gases efeito estufa, pode tornar-se ainda uma fonte de rendimento económico para a entidade exploradora.

Os dados disponibilizados no presente capítulo, podem servir de base para o desenvolvimento e estudo de viabilidade técnica, escolhendo do ponto de vista técnico qual a tecnologia que melhor se adequa à instalação pretendida, mas também para o desenvolvimento do estudo de viabilidade económica, que podem assumir os custos de instalação e de manutenção inerentes ao funcionamento do sistema de produção em cogeração, sendo que estes valores devem apenas ser usados como meras referências pessimistas ou otimistas.

No âmbito de execução industrial, devem ser usados os valores reais do custo quer de instalação quer da contratualização de manutenção.

4 Sistema Energético da Tunísia e a Cogeração na Tunísia

4.1 Enquadramento

A introdução de sistemas de cogeração na Tunísia, não sendo uma novidade recente é no entanto, tema com elevado potencial a ter em conta num futuro próximo.

Tal adoção Tunisina pelo sistema de cogeração conduzia à necessidade de instituição de vasta legislação conexas com exploração, distribuição e venda de energia elétrica, ao sistema energético nacional.

De modo a conhecer as possibilidades existentes, no que diz respeito à compra e venda de energia elétrica no país, realizou-se uma abordagem ao modo como está definido o sistema energético no país, quais as suas principais fontes de produção e consumo. Também se contempla a situação da evolução que tem havido no consumo de energia elétrica no mercado e a previsão futura do mesmo.

4.2 Caracterização do sistema energético

Atualmente, a exploração do sistema energético na Tunísia rege-se por um sistema monopolista, em que a entidade detentora única se denomina *Société Tunisienne de l'Electricité et Du Gaz* (STEG).

Assim, qualquer contrato de compra e venda de energia elétrica tem de ser feito em exclusivo com esta entidade (STEG, 2016).

Sendo o sistema energético Tunisino monopolista, qualquer investimento num sistema de cogeração fica dependente das tarifas de compra e venda de energia, estabelecidas pela entidade detentora do monopólio a STEG.

Na figura 4.1, são apresentadas as percentagens de energia elétrica produzida em 2014 por tipo de produtor (STEG, Compra a Terceiros, Auto Produtor). Verifica-se que num total de 17.673 GWh consumidos em 2014, 67 GWh foram comprados a terceiros, 3.489 GWh foram produzidos por auto produtores, e 14.117 GWh foram produzidos pela STEG (Agence National Maîtrise d'Énergie, 2016).

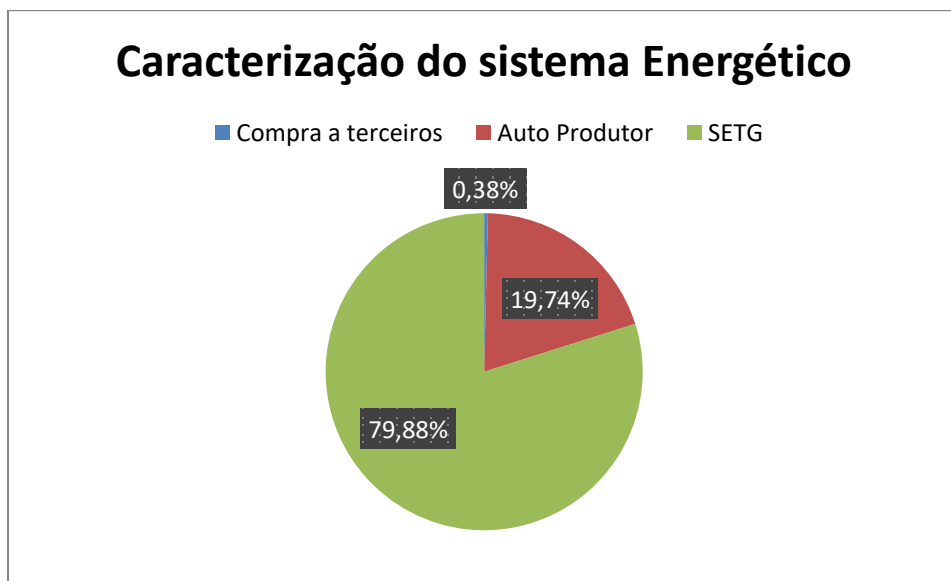


Figura 4.1- Estratificação de produtores de energia elétrica.

4.2.1 Evolução do sistema energético

Com o objetivo de se perceberem as necessidades energéticas da Tunísia, na tabela 4.1, está representada a evolução do consumo, nos últimos anos, bem como a previsão de consumo para um futuro próximo (Agence National Maîtrise d’Energie, 2016).

Tabela 4.1- Previsão de produção de energia elétrica com objetivo 2031.

	2004	2011	2016	2021	2026	2031
Produção (GWh)	11.536	15.430	19.952	23.515	27.158	30.862
Ponta (MW)	2.032	3.010	3.766	4.720	5.091	5.687

Uma simples análise aos dados apresentados na tabela 4.1, permite concluir que se manifesta um nítido aumento de necessidades energéticas.

O crescimento da procura de energia elétrica na Tunísia tem sido de tal grandeza, que a produção total de energia elétrica, em 2014 (17.673 GWh), face à produção de energia elétrica em 2013 (17.056 GWh), sofreu um aumento de cerca 3,5 %, e no final do primeiro semestre

2014, comparativamente com o final do primeiro semestre de 2015. Apresenta um aumento de 6 % na produção de energia elétrica.

Tendo em conta o elevado crescimento de consumo de energia elétrica nos últimos anos, e a previsão desta tendência, levou a *Agence Nationale Matrice Energie* (ANME) a definir um conjunto de diretrizes, denominadas *Strategie Nationale De Maîtrise De L'énergie 3030* (Agence National Maîtrise d'Energie, 2016).

Neste documento são estabelecidas metas, quer quanto à instalação de energias renováveis, quer de adoção de tecnologias indutoras de maior eficiência nos aproveitamentos, no âmbito do qual se enquadra o sistema de produção em cogeração.

A implementação de sistemas de produção em cogeração pode ser uma forma de aumentar a potência instalada do parque electroprodutor no país, de modo a conseguir dar reposta às necessidades energéticas.

Sendo tal tipo de produção eficiente, as poupanças dos recursos energéticos primários serão maiores e as emissões de CO_2 mais reduzidas.

4.3 Caracterização do sistema de produção

A Tunísia é um país produtor com facilidade de acesso a gás natural, a custo reduzido. Do total de gás natural consumido, 53 % são produção própria os restantes 47 % é importado da Argélia (Governo Tunesino, 2002). Sucede então, que parte significativa da produção de energia elétrica está dependente de tal importação, como se pode verificar na figura 4.2 (STEG 2016). Até ao final do primeiro semestre de 2015, cerca de 64 % do gás natural consumido na Tunísia teve como destino de aplicação a produção de energia elétrica (Agence National Maîtrise d'Energie, 2016).

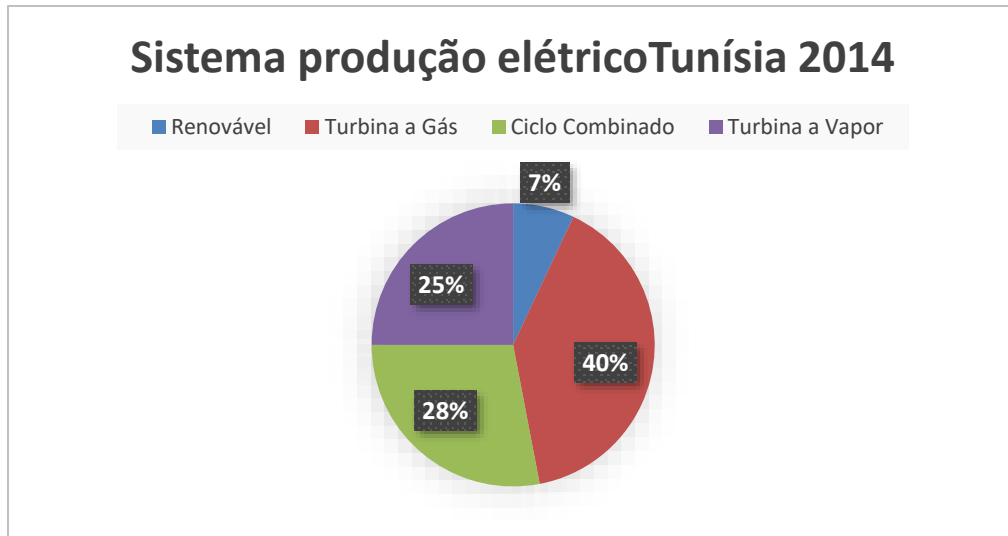


Figura 4.2- Estratificação quanto ao tipo de produção de energia elétrica.

4.4 Caracterização do consumo

O setor industrial da Tunísia é um dos principais consumidores de energia elétrica tal como comprova a figura 4.3 (STEG, 2016). Verifica-se que 68 % da energia consumida em alta e média tensão teve como destino a indústria, sendo que de toda a energia consumida na Tunísia, 90 % é em regime de alta e média tensão segundo a entidade fornecedora de energia elétrica-STEG.

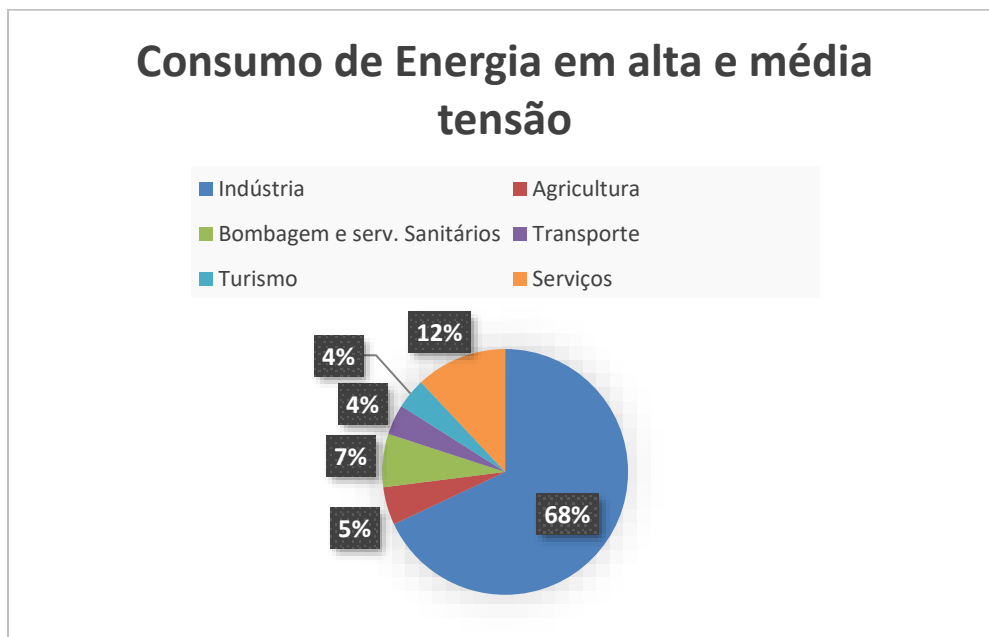


Figura 4.3- Estratificação do consumo Energético.

Dada a influência no consumo de energia elétrica do setor da indústria, (figura 4.3), uma pequena alteração no rendimento energético dessa indústria pode, a nível global, influenciar em grande escala o consumo de energia elétrica Tunisina.

Por esta razão, a ANME procura sensibilizar para a escolha de sistemas de produção e processos mais eficientes, de forma a contribuir para uma desaceleração do que se prevê ser o aumento das necessidades energéticas, num futuro próximo.

4.5 Setor da cogeração na Tunísia

4.5.1 Energia potencial de sistemas de cogeração na Tunísia

Existe um potencial para adoção de sistemas de cogeração na indústria Tunisina de cerca de 260 MW, distribuído por 138 empresas, o que acarretaria uma poupança de 180.000 tep/ano de economia de energia (STEG, 2016). Isto em empresas ativas, não tendo em conta as que se encontram em fase de projeto.

O sistema de cogeração a ser adotado, reforçaria todo o sistema energético Tunisino, criando a necessária capacidade de resposta às necessidades energéticas do país.

4.5.2 Legislação aplicável à exploração de sistemas de cogeração e venda de energia elétrica

Em 2002, o governo Tunisino aprovou o decreto nº 3232-2002, diploma que regulamenta o exercício de cogeração em território nacional.

Subsequentemente através do decreto nº 3377-2009 foram introduzidas alterações ao diploma inicial.

Tais alterações à lei definem os principais parâmetros a ter em conta e que a seguir se apresentam.

- Definição Tunisiana do conceito de cogeração.

A legislação Tunisina apresenta semelhança com a portuguesa. Dispondo-se agora da forma seguinte *“Aux termes du présent décret on entend par « installation de co-génération » tout*

ensemble d'équipements et de matériels installé dans un établissement appartenant au secteur industriel ou au secteur tertiaire, en vue de produire simultanément de l'énergie thermique et de l'énergie électrique à partir d'énergie primaire ou de biomasses" (Governo Tunesino, 2009).

- Regulamentação quanto ao rendimento global anual.

O rendimento global do sistema pode ser determinado através da expressão 4.1 (Governo Tunesino, 2002).

$$Rg = \frac{C+E}{Q} \quad (4.1)$$

Em que:

Rg – Rendimento global (%).

C – Energia térmica recuperada e efetivamente utilizada (tep).

E – Equivalente térmica da energia elétrica produzida (tep).

Q – Energia térmica consumida, calculada segundo o poder calorífico inferior do combustível utilizado (tep).

O rendimento global calculado através da expressão 4.1 deve ser igual ou superior a 0,6, na determinação da componente de equivalente térmica da energia elétrica produzida deve ser utilizado um fator de conversão de 0,086 tep por MWh produzido (Governo Tunesino, 2002).

- Percentagem de recuperação térmica.

A percentagem de recuperação térmica, determinada pela expressão 4.2, relaciona o cociente entre a energia térmica recuperada e o equivalente térmico de energia elétrica produzida, esta percentagem deve ser igual ou superior a 0,5 (EPA, Combined Heat and Power Partnership).

$$Rr = \frac{C}{E} \quad (4.2)$$

Em que:

Rr – Percentagem de recuperação térmica (%).

C - Energia térmica recuperada e efetivamente utilizada (tep).

E – Equivalente térmica da energia elétrica produzida (tep).

- Delimitação da percentagem de venda de excedentes.

De modo a fazer o dimensionamento adequado do sistema de cogeração, para que os excedentes de produção elétrica não sejam demasiado grandes, o governo Tunisino, limitou a percentagem de venda de energia elétrica em função do valor da potência instalada.

Foi estabelecido, para instalações com potência instalada inferior a 3 MW, o direito de vender o excedente de produção ao sistema energético do país, em exclusivo à STEG, num limite máximo de dois terços, tendo por base a contabilização da energia produzida anual. Caso a potência instalada seja igual ou superior a 3 MW, a entidade exploradora tem direito a vender o excedente de energia com um limite máximo de metade da energia base anual produzida (Governo Tunesino, 2009).

4.6 Sumário

As necessidades energéticas da Tunísia têm crescido de ano para ano e a previsão, num horizonte próximo, é de um crescimento elevado.

Assim sendo, a implementação de sistemas de cogeração na Tunísia, quer em processos industriais quer em processos do setor terciário, acaba por ser uma forma eficiente de produção de energia quer seja esta térmica ou elétrica.

Ficou também demonstrado neste capítulo que, como o sistema energético Tunisino se rege por um sistema monopolista, a viabilidade de investimento num sistema de produção em cogeração, fica sempre condicionada às tarifas de compra de excedente de energia elétrica produzida, bem como ao custo de aquisição da energia primária para alimentação do sistema de cogeração.

Também se evidenciou o ponto de situação relativo ao exercício de cogeração, segundo a legislação vigente, sendo que além dos diplomas assinalados existem outras normas regulamentadoras da qualidade de energia elétrica, que a entidade exploradora tem de obedecer caso queira vender o excedente de produção ao sistema energético nacional, com regime de exclusividade à entidade STEG. Como o conteúdo de tais normas legais não influencia o ponto de análise do presente relatório, as mesmas não foram evidenciadas.

5 Viabilidade Técnica e Económica

5.1 Enquadramento

A viabilidade técnica e económica para a implementação de um sistema de produção em cogeração varia em função de diversos fatores, entre eles, o país de instalação, o tipo de tecnologia utilizada e a carga de absorção energética acoplada ao sistema, entre outros.

Pretende-se então reunir todo um conjunto de expressões matemáticas, com o objetivo de determinar qual a viabilidade de adoção deste tipo de sistemas, sendo que o país de aplicação será a Tunísia mas, como já referido anteriormente, esta formulação, com ligeiras adaptações, servem para qualquer outro país, desde que seja conhecida a legislação específica.

A viabilidade económica de introdução de um sistema de produção em cogeração, terá variação significativa em função do país de aplicação, já que tanto em termos de rendimentos como em termos de despesa, as leis conexas com a exploração deste tipo de tecnologias são diferenciadas.

5.2 Caracterização do consumo da cogeração

Um dos fatores primordiais à caracterização da viabilidade técnica e económica de um sistema de cogeração, é o do consumo de energia primária do próprio sistema, pois do ponto de vista técnico será com este valor que será caracterizado o rendimento do sistema e, do ponto de vista económico, o consumo de combustível do sistema de cogeração representará uma avultada despesa no balanço de rendimento anual do sistema. Considerando que o consumo dos sistemas de cogeração, independentemente da tecnologia utilizada, apresentam uma relação de MJ por kWh de energia elétrica produzido, sendo que esse fator de consumo varia de tecnologia para tecnologia e até mesmo mediante o regime de funcionamento do sistema de cogeração. Com o objetivo de expressar o consumo de energia primária em unidades de medida como Nm³, caso o combustível utilizado seja o gás natural ou litros caso o combustível seja gasóleo, através da expressão 5.1 será feita essa mesma conversão, utilizando o conhecido fator de conversão em que 1 MJ contém 238,45896275 kCal, e tendo em conta o poder calorífico inferior do combustível utilizado.

$$C = C_{ekWh} * P * \frac{238,8459}{PCI} \quad (5.1)$$

Em que:

C - Consumo de combustível (un/h).

C_{ekWh} - Consumo energético por Quilowatt-hora produzido (MJ/kWh).

P - Potência elétrica instalada (kW).

Com a determinação do consumo da cogeração por hora de funcionamento, pode agora ser contabilizado o consumo mensal do sistema de cogeração por mês, para tal utiliza-se a expressão 5.2.

$$C_{cogm} = \sum h * C \quad (5.2)$$

Em que:

C_{cogm} - Consumo da cogeração mensal (un).

h - Tempo de funcionamento da cogeração por mês (horas).

C - Consumo da cogeração por hora de funcionamento (un/h).

5.3 Caracterização do regime de funcionamento

5.3.1 Estratificação horária para compra/venda de energia elétrica

Ao efetuar o contrato de compra e venda de energia à rede elétrica da Tunísia, esta tem diferentes preços mediante a hora de exploração/consumo, com 4 períodos horários sendo que a disposição destes, face à hora do dia, encontra-se identificado na tabela 5.1.

Esta disposição altera-se em função do mês em estudo, sendo que é considerado mês de inverno o período entre setembro e maio inclusive, e mês de verão o período compreendido entre junho e agosto inclusive (STEG, 2016).

No presente estudo será considerada a tarifa de quatro períodos, dado que a tarifa de três períodos não se adequa à área de exploração em que se enquadra a instalação de sistema de cogeração alvo de estudo.

Assim sendo, esta tarifa será composta por quatro distintos períodos, designados de ponta da manhã, dia, ponta de noite, e noite.

Na tabela 5.1, encontram-se discriminadas as horas contabilizadas nas diferentes estratificações durante cada dia, quer seja mês de inverno ou mês de verão (STEG, 2016).

Tabela 5.1- Disposição da estratificação horária mediante os meses.

Período	Meses Verão	Meses Inverno
Ponta manhã	08:30-13:30	-
Dia	06:30-08:30	07:00-18:00
	13:30-19:00	
Ponta noite	19:00-22:00	18:00-21:00
Noite	22:00-06:30	21:00-07:00

5.3.2 Disposição dos dias de funcionamento do sistema de cogeração

Na elaboração de um estudo de viabilidade, devem ser descritos quais os dias de funcionamento do mesmo e quantas horas funciona em cada dia.

No caso da Tunísia, deve ainda ser referenciado quantos domingos existem nos diferentes meses ao longo do ano. Isto porque segundo a STEG, entidade de fornecimento de energia, à qual poderá ser vendida o excedente da energia elétrica produzida, em regime de exclusividade segundo os limites legais impostos e descritos no ponto 4.5.2, menciona que para efeitos de venda de energia elétrica à rede energética Tunisina, segundo o artigo 12º, alínea c), do contrato de venda do excedente de energia (STEG, 2016), toda a energia elétrica produzida aos domingos será contabilizada como tarifa de produção em horas de noite. Isto implica diferentes quantidades de horas na estratificação horária mensal para venda e compra de energia elétrica .

5.3.3 Caracterização do número de horas de funcionamento do sistema de cogeração

De modo a tornar o estudo de viabilidade técnica mais versátil, para contemplar diferentes cenários, é introduzido o número de horas que o sistema de cogeração funciona, dentro de cada período evidenciado na tabela 5.1.

Após ser definido o número de horas de funcionamento em cada período horário, podendo definir períodos de paragem do sistema de cogeração durante cada dia, e simular qual o resultado desse efeito no balanço final, pois uma paragem em período de produção cuja venda ou compra de eletricidade ao sistema energético nacional seja caracterizado como produção em horário de noite, não surtirá o mesmo efeito se este for caracterizado em horário de ponta manhã.

5.4 Caracterização da produção de energia elétrica do sistema de cogeração

A caracterização da forma como é consumida a energia elétrica proveniente do sistema de produção em cogeração é importante, tanto para a determinação da viabilidade técnica (pois podem existir limitações legais mediante o país de aplicação do sistema de cogeração) como na determinação da viabilidade económica do sistema de produção em cogeração, dado que a remuneração de consumo e de produção pode ser diferente.

5.4.1 Consumo da energia elétrica produzida

Na Tunísia, como já mencionado no ponto 4.5.2, pode ser vendido o excedente de energia elétrica proveniente da produção em regime de cogeração, desde que se cumpram os termos legais aplicáveis.

Posto isto e para elaboração do presente estudo, deve ser calculada a estimativa de venda de excedente de energia para o sistema energético nacional, nas diferentes horas do dia, pois a remuneração varia em função do horário de produção / consumo, como pode ser verificado no ponto 5.3.1, em que é identificada a estratificação horária, para efeito de compra e venda de energia elétrica. Este fator terá um peso fulcral na determinação da rentabilidade do projeto.

De modo a aproximar o presente estudo com a realidade, é necessário introduzir o consumo de energia sob forma elétrica da unidade fabril ou carga do setor terciário ao qual o sistema de cogeração está acoplado nas diferentes estratificações horárias referidas o ponto 5.3.1.

Com a introdução desse valor pode ser contabilizada qual a quantidade de energia que é necessário vender como excedente para o sistema energético nacional, bem como a quantidade de energia elétrica consumida proveniente do sistema de cogeração, considerando que o sistema de produção mantém o seu regime de produção em termos nominais, de modo a ter o maior aproveitamento do sistema de cogeração e de forma a que este mantenha o índice de eficiência o mais elevado possível.

Após ser determinada a quantidade de energia elétrica que a unidade de consumo fabril ou unidade de consumo energético, acoplada ao sistema de produção em cogeração é capaz de consumir, é então determinada a quantidade de energia elétrica que a unidade fabril deixa de ter necessidade de comprar ao sistema energético nacional.

A referida contabilização é realizada tendo em conta os fluxogramas que se apresentam nas figuras 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4.

- Energia elétrica não comprada em horas de ponta manhã.

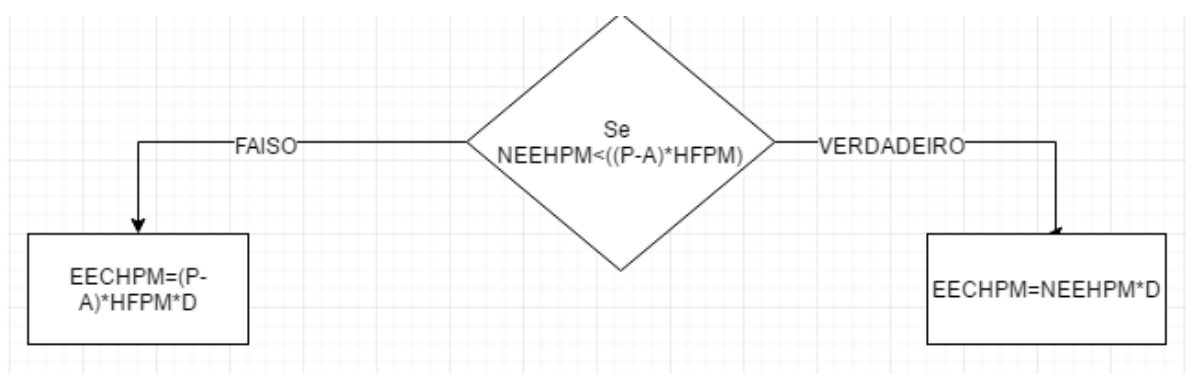


Figura 5.1- Energia consumida em hora de ponta manhã.

Em que:

$NEEHPM$ – Necessidade de energia elétrica em horário de ponta manhã (kWh).

P – Potência elétrica instalada (kW).

HFPM – Horas de funcionamento ponta manhã (h).

EECHPM – Energia eléctrica consumida em horário de ponta manhã mensal (kWh).

A – Potência eléctrica instalada nos auxiliares do sistema de cogeração (kW).

D – Dias de funcionamento mensal (un).

- Energia eléctrica não comprada em horas de ponta noite.

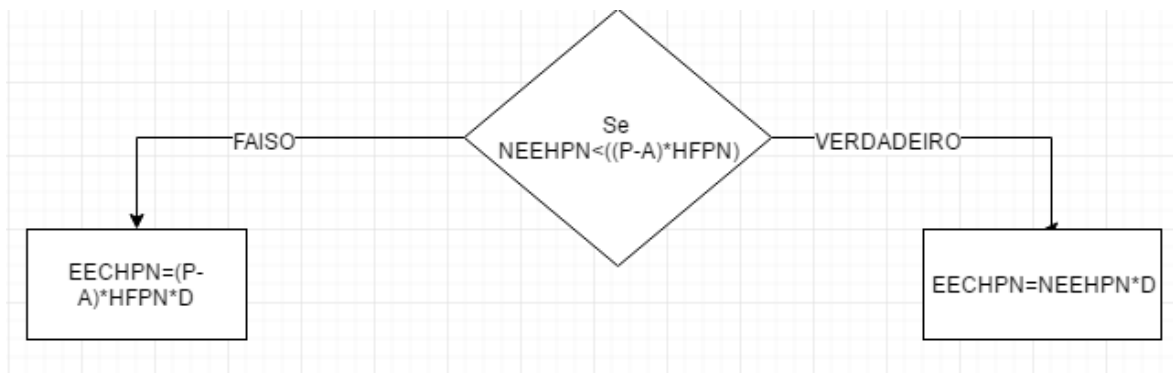


Figura 5.2- Energia consumida em hora de ponta noite.

Em que:

NEEHPN – Necessidade de energia eléctrica em horário de ponta noite (kWh).

P – Potência eléctrica instalada (kW).

HFPN – Horas de funcionamento ponta noite (h).

EECHPN – Energia eléctrica consumida em horário de ponta noite mensal (kWh).

A – Potência eléctrica instalada nos auxiliares do sistema de cogeração (kW).

D – Dias de funcionamento mensal (un).

- Energia elétrica não comprada em horas de dia.

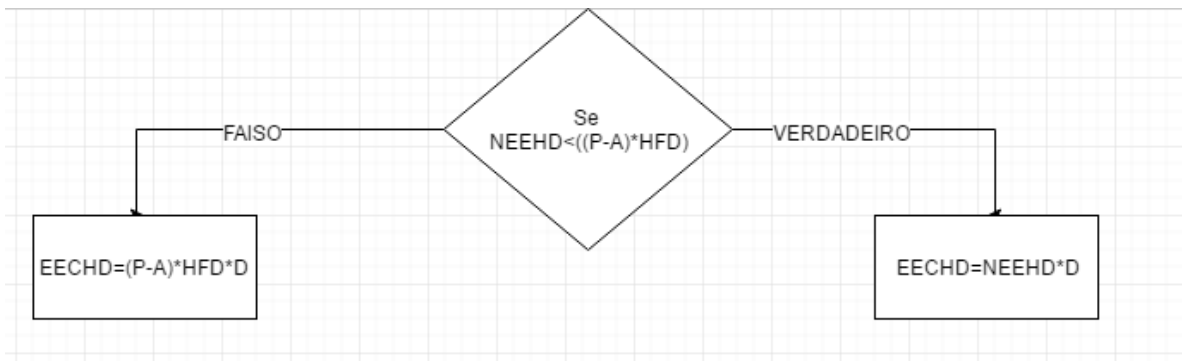


Figura 5.3- Energia consumida em hora de dia.

Em que:

NEEHD – Necessidade de energia elétrica em horário de dia (kWh).

P – Potência elétrica instalada (kW).

HFD – Horas de funcionamento dia (h).

EECHD – Energia elétrica consumida em horário de dia mensal (kWh).

A – Potência elétrica instalada nos auxiliares do sistema de cogeração (kW).

D – Dias de funcionamento mensal (un).

- Energia elétrica não comprada em horas de noite.

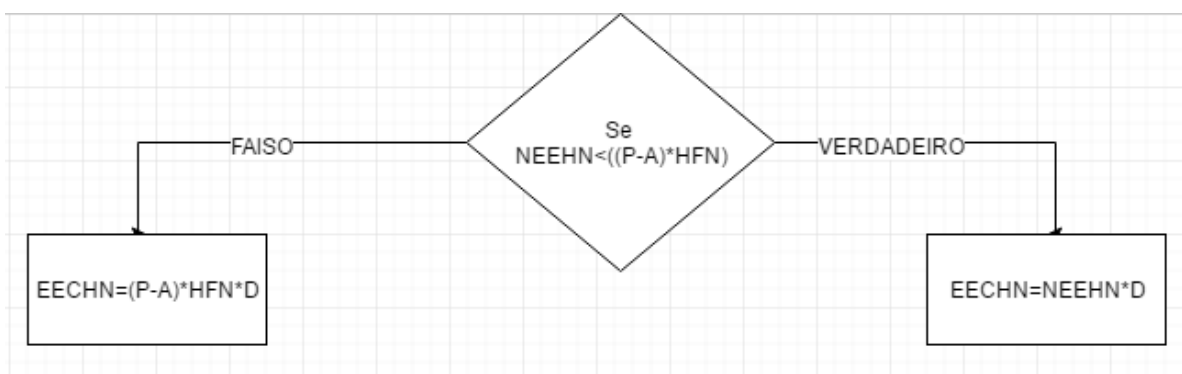


Figura 5.4- Energia consumida em hora de noite.

Em que:

NEEHN – Necessidade de energia elétrica em horário de noite (kWh).

P – Potência elétrica instalada (kW).

HFN – Horas de funcionamento noite (h).

EECHN – Energia elétrica consumida em horário de noite mensal (kWh).

A – Potência elétrica instalada nos auxiliares do sistema de cogeração (kW).

D – Dias de funcionamento mensal (un).

- Total de energia elétrica previsto ser consumida pela unidade fabril proveniente do sistema de cogeração

$$TEENC_m = EECHPM + EECHPN + EECHD + EECHN \quad (5.3)$$

Em que:

$TEENC_m$ - Total de energia elétrica não comprada mensal (kWh).

$EECHPM$ – Energia elétrica consumida em horário de ponta manhã mensal (kWh).

$EECHPN$ – Energia elétrica consumida em horário de ponta noite mensal (kWh).

$EECHD$ – Energia elétrica consumida em horário de dia mensal (kWh).

$EECHN$ – Energia elétrica consumida em horário de noite mensal (kWh).

Através da aplicação da expressão 5.3, pode ser contabilizada a quantidade de energia elétrica que a unidade fabril, ou carga de consumo energético sob forma elétrica acoplada ao sistema de produção em cogeração, deixa de ter necessidade de comprar ao sistema energético nacional.

Posteriormente, no estudo de viabilidade económica, utilizar-se-á este valor para determinar com precisão qual a poupança económica na fatura energética anual, ao utilizar a energia elétrica proveniente do sistema de produção em cogeração, em vez de comprar ao sistema energético nacional.

5.4.2 Determinação do volume de venda de excedentes de produção do sistema de cogeração

A determinação da venda de excedentes da produção de energia elétrica do sistema de cogeração é um fator bastante importante, pois este valor será considerado para o reforço do sistema energético do país, o que a nível de estudo de viabilidade económica é bastante importante pois a remuneração por kWh vendido nos diferentes períodos horários é diferente da poupança por kWh não comprado nos diferentes períodos horários. Assim sendo, de modo

a aproximar ao máximo o presente estudo com a realidade, deve ser determinado o valor dos excedentes para venda de energia elétrica ao sistema energético nacional.

Para efetuar o cálculo da previsão de venda de energia elétrica ao sistema energético Tunisino, utilizaram-se os fluxogramas apresentados nas figuras 5.5, 5.6, 5.7 e 5.8.

- Energia elétrica vendida em horas de ponta manhã.

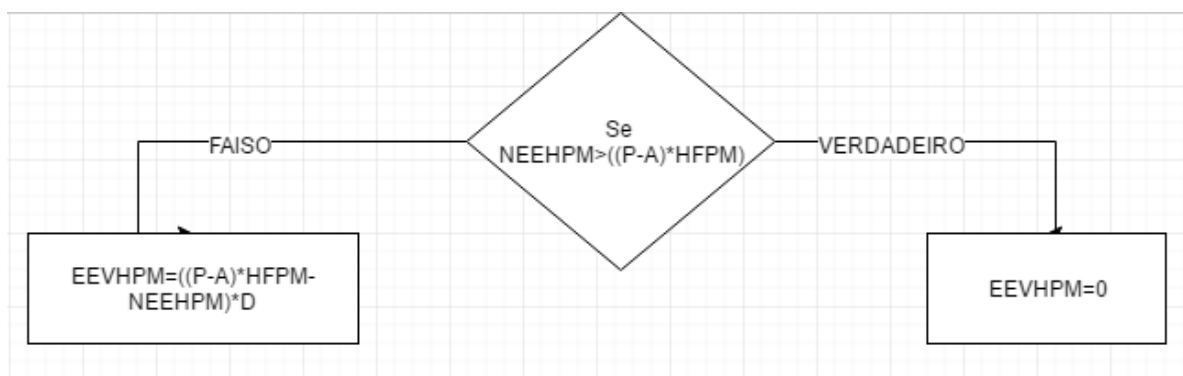


Figura 5.5- Energia elétrica vendida em horário de ponta manhã.

Em que:

NEEHPM – Necessidade de energia elétrica em horário de ponta manhã (kWh).

P – Potência elétrica instalada (kW).

HFPM – Horas de funcionamento ponta manhã (h).

EEVHPM – Energia elétrica vendida em horário de ponta manhã mensal (kWh).

A – Potência elétrica instalada nos auxiliares do sistema de cogeração (kW).

D – Dias de funcionamento mensal (un).

- Energia elétrica vendida em horas de ponta noite.

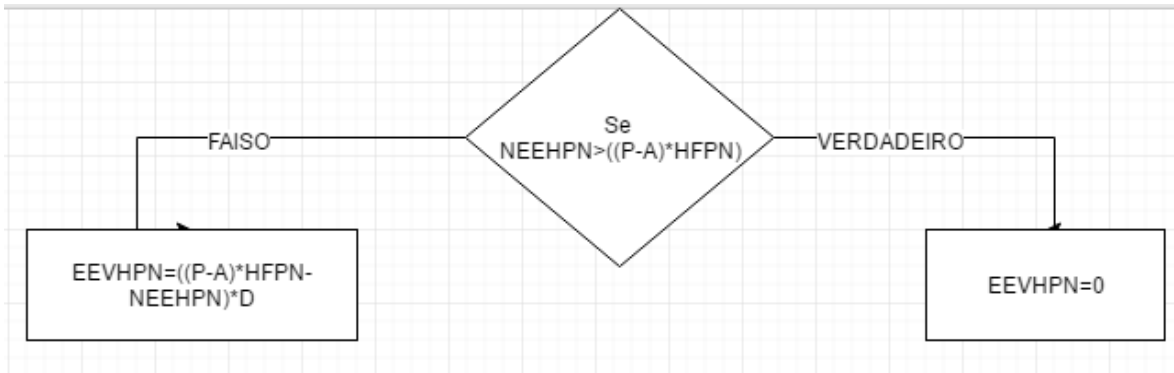


Figura 5.6- Energia elétrica vendida em horário de ponta noite.

Em que:

- NEEHPN* – Necessidade de energia elétrica em horário de ponta noite (kWh).
- P* – Potência elétrica instalada (kW).
- HFPN* – Horas de funcionamento ponta noite (h).
- EEVHPN* – Energia elétrica vendida em horário de ponta noite mensal (kWh).
- A* – Potência elétrica instalada nos auxiliares do sistema de cogeração (kW).
- D* – Dias de funcionamento mensal (un).

- Energia elétrica vendida em horas de dia.

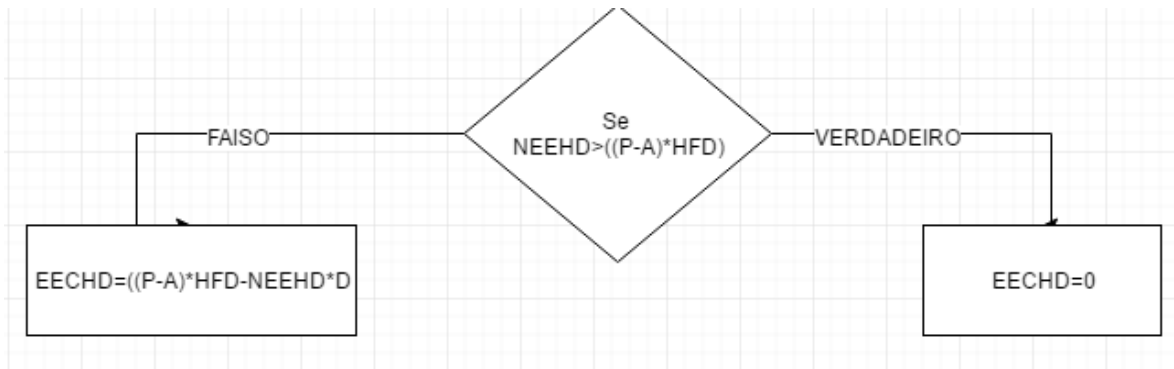


Figura 5.7- Energia elétrica vendida em horário dia.

Em que:

- NEEHD* – Necessidade de energia elétrica em horário de dia (kWh).
- P* – Potência elétrica instalada (kW).
- HFD* – Horas de funcionamento dia (h).
- EEVHD* – Energia elétrica vendida em horário de dia mensal (kWh).

A – Potência elétrica instalada nos auxiliares do sistema de cogeração (kW).

D – Dias de funcionamento mensal (un).

- Energia elétrica vendida em horas de noite.

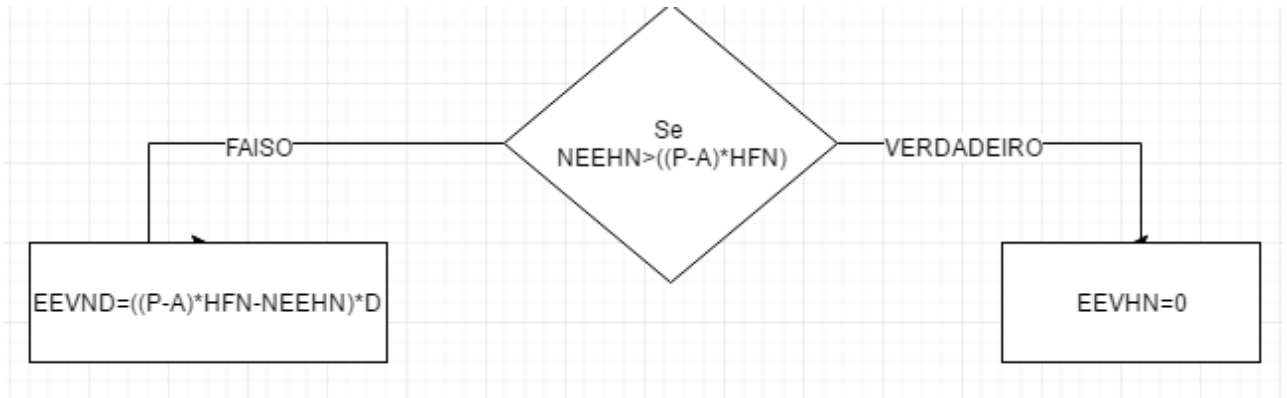


Figura 5.8- 1 Energia elétrica vendida em horário de noite.

Em que:

$NEEHN$ – Necessidade de energia elétrica em horário de noite (kWh).

P – Potência elétrica instalada (kW).

HFN – Horas de funcionamento noite (h).

$EEVHN$ – Energia elétrica vendida em horário de noite mensal (kWh).

A – Potência elétrica instalada nos auxiliares do sistema de cogeração (kW).

D – Dias de funcionamento mensal (un).

- Previsão total de venda de energia elétrica

A expressão 5.4 permite determinar o total dos excedentes de produção de energia elétrica para venda ao sistema energético nacional, ou seja, representa a quantidade de energia elétrica produzida pelo sistema de cogeração, que a unidade fabril ou carga de absorção energética sob forma elétrica acoplada ao sistema de cogeração, não tem capacidade para absorver e, então, deve ser vendida, de modo a que o sistema de produção mantenha o seu funcionamento nominal.

$$TEEVm = EEVHN + EEVHD + EEVHPN + EEVHPM \quad (5.4)$$

Em que:

$TEEVm$ - Total de energia elétrica prevista para venda mensal (kWh).

EEVHN – Energia elétrica vendida em horário de noite mensal (kWh).

EEVHD – Energia elétrica vendida em horário de dia mensal (kWh).

EEVHPN – Energia elétrica vendida em horário de ponta noite mensal (kWh).

EEVHPM – Energia elétrica vendida em horário de ponta manhã mensal (kWh).

5.4.3 Percentagem de energia elétrica vendida à rede elétrica

Dependendo do país de aplicação do sistema de produção em cogeração, a percentagem de venda de energia elétrica em relação à produzida pode estar limitada.

Assim sendo, será calculada esta mesma percentagem através da expressão 5.5, de maneira a que seja possível verificar se está de acordo com os limites legais estabelecidos no país de instalação.

$$PEEVA = \frac{\sum EEVm}{\sum H * P} * 100 \quad (5.5)$$

Em que:

PEEVA- Percentagem de energia elétrica vendida anual (%).

EEVm- Energia elétrica vendida mensal (kWh).

H- Quantidade de horas de produção da cogeração anual (h).

P- Potência instalada da cogeração sem auxiliares (kW).

5.5 Fatores térmicos

A recuperação térmica de um sistema de produção em cogeração tem um peso fulcral, no que concerne, à viabilidade técnica e económica do sistema.

Assim sendo, será necessário efetuar um correto dimensionamento para que a unidade de consumo térmico acoplada ao sistema de produção em cogeração, tenha capacidade de absorver toda a energia ou praticamente toda a energia térmica produzida pelo sistema de cogeração, evitando perdas para a atmosfera, e mantendo os rácios de eficiência o mais elevados possíveis.

5.5.1 Quantificação da energia térmica necessária em processo

Dependendo da utilização para o qual o sistema de cogeração fornece a energia térmica produzida inerente ao seu funcionamento, cabe ao utilizador delimitar a energia que a carga de absorção térmica será capaz de consumir, podendo esta ser utilizada no setor industrial ou no setor de serviços ou até mesmo para aquecimento urbano. No estudo executado deve constar a quantificação deste valor, o mais aproximado à realidade possível.

Após ser delimitada a energia térmica que a carga de absorção térmica necessita para o seu normal funcionamento, pode então ser quantificado o combustível necessário para satisfazer essas necessidades térmicas, utilizando a expressão 5.6, assim se podendo comparar o consumo teórico utilizando tecnologias convencionais, com o consumo previsto utilizando o sistema de cogeração.

$$CCsSC = \frac{PTNF}{PCI} \quad (5.6)$$

Em que:

CCsSC- Consumo combustível por hora sem sistema de cogeração (un).

PTNF- Potência térmica normal de funcionamento (kCal).

PCI- Poder calorífico inferior do combustível utilizado (kCal).

5.5.2 Determinação da potência térmica produzida pelo sistema de cogeração

A potência térmica que o sistema de cogeração é capaz de fornecer, depende da tecnologia utilizada.

A título de exemplo, a expressão 5.7 representa a soma dos aproveitamentos possíveis. Para obter um bom rendimento térmico poderá ser aproveitado do sistema de cogeração energia térmica dos gases de escape, do “*jaket water*”, do sistema de “*after cooler*” em primeiro e em segundo estágio, e do arrefecimento do circuito de óleo.

Caso a tecnologia de produção em cogeração não seja a de motor alternativo, o utilizador deve apenas delimitar qual o somatório da potência dos diferentes pontos de aproveitamento térmico.

$$PTR = (PE + PJW + PAC1 + PAC2 + PCO) \quad (5.7)$$

Em que:

PTR- Potência térmica recuperável (kW).

PE- Potência térmica no escape (kW).

PJW- Potência térmica no "jacket water" (kW).

PAC1- Potência térmica no "After cooler 1º estágio" (kW).

PAC2- Potência térmica no "After cooler 2º estágio" (kW).

PCO- Potência térmica no circuito de óleo (kW).

Após o cálculo da potência disponível com vista a ser aproveitada, é necessário contabilizar a energia produzida por dia, para posteriormente comparar com a energia necessária, de modo a saber qual é de fato a energia efetivamente aproveitada e aplicada proveniente do sistema de cogeração.

A expressão 5.8 permite determinar a energia térmica recuperável. Para o cálculo da energia térmica produzida pelo sistema de cogeração, e considerando um fator de correção de perdas, sendo este valor correspondente ao rendimento de todo o sistema de conversão e transporte da energia térmica, até ao ponto de aplicação.

Neste estudo, será considerado um fator de correção de perdas de 15 %, sendo este valor obtido através de uma média feita através da análise de vários sistemas de cogeração, tendo em conta o valor teórico disponível, e o valor energético efetivamente aplicado na carga de absorção. Este valor pode ser maior em função da distância da carga de absorção térmica e do ponto de produção.

$$ETR = PTR * \sum h * FCP \quad (5.8)$$

Em que:

ETR- Energia térmica recuperável (kWh).

PTR- Potência térmica recuperável (kW).

h- Horas de funcionamento (h).

FCP- Fator de correção de perdas.

5.5.3 Determinação do diferencial de energia térmica

Com o objetivo de fornecer o máximo de informação à entidade exploradora, no presente estudo de viabilidade pode então ser calculado o défice de energia térmica, ou seja, caso o sistema de cogeração não forneça a energia térmica suficiente para satisfazer as necessidades térmicas do processo acoplado ao sistema de produção em cogeração, existe um défice de energia, que terá de ser compensado recorrendo a métodos de produção de energia térmica convencionais.

Se o sistema de cogeração fornecer uma quantidade de energia térmica superior às necessidades térmicas da carga de absorção, parte da energia térmica proveniente do sistema de produção em cogeração é libertada para a atmosfera ou por meio de sistemas de controlo.

A título de exemplo, caso este cenário aconteça num sistema de cogeração em que a tecnologia utilizada é a de motor alternativo, a libertação de energia térmica em excesso é efetuada através da abertura da válvula de três vias do sistema de escape (que pode ser aberta na totalidade ou parcialmente). A energia térmica resultante do arrefecimento do circuito de óleo e do arrefecimento do bloco do motor também pode ser libertada por aerorefrigeradores de emergência, para a atmosfera.

Todo este controlo poderá ser feito através de um sistema de controlo geral em SCADA do sistema de cogeração.

A quantidade de energia que é possível vir a ser expelida para a atmosfera, caso seja necessária por excesso de produção de energia térmica, pode ser prevista através do fluxograma da figura 5.9.

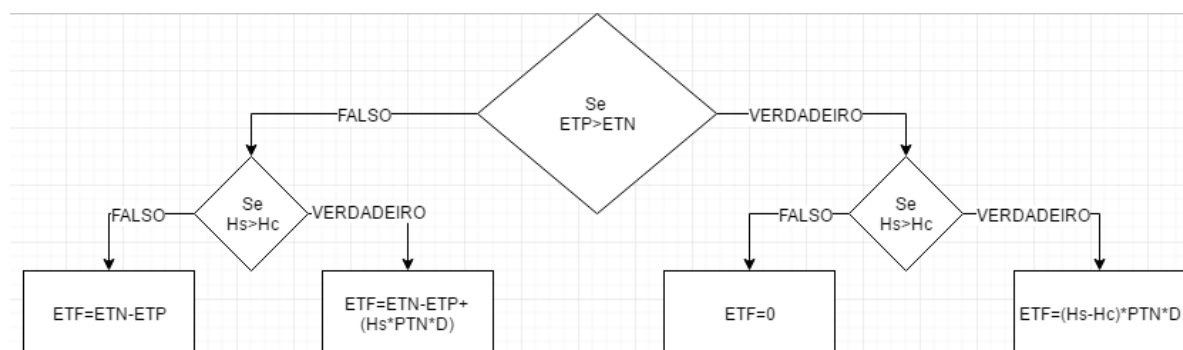


Figura 5.9- Energia térmica em falta.

Em que:

ETF – Energia térmica em falta (kWh).

ETP – Energia térmica produzida (kWh).

ETN – Energia térmica necessária (kWh).

PTN – Potência térmica necessária (kW).

Hs – Horas de funcionamento do sistema de absorção térmica (h).

Hc - Horas de funcionamento do sistema de cogeração (h).

D – Dias de funcionamento sistema absorção térmica (un).

Caso o sistema de cogeração não consiga fornecer a energia térmica necessária ao normal funcionamento do processo acoplado ao sistema de produção em cogeração, tendo então um défice de energia, pode então ser quantificado o valor teórico de combustível necessário para compensar esse défice, através da expressão 5.9.

$$CCACm = \frac{ETF}{PCI} \quad (5.9)$$

Em que:

CCACm - Consumo de combustível além do sistema de cogeração (un).

ETF - Energia térmica necessária em falta mensal (kCal).

PCI - Poder calorífico inferior do combustível utilizado (kCal).

Caso a produção de energia térmica proveniente do sistema de produção em cogeração, seja superior às necessidades energéticas da carga de absorção acoplada ao sistema de cogeração, pode quantificar-se esse excesso de produção através da aplicação do fluxograma expresso na figura 5.10, dando a conhecer assim à entidade exploradora do sistema de cogeração, qual a quantidade de energia que este está a expelir para a atmosfera.

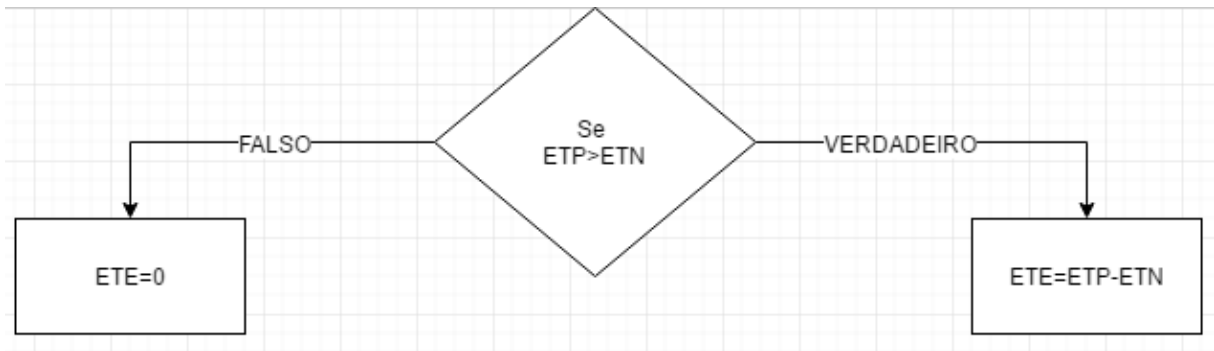


Figura 5.10- Determinação da energia térmica em excesso.

Em que:

ETE – Energia térmica em excesso (kCal).

ETP – Energia térmica produzida (kCal).

ETN – Energia térmica necessária (kCal).

5.5.4 Determinação da energia térmica aproveitada e quantificação do combustível poupado

A determinação da energia térmica aproveitada, que tem por base a aplicação do fluxograma representado na figura 5.11, é um fator de extrema importância, tanto para a análise de viabilidade técnica como para a determinação da viabilidade económica de implementação do sistema. Pois será baseada na determinação desta mesma energia que será contabilizada a quantidade de combustível equivalente que a entidade exploradora do sistema deixa de ter necessidade de gastar em sistema de produção térmica convencionais e, conseqüentemente, o custo inerente ao mesmo para a determinação da viabilidade económica.

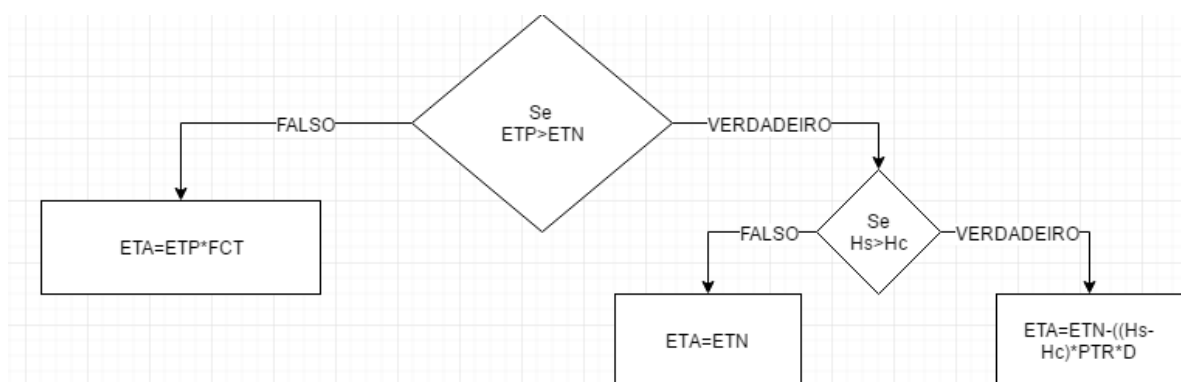


Figura 5.11- Energia térmica aproveitada

Em que:

ETP – Energia térmica produzida (kWh).

ETN – Energia térmica necessária (kWh).

FCT – Fator de correção térmica (%).

Hs – Horas de funcionamento sistema de absorção térmica (h).

Hc – horas de funcionamento do sistema de cogeração (h).

PTR – Potência térmica recuperável (kW).

D – Dias de funcionamento (un).

Após a determinação da energia térmica efetivamente aproveitada e aplicada no seu ponto de consumo, é necessário determinar a quantidade de combustível que equivale a essa mesma energia.

Determinando-se através da expressão 5.10 (Entidade Emissora de Garantias de Origem, 2009).

$$CnQ = \frac{ETA}{PCI} \quad (5.10)$$

Em que:

CnQ - Combustível poupado (un).

ETA - Energia térmica efetivamente aproveitada e aplicada (kCal).

PCI - Poder Calorífico inferior do combustível utilizado (kCal).

5.6 Rendimentos do sistema

Como já referido em pontos anteriores, o aumento do rendimento do aproveitamento em simultâneo de energia elétrica e de energia térmica no mesmo sistema de produção, é dos fatores que suscita mais interesse à instalação deste tipo de sistema.

Assim sendo, descreve-se no presente relatório de estágio, a forma como são calculados estes mesmos rendimentos, e quais as vantagens inerentes à melhoria dos mesmos, comparativamente ao caso das energias serem provenientes de produção separada.

5.6.1 Determinação da eficiência térmica do sistema de cogeração

A eficiência térmica do sistema de cogeração relaciona a quantidade de energia térmica que o sistema de cogeração é capaz de fornecer à sua carga de consumo térmico, com o seu consumo energético.

A relação destas duas energias deve ser considerada para um período de base anual.

Na expressão 5.11 representa-se como é determinado o rendimento energético do sistema de cogeração (República Portuguesa, 1999).

$$\eta_T = \frac{ETA}{CC} \quad (5.11)$$

Em que:

η_T - Rendimento térmico (%).

ETA - Energia térmica aproveitada (MJ).

CC - Consumo energético de combustível (MJ).

5.6.2 Determinação da eficiência elétrica do sistema de cogeração

A determinação da eficiência de produção elétrica, conjuga a quantidade de energia elétrica produzida durante o período em análise, que no caso em apreciação será de um ano, com o consumo energético do combustível utilizado, nesse mesmo período.

O rendimento elétrico é determinado através da expressão 5.12 (República Portuguesa, 1999).

$$\eta_E = \frac{EEA}{CC} \quad (5.12)$$

Em que:

η_E - Rendimento elétrico (%).

EEA - Energia elétrica aproveitada (MJ).

CC - Consumo energético de combustível (MJ).

5.6.3 Rendimento global do sistema de cogeração

O rendimento global do sistema de cogeração conjuga todas as formas de energia aproveitadas do sistema de cogeração, quer esta seja sob forma térmica, elétrica ou mecânica, com o consumo energético da mesma, traduzindo-se através da expressão 5.13 (Republica Portuguesa, 1999).

$$\eta_G = \frac{ETA+EEA+EMA}{CC} \quad (5.13)$$

Sendo que:

η_G - Rendimento global.

ETA - Energia térmica aproveitada (MJ).

EEA - Energia elétrica aproveitada (MJ).

CC - Consumo energético da cogeração (MJ).

EMA – Energia mecânica aproveitada (MJ).

5.6.4 Determinação do rendimento elétrico equivalente (REE)

Dependendo da legislação do país alvo de implementação do sistema de produção em cogeração, o cumprimento dos fatores de rendimentos pode variar.

No caso da Tunísia, o sistema de cogeração deve cumprir os rendimentos expressos no ponto 4.5.1.

Caso o sistema de cogeração seja para instalar noutro país deve ser tida em especial atenção a legislação do mesmo.

A título comparativo, através da expressão 5.14 pode ser determinado o REE, sendo que este rendimento é aplicado em Portugal e deve ser superior a 0.55 (República Portuguesa, 1999).

$$REE = \frac{E}{C - \frac{T}{0.9 - 0.2 \cdot \frac{CR}{C}}} \geq 0.55 \quad (5.14)$$

Em que:

REE - Rendimento elétrico equivalente (%).

E - Energia elétrica aproveitável (kWh).

T - Energia térmica aproveitada (kWh).

C - Energia primária consumida anualmente pelo sistema de cogeração (kWh).

CR - Equivalente energético dos recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos consumidos anualmente pela instalação de cogeração (kWh).

5.7 Fatores ambientais

Uma das vantagens inerentes à instalação de um sistema de cogeração, resulta da possível poupança de energia primária no aproveitamento conjunto dos dois tipos de energia e, também, numa conseqüente diminuição da emissão de gases efeito de estufa. Faz-se a determinação destes fatores, conforme o descrito no ponto 5.7.1 e no ponto 5.7.2.

5.7.1 Determinação da poupança de energia primária (PEP)

A poupança de energia primária é um dos índices de extrema relevância, para a aprovação de um projeto de implementação de um sistema de cogeração.

Tal índice quantificará a poupança de energia primária, caso o sistema de produção de energia térmica e de energia elétrica esteja a ser feito em produção separada e não em produção conjunta, como é o caso do sistema de aproveitamento em cogeração.

A influência deste parâmetro, conducente à aprovação de implementação do sistema de cogeração, pode variar de país para país, pois o acesso a recursos energéticos não é semelhante em todos os países.

Assim no presente relatório de estágio descrevem-se para os diferentes cenários qual a variação da poupança de energia.

Na expressão 5.15, representa-se o método como esta é determinada, sendo que no capítulo 6 do presente relatório de estágio, se evidencia qual o valor dessa mesma poupança (Entidade Emissora de Garantias de Origem, 2009).

Embora o país alvo para o caso de estudo deste trabalho não pertencer à UE, devido à falta de informação para o país alvo, foram considerados, como indicadores de referência para produção separada de energia elétrica e de energia térmica os valores expressos na diretiva 2011/877/EU, publicada no jornal oficial da comissão europeia, a 23/12/2011 (anexo II).

Caso exista informação diferente para o país alvo, deve então ser feita a atualização dos valores de referência.

$$PEP = \frac{ETA}{Ref PT} + \frac{EEA}{Ref PE} - CE \quad (5.15)$$

Em que:

PEP - Poupança de energia primária (MJ).

ETA - Energia térmica aproveitável (MJ).

Ref PT - Valor de referência de produção de energia térmica separada (%).

EEA - Energia elétrica aproveitável (MJ).

Ref PE - Valor de referência de produção separada de energia elétrica (%).

CE - Consumo energético de combustível (MJ).

A poupança de energia primária pode também ser representada em percentagem.

Para a determinação da percentagem de poupança de energia primária, utiliza-se a expressão 5.16 (Entidade Emissora de Garantias de Origem, 2009).

$$PEP_{\%} = \left[1 - \frac{1}{\frac{ETA}{Ref PT} + \frac{EEA}{Ref PE}} \right] * 100 \quad (5.16)$$

Em que:

PEP_% - Poupança de energia primária (%).

ETA - Energia térmica aproveitável (MJ).

Ref PT - Valor de referência de produção de energia térmica separada (%).

EEA - Energia elétrica aproveitável (MJ).

Ref PE - Valor de referência de produção separada de energia elétrica (%).

5.7.2 Determinação da economia de emissão de gases efeito estufa

Considerando que com a instalação de um sistema de cogeração se obtém uma poupança de energia primária, utilizando o valor obtido na expressão 5.16 para efetuar o cálculo da economia da emissão dos gases de efeito de estufa. Quando é utilizado o mesmo tipo de combustível para a produção separada das diferentes formas de energia, aplica-se a expressão 5.17 (Entidade Emissora de Garantias de Origem, 2009).

$$EECO_2 = \frac{PEP}{EEA} * ECO_2 \quad (5.17)$$

Em que:

$EECO_2$ - Emissões evitadas de CO_2 (kg).

PEP - Poupança de energia primária (MJ).

EEA - Energia elétrica aproveitável (MJ).

ECO_2 - Fator de emissão de ECO_2 do combustível utilizado (g/MJ).

5.8 Viabilidade económica

5.8.1 Fatores condicionantes da viabilidade económica

A avaliação da viabilidade económica de implementação de um sistema de cogeração apresenta alguma complexidade, face ao conjunto de parâmetros condicionantes a ter em conta.

Um deles interliga-se com a instabilidade do preço da energia primária necessária à alimentação do sistema de produção.

Assim sendo, a decisão relativamente à escolha do tipo de tecnologia a instalar deve ser devidamente ponderada tendo em conta os recursos energéticos disponíveis no país.

A forma como o mercado se rege é outra potencial condicionante, uma vez que a receita associada à hipotética venda de excedentes de produção elétrica para o sistema energético nacional não é constante. Depende do dimensionamento da instalação, o que pode acarretar uma quebra significativa ao nível de receita do sistema.

5.8.2 Caracterização dos custos de energias

5.8.2.1 Contabilização do custo da energia primária

Tendo em conta o país alvo para a instalação do sistema de produção em cogeração e o combustível escolhido para alimentar esse mesmo sistema, a contabilização do custo da energia primária pode ser feita através da expressão 5.18. Podendo ainda além deste custo ser necessário calcular outras taxas de fornecimento dependendo do país de instalação.

$$CEP = C * Cu * h \quad (5.18)$$

Em que:

CEP - Custo energia primária (€).

C - Consumo cogeração (un/h).

Cu – Custo unitário de energia primaria (€/un).

h - Horas de funcionamento no período de análise (h).

Com bases no documento de tarifas de fornecimento de gás (anexo I), disponível no *site* da empresa detentora do monopólio de fornecimento de gás e energia elétrica na Tunísia (STEG), podem ser escolhidas duas tarifas, mediante o débito necessário para alimentar toda a unidade fabril. É necessário ter em conta que a indústria cerâmica necessita de recursos consideráveis de energia térmica.

Pressupondo que a tarifa escolhida seja Moyenne Pression 2 (MP2) dado o consumo global de gás natural da fábrica, o gás natural será cobrado a: $PG=0.0371$ mill/th.

Sendo que, $1 \text{ th} = 1000 \text{ kcal}$, e $1 \text{ Nm}^3 \text{ GN}$ contém 9300 kCal (STEG 2016), considerando ainda que $1 \text{ TND} = 1000 \text{ mill} = 0,46177 \text{ €}$ dados reportados a 4 novembro 2015 .

A expressão 5.19 (STEG, 2016), permite determinar o custo referente ao consumo de gás natural, caso seja este o combustível utilizado para alimentar o sistema de cogeração.

$$C \text{ Nm}^3 \text{ GN} = PG * \frac{PCI}{1000} * FCM \quad (5.19)$$

Em que:

$C \text{ Nm}^3 \text{ GN}$ - Custo metro cúbico normal de gás natura (€/ Nm^3).

PG - Custo do gás natural (mill/th).

PCI - Poder calorífico inferior do gás natural (kCal).

FCM - Fator de conversão monetário (un).

5.8.2.2 Cálculo do preço da energia elétrica para efeitos de venda ao sistema energético

Outro fator de grande importância, merecedor de atenção especial no estudo conducente à viabilidade económica do projeto de instalação de um sistema de cogeração, é verificar, na legislação em vigor, qual o preço a que a energia é paga à entidade exploradora do sistema.

Continuando a referenciar a Tunísia como país alvo de instalação do sistema de cogeração, caso o produtor queira vender o excedente de produção ao sistema energético Tunisino, tem de ser feito em exclusivo a entidade STEG, como já referido anteriormente. O cálculo do preço de venda de energia elétrica à rede varia, consoante o preço a que a empresa compra o gás natural.

Com a aplicação das expressões 5.20, 5.21, 5.22 e 5.23 é determinado o preço de venda do kWh, nos diferentes períodos horários. Após essa determinação, há que converter o valor em euros.

Preço de venda de energia elétrica à rede em hora ponta de manhã (PVHPM) (STEG, 2016)

$$PVHPM \text{ (mill/kWh)} = 3.11 * PG + 100 \quad (5.20)$$

Em que:

PVHPM - Preço de venda energia elétrica em horas ponta manhã (mill/kWh).

PG - Preço Compra gás natural (mill).

Preço de venda de energia elétrica à rede em horas dia (PVHD) (STEG, 2016).

$$PVHD \text{ (mill/kWh)} = 2.401 * PG + 16 \quad (5.21)$$

Em que:

PVHD - Preço de venda energia elétrica em horas de dia (mill/kWh).

PG - Preço compra gás natural (mill).

Preço de venda de energia elétrica à rede em horas de ponta noite (PVHPN) (STEG, 2016).

$$PVHPN \text{ (mill/kWh)} = 3.039 * PG + 38 \quad (5.22)$$

Em que:

PVHPN - Preço de venda energia elétrica em horas ponta noite (mill/kWh).

PG - Preço compra gás natural (mill).

Preço de venda de energia elétrica à rede em horas de noite (PVHN) (STEG, 2016).

$$PVHN \text{ (mill/kWh)} = 2.179 * PG \quad (5.23)$$

Em que:

PVHN - Preço de venda energia elétrica em horas noite (mill/kWh).

PG - Preço Compra gás natural (mill).

5.8.2.3 Caracterização do custo de energia elétrica para efeitos de compra.

A determinação do custo com a aquisição de energia elétrica ao sistema energético do país, pela entidade exploradora do sistema de cogeração, é um fator importante para determinar na estrutura final do custo da energia elétrica proveniente do sistema de cogeração, no sentido de permitir aquilatar se o valor é positivamente concorrencial com o preço a que é cotado, no sistema energético nacional.

Considerando ainda como país alvo de instalação a Tunísia, assumiram-se os preços de energia elétrica, referentes à tarifa de postos horários expressa no contrato de compra e venda de energia elétrica, apresentados na tabela 5.2 (STEG, 2016).

Tabela 5.2- Custo de compra de energia elétrica.

Período horário	Custo Compra (TDN/kWh)	Custo Compra (€/kWh)
Ponta Manhã	0,238	0,11
Dia	0,152	0,07
Ponta Noite	0,218	0,10
Noite	0,115	0,05

5.8.3 Fontes de rendimento

Tendo em conta o campo de aplicação do sistema de cogeração e do país de instalação, assim variará, como é lógico o indicador relativo aos proveitos resultantes da exploração do sistema de cogeração.

Genericamente, podem ser considerados como fonte de rendimento num sistema de cogeração os fatores que se vão evidenciar.

- Remuneração obtida pela venda de energia elétrica.

A expressão 5.24, permite quantificar a remuneração obtida pela entidade exploradora do sistema de cogeração, referente à energia elétrica vendida para o sistema energético Tunisino.

$$REEV = \sum EEVPM * PVHPM + \sum EEVHD * PVHD + \sum EEVHPN * PVHPN \quad (5.24)$$

$$+ \sum EEVHN * PVHPN$$

Em que:

REEV - Remuneração da energia elétrica vendida (€).

EEVPM - Energia elétrica vendida em horas de ponta manhã (kWh).

PVHPM - Preço venda de energia elétrica em horas de ponta manhã (€/kWh).

EEVHD - Energia elétrica vendida em horas de dia (kWh).

PVHD - Preço de venda de energia elétrica em horas de dia (€/kWh).

EEVHPN- Energia elétrica de vendida em horas de ponta noite (kWh).

PVHPN - Preço de venda de energia elétrica em horas de ponta noite (€/kWh).

EEVHN - Energia elétrica de vendida em horas de noite (kWh).

PVHN - Preço de venda de energia elétrica em horas de noite (€/kWh).

- Valor monetário correspondente à energia elétrica consumida.

Com o objetivo de quantificar os rendimentos inerentes à exploração do sistema de cogeração, deve ser determinado a quantia que a entidade exploradora devia pagar pela eletricidade que esta consome, proveniente do sistema de produção em cogeração. Assim sendo, a determinação da mesma é feita através da aplicação da expressão 5.25.

$$VMEEC = \sum EECPM * PCHPM + \sum EECHD * PCHD + \sum EECHPN * PCHPN \quad (5.25) \\ + \sum EECHN * PCHPN$$

Em que:

VMEEC Valor monetário de energia elétrica consumida (€).

EECPM - Energia elétrica consumida em horas de ponta manhã (kWh).

PCHPM - Preço energia elétrica consumida em horas de ponta manhã (€/kWh).

EECHD - Energia elétrica consumida em horas de dia (kWh).

PCHD - Preço de compra de energia elétrica em horas de dia (€/kWh).

EECHPN- Energia elétrica consumida em horas de ponta noite (kWh).

PCHPN - Preço de compra de energia elétrica em horas de ponta noite (€/kWh).

EECHN - Energia elétrica consumida em horas de noite (kWh).

PCHN - Preço de compra de energia elétrica em horas de noite (€/kWh).

- Poupança de combustível no processo.

Com a introdução de um sistema de produção em cogeração no processo cerâmico, verifica-se uma diminuição da utilização de tecnologias convencionais, para alimentar este mesmo processo cerâmico. Tal diminuição pode ser quantificada a nível monetário através da aplicação da expressão 5.26, por forma a que a entidade exploradora tome conhecimento de qual vai ser a redução de custos inerentes ao processo cerâmico.

$$VMCnQ = CnQ * CC \quad (5.26)$$

Em que:

$VMCnQ$ - Valor monetário combustível poupado (€).

CnQ - Quantificação do combustível poupado (un).

CC - Custo do combustível por unidade de medida (€/un).

- Remuneração a título de prémios de eficiência.

A remuneração a título de prémio de eficiência, deve ser um valor a contemplar como fonte de proveito na adoção de um sistema de cogeração, em conformidade com a legislação em vigor no país alvo de instalação. Sendo a Tunísia o local em estudo neste relatório, após pesquisa aprofundada não foi encontrado qualquer legislação que contemple o proveito a título de prémio de eficiência. Assim sendo, este estudo não contemplará o proveito a título de prémio de eficiência.

Na adaptação do presente estudo a outro país, este proveito, a existir na legislação, deverá ser incluído.

5.8.4 Custos de exploração

Os custos inerentes à exploração de um sistema de produção em cogeração variam, mediante o país onde se aplica. No presente relatório de estágio são contempladas as fontes de despesa a seguir assinaladas. Estas podem não ser únicas, pelo que se existirem outras, contempladas no país alvo de instalação, estas devem ser consideradas, aquando da elaboração do estudo de viabilidade técnica e económica.

- Consumo energético do sistema de cogeração.

A despesa relativa ao consumo energético do sistema de cogeração é calculada através da expressão 5.27, esta representa a principal despesa inerente à exploração do sistema de cogeração.

$$DCC = \sum Ccm * CC \quad (5.27)$$

Em que:

DCC - Despesa em combustível em cogeração (€).

CCm - Consumo de combustível mensal (un).

CC - Custo de combustível (€/un).

- Taxa de débito.

Considerando que a adoção por um sistema de produção em cogeração, em princípio aumentar o consumo energético de fonte primária da entidade exploradora, deve ter-se em consideração que a taxa de débito desta pode ter tendência a aumentar.

Utilizando, a título de exemplo, como fonte de energia primária o gás natural na Tunísia, através do documento de tarifas de gás (Anexo I), conclui-se que a taxa de débito para a tarifa em questão é de 325 mill/th/h/mês (STEG 2016). A determinação deste possível incremento na taxa de débito, é relevante no estudo de viabilidade económica, tendo em conta que este valor é assumido negativamente no balanço geral.

A expressão 5.28 representa a determinação desta taxa para as condições expressas anteriormente.

$$TD = TDu * \frac{PCI}{1000} * \left(\frac{C}{h} - \frac{CnQ}{h} \right) \quad (5.28)$$

Em que:

TD - Custo da taxa de debito mensal (€).

TDu - Taxa de débito unitária (mill/th/mês).

PCI - Poder calorífico inferior do gás natural (kCal).

C - Consumo da cogeração (Nm³).

h - Horas de funcionamento do sistema de cogeração (h).

CnQ - Combustível não queimado (Nm³).

- Custos de manutenção.

Os custos de manutenção são intrínsecos, ao funcionamento do sistema de cogeração.

A sua inclusão é, por norma, estabelecida no contrato lavrado entre a entidade exploradora do sistema de cogeração e a entidade representante da marca do sistema de produção. Normalmente, este custo é apurado por hora de funcionamento do sistema de cogeração, sendo um custo variável, em decurso do contratualizado entre as partes envolvidas, face ao valor da potência instalada no sistema de cogeração e a norma existente no país de aplicação.

No presente relatório de estágio foi considerado um valor de referência pessimista e um valor de referência otimista, representados na tabela 3.1. Para a quantificação deste custo, aplica-se a expressão 5.29.

$$Cm = CmR_i * TEEP \quad (5.29)$$

Em que:

Cm - Custo de manutenção (€).

CmR_i - Custo de manutenção de referência do sistema i (€/MWh).

$TEEP$ - Total de energia elétrica produzida (MWh).

- Taxa de transporte.

Face ao país de instalação do sistema de cogeração, à venda de excedente de energia elétrica pode estar associada a uma taxa de transporte de energia elétrica.

Caso nesse território a legislação contemple tal taxa, deve a mesma ser considerada no estudo de viabilidade económica.

A contabilização desta taxa, no caso da Tunísia, traduz-se pela aplicação da expressão 5.30.

$$TTEEV = \sum EEV * TT \quad (5.30)$$

Em que:

$TTEEV$ – Taxa de transporte de energia elétrica vendida (€).

EEV – Energia elétrica vendida (kWh).

TT – Taxa de transporte (€/kWh).

- Custo total de produção de energia elétrica.

Pretende-se obter o indicador de custo, conducente à possibilidade de comparação entre a produção de a energia elétrica proveniente do sistema de cogeração, a energia elétrica proveniente do sistema energético nacional, ou a venda do excedente ao mesmo nos diferentes horários. Este indicador pode ser determinado através da aplicação da expressão 5.31.

$$CEEC = \frac{\sum CCog - CCnQ}{TTEPC} \quad (5.31)$$

Em que :

CEEC - Custo de energia elétrica proveniente da cogeração (€/kWh).

CCog - Custos inerentes ao funcionamento da cogeração (€).

CCnQ - Custo do combustível Poupado (€).

TEEPC - Total de Energia Elétrica Produzida pela Cogeração (kWh).

5.8.5 Indicadores económicos

Para se aferir a viabilidade económica de um projeto de instalação de sistema de produção em cogeração, serão de considerar o Valor Atual Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), o Período de Retorno do Investimento (PRI), e o Índice de Rentabilidade do Projeto (IRP) .

- Determinação do Valor Atual Líquido.

A determinação do VAL tem como objetivo fornecer o valor líquido num determinado futuro, podendo-se obter tal indicador em relação aos diferentes anos de funcionamento do sistema, até ao término do seu tempo de vida útil. O VAL é determinado pela aplicação da expressão 5.32.

$$VAL = \sum_{i=0}^n \frac{CFi}{(1+Ta)^i} - I \quad (5.32)$$

Em que:

VAL - Valor atual líquido (€).

CFi - Cash flow ano *i* (€).

n - numero de anos a contabilizar (un).

Ta - Taxa de atualização (%).

I - Investimento inicial (€).

No presente relatório de estágio, para a taxa de atualização, foi utilizado um valor otimista de 5 % e um valor pessimista de 10 %, sendo que para a aplicação do presente estudo, na

realidade, a determinação da taxa de atualização, deve ter em conta o custo com juros, caso o capital investido não seja próprio, e o risco inerente ao próprio investimento.

- Determinação da Taxa Interna de Rentabilidade.

A taxa interna de rentabilidade representa a taxa máxima de rentabilidade do projeto, ou seja, a taxa interna de rentabilidade será igual à taxa de atualização quando o VAL representado pela formulação 5.32, nos termos do tempo de vida útil do projeto, for igual a zero.

A determinação da taxa interna de rentabilidade é obtida através da aplicação da expressão 5.33.

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+TIR)^i} - I \quad (5.33)$$

Em que:

TIR – Taxa interna de rentabilidade (%).

CF_i - *Cash flow* exploração ano *i* (€).

n - Número de anos a contabilizar (un).

I - Investimento inicial (€).

- Determinação do Período de Retorno do Investimento.

A determinação do período de retorno do investimento (PRI), consiste na quantificação temporal que o investidor tem de esperar até reaver o seu investimento através do *cash flow* do projeto, traduzindo-se na expressão 5.34.

$$PRI = \frac{I}{\frac{\sum_{k=1}^n \left(\frac{Ck}{(1+TA)^k} \right)}{n}} \quad (5.34)$$

Em que:

PRI - Período de retorno de investimento (anos).

I - Investimento inicial (€).

k - Anos seguintes (un).

TA - Taxa de Atualização (%).

ck - Cash flow do ano k (€).

- Determinação do Índice de Rentabilidade do Projeto.

A rentabilidade do investimento, é determinada através da expressão 5.35 e conjuga o investimento com o *cash flow* durante o tempo de vida útil do sistema de produção em cogeração indicando qual a percentagem do rendimento do nosso investimento, no final do seu tempo de vida útil.

$$IRP = \frac{\sum_{k=1}^n \frac{CFk}{(1+Ta)^k}}{I} \quad (5.35)$$

Em que:

IRP – Índice de rentabilidade do projeto (%).

I - Investimento inicial (€).

k - Anos seguintes (un).

Ta - Taxa de atualização (%).

Ck - *Cash flow* do ano k .

6 Validação Experimental

6.1 Enquadramento

Utilizando a formulação anteriormente referida no capítulo 5, apurou-se a viabilidade técnica e económica decorrente de implementação de um sistema de cogeração na indústria cerâmica, sendo o país alvo do estudo a Tunísia.

De modo a desenvolver os casos de estudo será assumido que o sistema de cogeração se encontra acoplado a uma unidade fabril com as necessidades energéticas diárias expressas na tabela 6.1.

Tabela 6.1- Necessidades energéticas da cerâmica.

Estratificação Horária	Necessidade energética elétrica (kWh)	Necessidade energética térmica (kWh)
HPM Verão (8:30-13:30)	9.078	10.000
HPM Inverno	-----	-----
HD Verão (06:30 - 08:30 / 13:30 - 19:00)	12.830	4.000
HD Inverno (07:00 - 18:00)	194.447	22.000
HPN Verão (19:00 - 22:00)	5.447	6.000
HPN Inverno (18:00 - 21:00)	5.447	6.000
HN Verão (22:00 - 06:30)	12.022	17.000
HN Inverno (21:00 - 07:00)	14.483	20.000

Dadas as necessidades energéticas da unidade fabril, ao qual o sistema de produção será acoplado, a tecnologia escolhida do sistema de cogeração foi a do motor alternativo ciclo de Otto.

6.2 Caso de estudo 1

No caso de estudo 1, foi feita a aplicação direta das formulações referidas no capítulo 5. Foi considerado para custos energéticos, o preço praticado na Tunísia, à data de elaboração do presente relatório, determinando assim a viabilidade técnica e económica da implementação deste tipo de sistemas na indústria cerâmica.

Assim sendo, e para a determinação dos custos energéticos, o custo do gás natural será cotado a 37,1 mill/th como evidencia no documento em anexo I, considerando o fator de conversão económico referido anteriormente, e considerando o PCI do gás natural na Tunísia, igual a 9300 kCal / Nm³GN.

O motor utilizado como referência para o caso de estudo 1 foi um motor de combustão interna ciclo de Otto, com uma potência instalada de 2 MW, cuja folha de características se encontra no anexo III.

Quanto ao custo de instalação do sistema de cogeração, foi considerado o valor otimista de 700 €/kWh, sendo este o valor expresso na tabela 3.1 do presente relatório, pelo que se conclui que o valor total de instalação corresponde a 1.400.000 €.

6.2.1 Determinação da viabilidade técnica

- Consumo de combustível do sistema de cogeração.

Admitindo que o sistema de secagem de tijolo não trabalha durante o dia de domingo, por via da manutenção das máquinas do processo cerâmico e para gestão de *stock* de produtos a cozer, assim sendo, o sistema de cogeração também não trabalhará, pois não tem carga de absorção térmica e as necessidades elétricas da unidade fabril diminuem consideravelmente. Neste cenário, o consumo de combustível do sistema de cogeração é apresentado na tabela 6.2. Considerou-se que o sistema trabalhará sempre na sua capacidade de produção nominal 24 horas por cada dia de funcionamento, sendo que a energia elétrica produzida, parte é consumida pela unidade fabril e o excedente consumido pelo sistema energético nacional.

Tabela 6.2- Consumo de cogeração-Caso de estudo 1.

Tipo de consumo	Consumo
Consumo (Nm ³ /h)	435,06
Consumo por dia (Nm ³)	10.441,42
Consumo por ano (Nm ³)	3.226.398,22

- Determinação da energia elétrica consumida pela unidade fabril, proveniente da cogeração.

Considerando as necessidades energéticas da unidade fabril, ao qual o sistema de cogeração está acoplado, expressas na tabela 6.1, e tendo em conta a capacidade de produção do sistema de cogeração, que para o presente caso de estudo será de 2000 kWh por hora de funcionamento, admitindo um fator de consumo interno do sistema de cogeração de 5 %, o sistema é capaz de fornecer 1900 kWh por hora de funcionamento.

Na tabela 6.3 é apresentado o indicador da quantidade de energia elétrica que a unidade fabril consome, estes valores foram determinados pela aplicação dos fluxogramas expressos no ponto 5.4.1, para os diferentes períodos horários.

Na tabela 6.3, representa-se também qual o equivalente monetário, caso essa energia fosse comprada pela entidade de fornecimento energético, conforme os custos expressos na tabela 5.2.

Tabela 6.3- Contabilização da energia consumida proveniente da cogeração e respetiva quantificação monetária-Caso de estudo 1.

Horário	Quantidade de energia (kWh)	Quantificação monetária (€)
Ponta Manhã	689.928	75.823,96
Ponta Noite	1.683.061	169.426,80
Dia	5.506.204	386.475,17
Noite	4.288.328	227.720,67
Total	12.167.431	859.446,59

Tendo em conta os dados apresentados na tabela 6.3, o consumo de energia elétrica anual proveniente do sistema de cogeração pela unidade fabril, é bastante elevado e, conseqüentemente, a respetiva quantificação monetária dessa mesma energia também o é. Este valor terá um peso bastante considerável na determinação do *cash flow* de exploração do sistema.

- Determinação do preço de venda de energia elétrica ao sistema energético Tunisino.

Tal como mencionado no capítulo 5, o preço a que a energia elétrica é vendida ao sistema energético nacional é calculado com base no preço de compra do gás natural.

Aplicando as expressões respetivas a cada período horário, o preço da remuneração da energia elétrica vendida são apresentados na tabela 6.4.

Tabela 6.4- Preço de venda de energia elétrica-Caso de estudo 1.

Estratificação Horária	Preço (€/kWh)
Hora de ponta manhã	0,10
Hora de ponta noite	0,07
Hora de dia	0,05
Hora de noite	0,04

- Determinação da energia elétrica vendida ao sistema energético Tunisino.

Tendo em conta os fluxogramas apresentados no ponto 5.4.2, a determinação da quantidade de energia elétrica vendida ao sistema energético nacional pode, então, ser quantificada.

Calcular-se-á qual a taxa de transporte e a remuneração obtida pela venda dessa mesma energia elétrica tendo em conta os preços que constam da tabela 6.4, com recurso à aplicação da expressão 5.28.

Na tabela 6.5 são apresentados os valores para a quantidade de energia elétrica vendida, a respetiva remuneração obtida e a taxa de transporte referente a esta mesma energia vendida.

Tabela 6.5- Total de energia elétrica vendida e respetiva remuneração e taxa de transporte-Caso de estudo 1.

Estratificação horária	Energia elétrica vendida (kWh)	Remuneração obtida (€)	Taxa de transporte (€)
Hora de ponta manhã	32.072	3.189,77	103,67
Hora de ponta noite	78.239	5.446,23	252,90
Hora de dia	446.496	21.664,64	1.443,25
Hora de noite	1.366.162	50.998,69	4.415,96
Total	1.922.969	81.299,33	6.215,78

Como se pode verificar pelos dados na tabela 6.5, a quantidade de energia elétrica que se prevê vender ao sistema energético nacional não é muito elevada e, conseqüentemente, a remuneração obtida pela mesma também não.

Tal deve-se ao facto de a capacidade de produção do sistema de cogeração não ser muito superior às necessidades energéticas da unidade fabril a que se encontra acoplado.

Com recurso à expressão 5.6, pode-se afirmar que 13 % da energia elétrica produzida pelo sistema de cogeração é vendida ao sistema energético Tunisiano, ficando muito abaixo do limite máximo de dois terços exigido pela legislação da Tunísia.

- Determinação dos fatores térmicos.

Considerando que a unidade fabril ao qual o sistema de cogeração está acoplado, tem as necessidades energéticas, expressas na tabela 6.1, aplicando a expressão 5.7 para a contabilização da potência térmica do sistema de cogeração, tendo em conta a ficha de características que consta no anexo III, conclui-se que a potência térmica do sistema de cogeração é de 1639 kW.

Na tabela 6.6 representa-se a quantidade de energia térmica que o sistema de cogeração é capaz de fornecer anualmente, e a quantidade de energia térmica que a unidade fabril ao qual o sistema de cogeração está acoplado absorve.

Tabela 6.6- Determinação das relações de energia térmica-Caso de estudo 1.

Tipo de energia	Quantidade de energia (kWh)	Quantidade de gás correspondente (Nm ³)	Valor monetário correspondente (€)
Energia térmica recuperável	12.153.340,80	1.123.857,00	179.058,01
Energia Térmica recuperada	12.153.340,80	1.123.857,00	179.058,01
Energia térmica produzida em excesso	0	0	0
Energia térmica em falta	2.513.955,00	232.473,00	37.038,69

Como pode ser verificado, pela análise da tabela 6.6, é perceptível que o sistema de cogeração não satisfaz as necessidades térmicas do sistema de secagem da unidade fabril em estudo. Verifica-se que, aproveitando toda a energia térmica que o sistema de cogeração fornece, ainda assim, é necessário recorrer a tecnologias convencionais de produção térmica, para haver capacidade de resposta, às necessidades térmicas do sistema de secagem em análise.

- Determinação dos rendimentos do sistema de cogeração.

Através da análise dos valores apresentados na tabela 6.7, verifica-se que os rendimentos apresentados viabilizam o cumprimento da legislação do país de instalação.

A título comparativo e caso o sistema de cogeração fosse instalado em Portugal, também cumpriria com a exigência de rendimento elétrico equivalente maior que 55 %.

Tabela 6.7- Rendimento do sistema de cogeração-Caso de estudo 1.

Tipo de rendimento	Rendimento (%)
Rendimento térmico (Rt)	34,83
Rendimento elétrico (Re)	40,38
Rendimento global (Rg)	77,33
Percentagem recuperação térmica (Rr)	81,94
Rendimento elétrico equivalente (REE)	69,35

- Determinação dos fatores ambientais.

O impacto ambiental é merecedor de muito especial atenção, na apreciação de qualquer projeto de introdução de cogeração. Através da tabela 6.8 é verificável que a instalação de um sistema de cogeração, no caso de estudo 1, atinge valores bastante atrativos, para a poupança de energia primária, e para a emissão evitada de gases efeito de estufa.

Tabela 6.8- Determinação dos fatores ambientais-Caso de estudo 1.

Fator ambiental	Quantidade
PEP (MJ)	24.348.974,28
PEP (%)	16,24
EE(CO2[ton])	321,27

6.2.2 Determinação da Viabilidade Económica

- Determinação do *Cash Flow* de Exploração

De forma a determinar o *cash flow* de exploração de um sistema de cogeração, pode-se aplicar as expressões integrantes dos pontos 5.8.3 e 5.8.4.

As despesas referentes à manutenção considerada no estudo quantificam-se entre os 7 e os 14 € por MWh de energia elétrica produzido.

No caso de estudo 1 é considerado o valor otimista de 7 €/MWh.

Na tabela 6.9 são apresentadas as fontes de rendimento inerentes ao funcionamento do sistema de cogeração, bem como os custos de exploração do mesmo sistema.

Tabela 6.9- Determinação do *cash flow*-Caso de estudo 1.

	Proveito (€)	Fonte de Despesa (€)
Remuneração da E.E vendida	81.299,33	
Correspondente monetário da E.E consumida	859.446,59	
Poupança económica de gás natural	179.058,01	
Despesa de combustível da cogeração		514.044,29
Taxa de transporte de energia elétrica		6.215,79
Custos de manutenção		98.632,80
Taxa de débito		4.748,10
Cash Flow de exploração	496.162,65	

Tendo em conta os valores apresentados na tabela 6.9, verifica-se que o *cash flow* de exploração atinge um total de 496.162,65 €.

No presente caso de estudo não se prevê alteração, nem nas fontes de rendimento nem nos custos de exploração.

- Determinação dos índices económicos.

A determinação do índice de rentabilidade expresso na tabela 6.10, mantém inalterado o *cash flow* de exploração, durante os 20 anos.

Tabela 6.10- Indicadores económico-Caso de Estudo 1.

Indicador económico	TA (5 %)	TA (10 %)
Valor atual líquido a 20 anos (VAL)[€]	4.555.507,88	2.567.374,83
Taxa interna de rentabilidade (TIR) [%]	0,354	
Índice de rentabilidade do projeto (IRP)	4,25	2,83
Período de retorno do investimento (PRI) [anos]	4,70	7,06

A análise dos resultados constantes das tabelas 6.9 e 6.10 são indicadores de uma boa viabilidade para o investimento. Nas condições impostas ao sistema de cogeração, o *cash flow* de exploração é de 469.162,65€ (ano).

Considerando o VAL até ao final do tempo de vida útil para este tipo de tecnologia, ou seja, 20 anos, e uma taxa de atualização otimista de 5 % e outra pessimista de 10 %, este apresenta um valor de 4.555.507,88 € e 2.567.374,83 €, respetivamente, sendo tais valores bastante otimistas, perante o valor de investimento inicial que são de 1.400.000 €.

O índice de rentabilidade do projeto, apresenta valores bastante elevados na ordem de 4,25 e 2,83, respetivamente.

Para o presente caso de estudo a título informativo, o custo de produção de energia elétrica proveniente do sistema de cogeração cifra-se em 0,03 €/kWh.

6.2.3 Conclusões

Os valores expressos nas tabelas 6.9 e 6.10, permitem afirmar que é economicamente viável a instalação do sistema de cogeração. Os índices de rentabilidade bastante elevados e períodos de retorno de investimento, face ao tempo de vida útil do sistema bastante reduzidos.

Do ponto de vista técnico, também se torna viável a instalação deste sistema nos termos indicados, dado que aumenta os rendimentos globais do mesmo, proporcionando-se uma poupança de energia primária considerável e, em consequência, uma diminuição da emissão de gases de efeito estufa.

Perante o anteriormente referido, o investidor num tipo de sistema subordinado às condições propostas, alcança:

- Retorno económico elevado.
- Bom índice de rentabilidade.
- Considerável diminuição da contaminação do meio ambiente, sendo este um fator também de elevada importância, no que se refere à instalação e posterior funcionamento de uma unidade fabril.

Com a instalação do sistema de cogeração nas condições expressas, no presente caso de estudo, o sistema energético Tunisino reforça-se com uma fonte de produção (neste caso de 2 MW), com capacidade de absorver a energia nele injetada sob forma de excedentes de

produção. Acrescentando uma diminuição de perdas no transporte de energia elétrica, dado a produção, ser descentralizada, localizando a produção mais próxima dos pontos de consumo, permitindo uma diminuição da ocupação das linhas de transporte.

6.3 Caso de estudo 2

Neste caso de estudo, serão considerados todos os custos aplicados no caso de estudo 1. Considerando-se que neste caso a potência instalada no sistema de cogeração é alterada, de forma a satisfazer as necessidades energéticas do sistema do processo fabril.

A tecnologia escolhida será a de motor alternativo, ciclo de Otto, com uma potência instalada de 2,5 MW.

A folha de características encontra-se no anexo IV. Utilizando os dados da tabela 3.1, em que o custo otimista para instalação deste tipo de tecnologia é de 700 €/kW de potência instalada, o que corresponde a um total de 1.750.000,00 € para os custos de instalação do sistema.

6.3.1 Determinação da viabilidade técnica

- Determinação do consumo do sistema de cogeração.

Tendo em conta que o sistema de cogeração, no caso em estudo, tem uma capacidade de produção superior à do caso estudo 1, as necessidades de abastecimento energético também serão diferentes.

Na tabela 6.11 são expressos os consumos energéticos do sistema de cogeração.

Tabela 6.11- Necessidades energéticas do sistema cogeração-Caso de estudo 2.

Tipo de consumo	Consumo
Consumo (Nm ³ /h)	530,98
Consumo por dia (Nm ³)	12.743,58
Consumo por ano (Nm ³)	3.937.767,60

Na análise da tabela 6.11 é notório o aumento das necessidades energéticas, para alimentar o sistema de cogeração comparativamente com as necessidades energéticas do sistema do caso de estudo 1.

- Determinação da energia elétrica consumida pela unidade fabril, proveniente do sistema de cogeração.

Dado que o sistema de cogeração, instalado no caso de estudo 1, detinha capacidade de produção suficiente para abastecer a unidade fabril e existia necessidade de venda do excedente de produção, tendo em conta que as necessidades energéticas da unidade fabril se mantêm inalteradas do caso 1 para o caso 2, atendendo a que a potência instalada do sistema de cogeração do caso de estudo 2 é superior à do caso de estudo 1, assumir-se-ão, como energia elétrica proveniente do sistema de cogeração consumida pela cerâmica, os valores indicados na tabela 6.3.

- Determinação do preço de venda de energia elétrica ao sistema energético Tunisino.

Como o preço de compra do gás natural à entidade fornecedora energética Tunisina, para o caso de estudo 2, é igual ao praticado no caso de estudo 1, o preço de venda dos excedentes de produção ao sistema energético Tunisino também serão idênticos aos praticados no caso de estudo 1. Assim sendo, serão assumidos os valores que constam na tabela 6.4.

- Determinação da energia elétrica vendida ao sistema energético Tunisino.

Aplicando o mesmo método de cálculo para a determinação da energia elétrica vendida como excedente ao sistema energético Tunisino, apresenta-se na tabela 6.12 a sua contabilização e a respetiva remuneração, assim como a taxa de transporte inerente à sua venda.

Tabela 6.12- Total de energia elétrica vendida e respetiva remuneração e taxa de transporte- Caso de estudo 2.

Estratificação horária	Energia elétrica vendida (kWh)	Remuneração obtida (€)	Taxa de transporte (€)
Hora de ponta manhã	212.572	21.141,66	687,12
Hora de ponta noite	518.564	36.097,43	1.676,20
Hora de dia	1.934.671	93.873,05	6.253,61
Hora de noite	2.779.762	103.768,24	8.985,27
Total	1.922.969	254.880,39	17.602,20

Tal como esperado, a venda de excedente de produção de energia elétrica no presente caso de estudo, é superior comparativamente, com o caso de estudo 1, dado que as necessidades energéticas da unidade fabril se mantêm e a capacidade de produção deste sistema de cogeração é superior.

- Determinação dos fatores térmicos.

Considerando que as necessidades energéticas do sistema de secagem da unidade industrial se mantêm comparativamente com o caso de estudo 1, tendo em conta que a potência térmica do sistema de cogeração para o caso de estudo 2, é superior, obtém-se, já contemplando o fator de perdas do sistema, o valor 2.002 kW.

Tabela 6.13- Determinação das relações de energia térmica- Caso de estudo 2.

Tipo de energia	Quantidade de energia (kWh)	Quantidade de gás correspondente (Nm ³)	Valor monetário correspondente (€)
Energia térmica recuperável	14.844.978	1.123 .857	179.058,01
Energia Térmica recuperada	14.667.296	1.356.331	216.096,70
Energia térmica produzida em excesso	177.682	16.431	2.618,00
Energia térmica em falta	0	0	0

Com a instalação deste sistema de cogeração, a capacidade de produção térmica é suficiente para às necessidades energéticas do sistema de secagem, sendo que ainda expelirá para a atmosfera parte da sua produção, uma vez que em certas alturas a capacidade de produção térmica é superior às necessidades energéticas do sistema de secagem da unidade industrial.

Assim sendo, o sistema pode fazer uso da válvula de 3 vias, libertando parte da sua produção térmica. Durante um ano o sistema de cogeração produz, em excesso, 177.682 kWh, correspondente a 16.431 Nm³ de gás natural, utilizando métodos de queima tradicionais.

- Determinação dos rendimentos do sistema de cogeração

Dado que o motor do sistema de cogeração, no caso de estudo 2, é diferente do utilizado no caso de estudo 1, este apresentará novos valores de rendimento.

Na tabela 6.14 são apresentados os rendimentos do sistema de cogeração.

Tabela 6.14- Rendimentos do sistema de cogeração- Caso de estudo 2.

Tipo de rendimento	Rendimento (%)
Rendimento térmico (Rt)	34,86
Rendimento elétrico (Re)	41,35
Rendimento global (Rg)	77,98
Percentagem de recuperação térmica (Rr)	79,11
Rendimento elétrico equivalente (REE)	70,53

Analisando a tabela 6.14, reportando os rendimentos inerentes ao funcionamento do sistema, este contempla valores notoriamente positivos, comparativamente com o caso de estudo 1. Apresenta também um melhor rendimento, exceto na percentagem de recuperação térmica que é ligeiramente inferior, o que se deve ao facto do sistema de secagem da unidade industrial não ter capacidade de absorção energética suficiente para o nível de produção térmica do sistema de cogeração.

- Determinação dos fatores ambientais.

A determinação dos benefícios ambientais inerentes à instalação de um sistema de cogeração, para o caso de estudo 2, encontra-se descrita na tabela 6.15.

Tabela 6.15- Determinação dos fatores ambientais- Caso de estudo 2.

Fator ambiental	Quantidade
PEP (MJ)	32.622.129,12
PEP (%)	17,54%
EE(CO ₂ [ton])	430,43

Analisando-se os dados apresentados na tabela 6.15 verifica-se um aumento da percentagem de poupança de energia primária, comparativamente com o caso de estudo 1, obtendo-se também um aumento nas emissões evitadas de CO₂.

Resumindo, o caso de estudo 2, comparativamente ao caso de estudo 1, é mais vantajoso, a nível ambiental.

6.3.2 Determinação da viabilidade económica

- Determinação do *Cash Flow* de Exploração.

Para determinar do *cash flow* no caso de estudo 2, será considerado o mesmo fator de manutenção utilizado no caso de estudo 1 ou seja, 7 €/MWh de energia elétrica produzida.

Na tabela 6.16 encontra-se pormenorizadas as fontes de rendimento e os custos de exploração, conexos com o funcionamento do sistema de cogeração.

Tabela 6.16- Determinação do *cash flow*- Caso de estudo 2.

	Proveito (€)	Custos de exploração (€)
Remuneração da E.E vendida	254.880,39	
Correspondente monetário da E.E consumida	859.446,59	
Poupança económica de gás natural	216.096,70	
Despesa de combustível da cogeração		627.382,87
Taxa de transporte de energia elétrica		17.602,20
Custos de manutenção		123.291,00
Taxa de débito		5.829,95
Cash Flow de exploração	556.317,65	

Ao analisar os dados da tabela 6.16, verifica-se que, comparativamente com o caso de estudo 1 o *cash flow* é maior, sendo que o investimento inicial do sistema também irá ser maior.

- Determinação dos índices económicos.

Na tabela 6.17 são representados os valores para os índices económicos inerentes ao caso de estudo 2.

Tabela 6.17- Indicadores económicos- Caso de estudo 2.

Indicadores económicos	TA (5 %)	TA (10 %)
Valor atual líquido a 20 anos (VAL)[€]	4.936.140,58	2.714.768,90
Taxa interna de rentabilidade (TIR)	0,317	
Índice de rentabilidade do projeto (IRP)	3,82	2,55
Período de retorno do investimento (PRI) [anos]	5,23	7,84

Comparando os dados da tabela 6.14, com os índices económicos referentes ao caso de estudo 2, contidos na tabela 6.17, estes apresentam-se piores em todos os campos, exceto no caso do VAL que é ligeiramente superior mas, atendendo ao facto do valor do investimento inicial ser superior do que no caso de estudo 1, os índices de rentabilidade acabam por ser inferiores e o período de retorno de investimento superiores.

A título informativo o custo de produção de energia elétrica proveniente do sistema de cogeração, cifra-se em 0,03 €/kWh.

6.3.3 Conclusões

Tendo em conta os fatores referidos anteriormente, do ponto de vista técnico o caso de estudo 2 apresenta melhores resultados, com índices de rentabilidade superiores e com melhorias do ponto de vista ambiental, quando comparado com o caso de estudo 1.

Do ponto de vista económico, o caso de estudo 2 também se apresenta como um bom investimento, com índices de rentabilidade elevados mas, comparativamente com o caso de estudo 1, este é um pior investimento.

No âmbito de sistema energético Tunisino, a aplicação do caso de estudo 2 é mais rentável do que a aplicação do caso de estudo 1 uma vez que a potência instalada no sistema de produção é maior. Isto permite fornecer uma quantidade superior de energia elétrica aos pontos de consumo vizinhos, acarretando uma diminuição das perdas no transporte de energia elétrica e uma menor ocupação das linhas.

6.4 Caso de Estudo 3

No presente caso de estudo a viabilidade técnica não será alvo de alteração, ou seja, serão apenas alterados parâmetros relativos de modo a condicionar a viabilidade económica. Foi estudado a influência económica decorrente da instalação dos dois sistemas de cogeração discutidos no caso de estudo 1 e 2, na eventualidade do preço da energia primária sofrer um aumento de 50 %, passando então o gás a ser cotado a 55,65 mill/th, ou seja, com os fatores de conversão económicos e tendo em conta que cada Nm³ de gás natural na Tunísia contém

9300 kCal. Para este caso de estudo o gás natural apresenta um custo de 0,24 €/Nm³, contrariamente aos 0,16 €/Nm³ considerados no caso de estudo um e dois.

6.4.1 Determinação da Viabilidade Económica

- Determinação do preço de venda de energia elétrica ao sistema energético Tunisino.

Aumentando o preço do gás natural, a remuneração obtida pela venda da energia também irá ser maior.

Na tabela 6.18 estão apresentados os dados relativos ao acréscimo ocorrido no preço da venda de energia nas diferentes estratificações horárias.

Tabela 6.18- Preço de venda da energia elétrica- Caso de estudo 3

Estratificação Horária	Preço (€/kWh)
Hora de ponta manhã	0,13
Hora de ponta noite	0,10
Hora de dia	0,07
Hora de noite	0,06

Na tabela 6.18 estão apresentados os preços de venda de energia elétrica, que será superior, em comparação com os valores praticados nos casos de estudo 1 e 2.

Tal ocorrência resulta do facto do preço de aquisição de energia primária ser superior.

- Determinação do *Cash Flow* de exploração.

Para a determinação do *cash flow* no caso de estudo 3, foi considerado o mesmo fator de manutenção utilizado no caso de estudo 1 e 2, ou seja, 7 €/MWh de energia elétrica produzida.

Como referido anteriormente, a viabilidade técnica do sistema de cogeração, tanto para o motor de 2 MW como para o motor de 2,5 MW, mantém-se, ou seja, a quantidade de energia elétrica aproveitada e vendida será a mesma, ao do caso de estudo 1 e 2 respetivamente.

Na tabela 6.19, estão representadas as fontes de despesa e de rendimento, para a configuração correspondente a uma potência instalada de 2 MW e de 2,5 MW.

Tabela 6.19- Determinação do *cash flow*- Caso de estudo 3.

	2 MW (€)		Motor 2,5 MW (€)	
	Proveito	Despes. Expl.	Proveito	Despes. Expl.
Remuneração da E.E vendida	118.872,64		365.715,94	
Correspondente monetário da E.E consumida	859.446,59		859.446,59	
Poupança económica de gás natural	268.587,01		324.145,04	
Despesa de combustível da cogeração		771.066,44		941.074,30
Taxa de transporte de energia elétrica		6.215,79		17.602,20
Custos de manutenção		98.632,80		123.291,00
Taxa de débito		4.748,41		5.829,95
Cash Flow de exploração	366.242,81		461.510,12	

Na análise à tabela 6.19 é notória a diferença do *cash flow* de exploração entre a tecnologia de 2 MW e a tecnologia de 2,5 MW, embora o investimento inicial também seja diferente.

- Determinação dos índices económicos.

Apurado o *cash flow* de exploração das duas tecnologias, determinados os índices económicos para cada tecnologia, conforme a tabela 6.20, considerando-se que o *cash flow* de exploração se mantém constante durante o período de exploração (20 anos).

Tabela 6.20- Indicadores económicos- Caso de estudo 3.

Indicador económico	2MW	2MW	2,5MW	2,5MW
	TA (5 %)	TA (10 %)	TA (5 %)	TA (10 %)
Valor atual líquido a 20 anos (VAL)[€]	3.013.518,99	1.561.846,82	3.810.891,63	1.980.996,21
Taxa interna de rentabilidade (TIR)	0,259		0,261	
Índice de rentabilidade do projeto (IRP)	3,15	2,12	3,18	2,13
Período de retorno do investimento (PRI) [anos]	6,34	9,45	6,29	9,38

No presente caso de estudo, o custo de produção de energia elétrica proveniente do sistema de cogeração é de 0,04 €/kWh, para ambas as tecnologias.

6.4.2 Conclusões

Como se verifica pela análise dos dados apresentados na tabela 6.20, o preço de aquisição de energia primária influencia de forma significativa os indicadores de rentabilidade económicos.

A taxa interna de rentabilidade, o índice de rentabilidade do projeto e o VAL, diminuíram com o aumento do preço da energia primária.

O período de retorno de investimento no presente caso de estudo aumentou, comparativamente com os casos de estudo 1 e 2, torna-se mais viável do ponto de vista económico com o aumento da energia primária, a instalação do sistema de cogeração com uma potência mais elevada, neste caso de 2,5 MW. Isto deve-se ao facto do custo da energia primária ser mais elevado, o preço de venda da energia elétrica também é mais elevado como pode ser verificado na tabela 6.18. Optando-se pela potência de 2 MW a entidade exploradora vende menos energia, comparativamente com a potência de 2,5 MW, e como apenas é alterado o preço da energia de venda, mantendo-se o preço da compra de energia elétrica, é justificável o aumento da rentabilidade da tecnologia com uma potência instalada mais elevada.

Com a implementação do projeto alvo de estudo, comprova-se que a energia primária mesmo sofrendo um aumento de 50 % o projeto continua a ser viável, apresentando índices de rentabilidade bastante atrativos.

6.5 Caso de estudo 4

O presente caso de estudo, avalia qual o impacto no estudo de viabilidade quando o preço da energia primária sofre um aumento de 25 % na sua cotação a partir do 10º ano de exploração. Para este caso assume-se que nos últimos 10 anos de exploração o preço da energia primária, será de 0,20 €/Nm³, enquanto que, nos primeiros 10 anos de exploração será cotada a 0,16 €/Nm³.

As alterações referidas são consideradas para a instalação com uma potência de 2 MW e de 2,5 MW.

O custo de instalação para o presente caso de estudo será o mesmo que o considerado para o caso de estudo 1 e 2 respetivamente, bem como o custo de manutenção sendo de 700 €/kWh instalado e 7 €/MWh produzido.

6.5.1 Determinação da viabilidade económica

- Determinação do preço de venda de energia elétrica ao sistema energético Tunisino

Na tabela 6.21 é apresentado o preço a que a energia elétrica é vendida ao sistema energético Tunisino, para os primeiros 10 anos de exploração e para os restantes anos.

Tabela 6.21- Preço de venda de energia elétrica- Caso de estudo 4

Estratificação Horária	Preço 1-10 anos (€/kWh)	Preço 11-20 (€/kWh)
Hora de ponta manhã	0,10	0,11
Hora de ponta noite	0,07	0,08
Hora de dia	0,05	0,06
Hora de noite	0,04	0,05

Pela análise da tabela 6.21, constata-se ser notória a influência do preço de aquisição da energia primária na contabilização do preço de venda da energia elétrica, sendo que esta é vendida a preço superior para os últimos dez anos de exploração.

- Determinação do *Cash flow* de exploração.

A determinação do *cash flow* de exploração anual, no presente caso de estudo, será feita de forma diferente, comparativamente com os casos anteriores, dado que o *cash flow* de exploração, nos primeiros dez anos, será diferente do *cash flow* dos últimos dez anos.

Na tabela 6.22 estão representadas as fontes de rendimento e as fontes de despesa do sistema de cogeração, durante os primeiros e os últimos dez anos, para uma potência instalada de 2 MW e de 2,5 MW.

Tabela 6.22- Determinação dos *cash flows* de exploração- Caso de estudo 4.

	Fonte de Rendimento Motor 2 MW (€)		Fonte de Despesa Motor 2 MW (€)		Fonte de Rendimento Motor 2,5 MW (€)		Fonte de Despesa Motor 2,5 MW (€)	
	1-10 Anos	11-20Anos	1-10 Anos	11-20Anos	1-10 Anos	11-20Anos	1-10 Anos	11-20Anos
Remuneração da E.E vendida	81.299,33	100.085,98			254.880,39	310.298,16		
Correspondente monetário da E.E consumida	859.446,59	859.446,59			859.446,59	859.446,59		
Poupança económica de gás natural	179.058,01	223.822,51			216.096,70	270.120,87		
Despesa de combustível da cogeração			514.044,29	642.555,37			627.382,87	784.228,58
Taxa de transporte de energia elétrica			6.215,79	6.215,79			17.602,20	17.602,20
Custos de manutenção			98.632,80	98.632,80			123.291,00	123.291,00
Taxa de débito			4.748,41	4.748,41			5.829,95	5.829,95
Cash Flow de Exploração	1-10 anos 2 MW		11-20 anos 2 MW		1-10 anos 2,5 MW		11-20 anos 2,5 MW	
	496.162,65		431.202,73		556.317,65		508.913,89	

- Determinação dos índices económicos.

Tendo em conta a determinação do *cash flow* de exploração do sistema de cogeração representado na tabela 6.22, agora através da tabela 6.23, são apresentados os valores para os índices económicos do sistema de cogeração, das diferentes tecnologias para o caso de estudo em questão.

Tabela 6.23- Índices económicos- Caso de estudo 4.

Índice económico	Motor 2 MW		Motor 2,5 MW	
	2 MW TA (5 %)	2 MW TA (10 %)	2,5MW TA (5 %)	2,5 MW TA (10 %)
Valor atual líquido a 20 anos (VAL) [€]	4.262.230,86	2.427.475,00	4.722.124,95	2.612.678,55
Taxa interna de rentabilidade (TIR)	0,351		0,315	
Índice de rentabilidade do projeto (IRP)	4,04	2,73	3,70	2,49
Período de retorno do investimento (PRI) [anos]	4,95	7,32	5,41	8,02

A produção de energia elétrica proveniente do sistema de cogeração representa uma despesa de 0,04 €/kWh.

6.5.2 Conclusões

Pela análise dos dados apresentados na tabela 6.23, a viabilidade económica de implementação do sistema de cogeração não é muito condicionada com o aumento da energia primária, previsto no presente caso de estudo, a partir do décimo ano de exploração.

Os índices de rentabilidade económica do projeto continuam bastante atrativos, embora um pouco mais baixos quando comparados com o caso de estudo 1 e 2, como era previsível.

Do ponto de vista económico, no presente caso de estudo, a introdução do sistema de cogeração, com uma potência instalada de 2 MW, torna-se mais rentável para o investidor comparativamente com a tecnologia com uma potência de 2,5 MW. No entanto, os índices de

rentabilidade são elevados em qualquer um dos casos, podendo suscitar interesse a um investidor no setor.

6.6 Caso de estudo 5

Para o presente caso de estudo, pretendem-se determinar a viabilidade económica da instalação de um sistema de cogeração para uma potência de 2 MW e de 2,5 MW.

Pretende-se agora determinar qual a influência do custo de instalação e de manutenção do sistema de cogeração, no âmbito da sua viabilidade económica.

Foi escolhido o valor pessimista expresso na tabela 3.1 para a tecnologia de motor alternativo ciclo de Otto.

Para o presente caso de estudo, serão assumidos os seguintes valores:

- Custo de instalação de 1.400 €/kW.
- Custos de manutenção do sistema 14 €/MWh de energia elétrica produzida.

Tendo em conta o custo de investimento inicial em dependência da potência instalada, será assumido, no presente caso de estudo, que o investimento para a instalação de 2 MW será de 2.800.000,00 €, e para uma potência de 2,5 MW o investimento inicial será de 3.500.000,00 €.

Os custos da energia primária são idênticos aos utilizados no caso de estudo 1 e 2.

6.6.1 Determinação da viabilidade económica

Na tabela 6.24 quantificam-se as despesas e os rendimentos inerentes ao funcionamento do sistema de cogeração, e é representado o respetivo *cash flow* de exploração tanto para a tecnologia com uma potência instalada de 2 MW como para a de 2,5 MW.

Tabela 6.24- Determinação *cash flow*- Caso de estudo 5.

Designação	2 MW (€)		Motor 2,5 MW (€)	
	Proveito	Custo de explo.	Proveito	Custo de explo.
Remuneração da E.E vendida	81.299,33		254.880,39	
Correspondente monetário da E.E consumida	859.446,59		859.446,59	
Poupança económica de gás natural	179.058,01		216.096,70	
Custo de combustível da cogeração		514.044,29		627.382,87
Taxa de transporte de energia elétrica		6.215,79		17.602,20
Custo de manutenção		197.265,60		246.582,00
Taxa de débito		4.748,41		5.829,94
Cash Flow de exploração	397.529,85		433.026,65	

Na análise dos dados contidos na tabela 6.24, a diferença entre os *cash flow* de exploração não é muito elevada sendo o *cash flow* de exploração obtido da tecnologia com uma potência instalada de 2,5 MW superior. No entanto o investimento inicial para a tecnologia de 2 MW é bastante inferior em comparação com a solução de 2,5 MW.

- Determinação dos índices económicos.

Após a determinação do *cash flow* de exploração, podem agora ser determinados os indicadores económicos, reportados à viabilidade económica do sistema.

A determinação desses indicadores apresentam-se na tabela 6.25.

Tabela 6.25- Indicadores económicos- Caso de estudo 5.

Indicadores económicos	Motor 2 MW		Motor 2,5 MW	
	TA (5%)	TA (10%)	TA (5%)	TA (10%)
Valor atual líquido a 20 anos (VAL)[€]	2.051.524,35	531.268,80	1.806.161,18	169.636,37
Taxa interna de rentabilidade (TIR)	0,13		0,11	
Índice de rentabilidade do projeto (IRP)	1,73	1,19	1,52	1,05
Período de retorno do investimento (PRI) [anos]	11,54	16,81	13,19	19,08

Para o presente caso de estudo o custo de produção de energia elétrica proveniente do sistema de cogeração cifra-se em 0,04 €/kWh.

6.6.2 Conclusões

A análise da tabela 6.25, evidencia que o investimento inicial e os custos de manutenção inerentes ao funcionamento do sistema de cogeração, influenciam de forma significativa a viabilidade económica do projeto.

Os valores dos indicadores económicos continuam a ser positivos, logo existe viabilidade económica, embora mais reduzida, quando comparada com os restantes casos de estudo.

A implementação da tecnologia com uma potência de 2 MW, do ponto de vista económico, torna-se mais viável comparativamente com a tecnologia com uma potência de 2,5 MW, como era esperado, tendo em conta o resultado dos outros casos de estudos.

Deve-se salientar o facto de, no caso de instalação do sistema com uma potência de 2,5 MW, com uma taxa de atualização de 10 %, o VAL apresenta valores muito reduzidos bem como o TIR e o IRP. O PRI que se prevê ser cerca de 19,08 anos tendo em conta que o tempo de vida útil atribuído a este tipo de sistema é de 20 anos.

6.7 Sumário

A elaboração do presente capítulo, serviu para pôr em prática as considerações e formulações apresentadas nos capítulos anteriores.

Ponderados os resultados obtidos, pode ser afirmado que a viabilidade técnica, nos casos estudados não foi afetada, dado que com a implementação do sistema de cogeração esta aumenta os índices de rendimento do sistema, verificando-se até uma vantagem do ponto de vista ambiental também refletida numa poupança de energia primária e numa consequente diminuição das emissões de gases com efeito estufa.

Ainda na parte de viabilidade técnica, a implementação para os casos de estudo apresentados, torna-se mais viável a implementação da tecnologia com uma potência de 2,5 MW, isto porque, permite um reforço no sistema electroprodutor Tunisino, não necessitando de recorrer a tecnologias convencionais, de forma a compensar o défice de energia térmica como é o caso da instalação de uma tecnologia com uma potência de 2 MW.

Do ponto de vista económico a viabilidade manteve-se em todos os casos estudados, embora com grandes diferenças como é o caso verificado no âmbito do estudo 5, em que o custo do investimento inicial influenciou substancialmente os índices económicos, uma vez que estes são significativamente mais baixos, quando comparados com os restantes casos de estudo.

O preço da energia primária também influencia a viabilidade económica do projeto mas, de todo o modo consegue induzir uma faceta interessante nessa mesma viabilidade, como a verificada no caso de estudo 3, em que se denota uma melhor viabilidade económica na instalação de um sistema com uma potencia instalada de 2,5 MW em vez de 2 MW contrariamente ao verificado nos restantes casos de estudo.

Como o preço a que a entidade exploradora vende a energia elétrica, como excedente de produção, é determinado mediante o preço a que a energia primária é cotada, quase em todos os casos de estudo torna-se mais viável do ponto de vista económico a adoção da tecnologia com uma potência instalada de 2 MW.

No caso de estudo 3, com a implementação da solução tecnológica com uma potência instalada de 2 MW, produzem-se muito menos excedentes, comparativamente com a solução tecnológica com uma potência instalada de 2,5 MW, e como o preço a que a energia elétrica é vendida ao sistema energético Tunisino é superior comparativamente com os restantes casos

de estudo, verifica-se, então, uma viabilidade económica superior com a instalação de um sistema de cogeração, com uma potência instalada de 2,5 MW.

7 Conclusões e Trabalhos Futuros

O presente relatório de estágio teve como objetivo apurar indicadores sobre a viabilidade técnica e económica associada à implementação de um sistema de cogeração na indústria cerâmica, objetivo esse desenvolvido durante o estágio na empresa *Metalcértima*.

Com este trabalho, também se procurou aprofundar os conhecimentos académicos adquiridos, na perspectiva de poder aplicá-los no setor industrial, através do reforço do conhecimento do funcionamento do sistema energético da Tunísia e do enquadramento legal relacionado com sistemas de cogeração nesse mesmo país.

Com o desenvolvimento do presente relatório, comprovou-se a potencialidade decorrente da instalação de sistemas de cogeração, na indústria cerâmica em países em desenvolvimento, como é o caso da Tunísia. Este tipo de instalação responde à necessidade de um aumento da potência instalada no parque electroprodutor permitindo dar resposta ao crescente aumento de necessidades energéticas, verificadas nos últimos anos.

No processo de secagem utilizado na indústria cerâmica o sistema de cogeração apresenta algumas vantagens, comparativamente com as tecnologias convencionais.

A nível ambiental, torna-se viável a implementação destes sistemas, pois permite uma diminuição do consumo de energia primária, com a consequente diminuição de emissões de gases de efeito estufa, reduzindo assim a pegada ecológica resultante da exploração tradicional deste tipo de indústria.

A viabilidade económica de implementação de sistemas de cogeração, em países em desenvolvimento, pode variar em função do país de aplicação. No caso da Tunísia existem estímulos consideráveis à adoção do sistema de cogeração, atendendo ao preço de energia primária.

No entanto, há que considerar que a viabilidade económica pode ser afetada, pelos custos de investimento inicial e manutenção. Tornando-se por isso necessário que a entidade exploradora efetue uma sólida pesquisa de potenciais e credenciados fornecedores de sistemas de cogeração. Procurando obter os preços mais competitivos para não condicionar a viabilidade económica e alcançar um melhor retorno do investimento num menor espaço de tempo.

Numa perspetiva de trabalhos futuros, pretende-se adaptar o estudo realizado para a Tunísia a outros países com recursos energéticos similares, como seja o caso da Argélia. Na adaptação da formulação descrita no presente relatório, é necessário ter em conta a legislação vigente no país em questão de modo a adaptar as expressões ao estudo, é necessário uma especial atenção para a identificação dos períodos horários em que é possível a compra/venda de energia que serão diferentes ou até mesmo pode não existir legislação para a venda dos excedentes de produção. Especial atenção no estudo dos recursos energéticos do país em questão, de modo a escolher adequadamente a tecnologia para o sistema em cogeração

Bibliografia

“Agence nationale maîtresse energie” [Online]. Disponível em: <http://www.anme.nat.tn/>. [Acedido em 2016-05-25].

“Cogen Portugal,” [Online]. Disponível em: www.cogenportugal.pt. [Acedido em 2016-02-29].

“Société Tunisienne de l'Electricité et Du Gaz,” [Online]. Disponível em: www.steg.com.tn. [Acedido em 26 Maio 2016].

Agence Nationale pour la Maîtrise de l’Energie (2014), “*STRATEGIE NATIONALE DE MAÎTRISE DE L’ENERGIE*”.

Alcantara, A. (2012), “*Avaliação Económica e Energética do Dimensionamento de Centrais de Cogeração e Trigeração*,” Tese de Mestrado, Instituto Superior Técnico, Lisboa.

Entidade Emissora de Garantias de Origem (2009), “*Manual de procedimentos*,” novembro 2009.

EPA, Combined Heat and Power partnership “*Combined Heat and Power (CHP) Level 1 Feasibility Analysis*”.

Bona, F. e Filho, E. “*Micro turbinas e a geração distribuída*”, [Online]. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/>, 2004, [Acedido em 2016-05-26].

Governo Tunesino (2009), “decreto-Lei nº 2009-3377,” *Jornal oficial*, setembro.

Governo Tunesino (2014), “Decreto-Lei nº 3232,” *Jornal Oficial*, 03 dezembro.

International District Energy Association (2011), “*Combined Heat and Power (CHP): Essential for a Cost Effective Clean Energy Standard*,”.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, “*Combined Heat and Power*,” 2008.

Patusco, J. “DAELT”, [Online] Disponível em: <http://www.daelt.ct.utfpr.edu.br/professores/alvaug/Cogera%C3%A7%C3%A3o/>. [Acedido em 2016-05-26].

Caseiro, L. e França, A. (2008), “*Cogeração e Trigeração*,” Departamento de Engenharia eletrotécnica e Computadores.

Metalcértima (2016), “*Sistema de Gestão da Qualidade*”.

Republica Portuguesa (1999), “Decreto-Lei nº 538-99.” *Diário da republica*, 13 de dezembro.

Républica Portuguesa (1995), Decreto-Lei 186-95 I série A, *Diário da República*, 27 de julho.

Wu, DW e Wang RZ. (2006) “Combined cooling, heating and power: A review”, *Progress in Energy and Combustion Science* 32 459–495.

Anexo I



TARIFS DU GAZ NATUREL EN MOYENNE PRESSION à compter du 1^{er} Mai 2014 (HORS TAXES)

TARIF MOYENNE PRESSION	DEBIT SOUSCRIT (th/h)	REDEVANCE (**)		PRIX D'ENERGIE (**) (mill/th)
		D'ABONNEMENT (DT/ab-mois)	DE DEBIT (mill/th-h-mois)	
MP1	1 000 à 4 000	20	200	37,6
MP2	6 000 à 30 000	20	325	37,1
MP Cimentier (Ciment gris)	1 000 à 30 000	20	325	58,0

(*) La TVA est à appliquer au taux de 18% sur les redevances et les prix d'énergie hors taxes.

AUGMENTATION DU DEBIT SOUSCRIT :

En cas d'augmentation du débit souscrit (avec ou sans changement de tarif), le coût de renforcement est calculé sur le débit supplémentaire

ABREVIATIONS :

mill = millime tunisien , DT = Dinar tunisien , ab = abonnement , th = thermie , h = heure
TVA = taxe sur la valeur ajoutée

Anexo II

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:343:0091:0096:EN:PDF>

Anexo III

G3520E

GAS ENGINE TECHNICAL DATA



ENGINE SPEED (rpm):	1500	RATING STRATEGY:	HIGH ALTITUDE/AMBIENT
COMPRESSION RATIO:	11.9:1	FUEL:	Nat Gas
AFTERCOOLER TYPE:	SCAC	FUEL SYSTEM:	CAT LOW PRESSURE
AFTERCOOLER - STAGE 2 INLET (°C):	43		WITH AIR FUEL RATIO CONTROL
AFTERCOOLER - STAGE 1 INLET (°C):	87	FUEL PRESSURE RANGE(kPag):	11-35
JACKET WATER OUTLET (°C):	94	FUEL METHANE NUMBER:	80
ASPIRATION:	TA	FUEL LHV (MJ/Nm3):	35.64
COOLING SYSTEM:	JW+OC+1AC, 2AC	ALTITUDE CAPABILITY AT 25°C INLET AIR TEMP. (m):	2000
CONTROL SYSTEM:	ADEM3 W/ IM	APPLICATION:	Genset
EXHAUST MANIFOLD:	DRY	POWER FACTOR:	0.8
COMBUSTION:	Low Emission	VOLTAGE(V):	400-11000
NOx EMISSION LEVEL (mg/Nm3 NOx):	500		

RATING		NOTES	LOAD	100%	75%	50%
GENSET POWER	(WITHOUT FAN)	(1)(2)	ekW	2022	1517	1015
GENSET POWER	(WITHOUT FAN)	(1)(2)	kVA	2528	1896	1269
ENGINE POWER	(WITHOUT FAN)	(2)	bkW	2100	1570	1050
GENERATOR EFFICIENCY		(1)	%	96.3	96.6	96.7
GENSET EFFICIENCY(@ 1.0 Power Factor)	(ISO 3046/1)	(3)	%	41.5	40.8	38.7
THERMAL EFFICIENCY		(4)	%	45.4	46.5	48.8
TOTAL EFFICIENCY (@ 1.0 Power Factor)		(5)	%	86.9	87.3	87.5

ENGINE DATA						
GENSET FUEL CONSUMPTION	(ISO 3046/1)	(6)	MJ/ekW-hr	8.77	8.91	9.36
GENSET FUEL CONSUMPTION	(NOMINAL)	(6)	MJ/ekW-hr	8.98	9.13	9.59
ENGINE FUEL CONSUMPTION	(NOMINAL)	(6)	MJ/bkW-hr	8.65	8.82	9.27
AIR FLOW (0°C, 101.3 kPa)	(WET)	(7)	Nm3/bkW-hr	3.93	3.90	3.91
AIR FLOW	(WET)	(7)	kg/bkW-hr	5.08	5.04	5.05
FUEL FLOW (0°C, 101.3 kPa)			Nm3/hr	510	389	273
COMPRESSOR OUT PRESSURE			kPa(abs)	415	319	228
COMPRESSOR OUT TEMPERATURE			°C	225	183	131
AFTERCOOLER AIR OUT TEMPERATURE			°C	49	49	49
INLET MAN. PRESSURE		(8)	kPa(abs)	376	282	192
INLET MAN. TEMPERATURE	(MEASURED IN PLENUM)	(9)	°C	51	51	52
TIMING		(10)	°BTDC	24	21	16
EXHAUST TEMPERATURE - ENGINE OUTLET		(11)	°C	436	472	520
EXHAUST GAS FLOW (0 °C, 101.3 kPa)	(WET)	(12)	Nm3/bkW-hr	4.18	4.15	4.18
EXHAUST GAS MASS FLOW	(WET)	(12)	kg/bkW-hr	5.26	5.23	5.25
MAX INLET RESTRICTION		(13)	kPa	2.50	1.91	0.96
MAX EXHAUST RESTRICTION		(13)	kPa	5.00	1.96	0.17

EMISSIONS DATA - ENGINE OUT						
NOx (as NO2)	(corr. to 5% O2)	(14)(15)	mg/Nm3 DRY	500	500	500
CO	(corr. to 5% O2)	(14)(16)	mg/Nm3 DRY	1111	1045	1098
THC (mol. wt. of 15.84)	(corr. to 5% O2)	(14)(16)	mg/Nm3 DRY	2712	2665	2221
NMHC (mol. wt. of 15.84)	(corr. to 5% O2)	(14)(16)	mg/Nm3 DRY	407	400	333
NMNEHC (VOCs) (mol. wt. of 15.84)	(corr. to 5% O2)	(14)(16)(17)	mg/Nm3 DRY	271	266	222
HCHO (Formaldehyde)	(corr. to 5% O2)	(14)(16)	mg/Nm3 DRY	235	245	236
CO2	(corr. to 5% O2)	(14)(16)	g/Nm3 DRY	209	209	210
EXHAUST OXYGEN		(14)(18)	% DRY	9.6	9.3	8.6
LAMBDA		(14)(18)		1.70	1.66	1.58

ENERGY BALANCE DATA						
LHV INPUT		(19)	kW	5048	3847	2705
HEAT REJECTION TO JACKET WATER (JW)		(20)(27)	kW	622	521	433
HEAT REJECTION TO ATMOSPHERE		(21)	kW	131	109	87
HEAT REJECTION TO LUBE OIL (OC)		(22)(27)	kW	147	135	118
HEAT REJECTION TO EXHAUST (LHV TO 25°C)		(23)(24)	kW	1473	1187	884
HEAT REJECTION TO EXHAUST (LHV TO 120°C)		(23)	kW	1008	841	661
HEAT REJECTION TO A/C - STAGE 1 (1AC)		(25)(27)	kW	407	209	64
HEAT REJECTION TO A/C - STAGE 2 (2AC)		(26)(28)	kW	168	116	69

CONDITIONS AND DEFINITIONS

Engine rating obtained and presented in accordance with ISO 3046/1. (Standard reference conditions of 25°C, 100 kPa barometric pressure.) No overload permitted at rating shown. Consult the altitude deration factor chart for applications that exceed the rated altitude or temperature.

Emission levels are at engine exhaust flange prior to any after treatment. Values are based on engine operating at steady state conditions, adjusted to the specified NOx level at 100% load and corrected to 5 % exhaust oxygen. Tolerances specified are dependent upon fuel quality. Fuel methane number cannot vary more than ± 3.

For notes information consult page three.

G3520E

GAS ENGINE TECHNICAL DATA



FUEL USAGE GUIDE												
CAT METHANE NUMBER	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	100
SET POINT TIMING	-	-	-	-	-	16	16	17	20	22	24	24
DERATION FACTOR	0	0	0	0	0	0.85	0.95	1	1	1	1	1

ALTITUDE DERATION FACTORS AT RATED SPEED														
INLET AIR TEMP °C	50	1	1	1	0.97	0.95	0.92	0.89	0.87	0.84	0.81	0.79	0.76	0.73
	45	1	1	1	1	0.97	0.95	0.92	0.90	0.87	0.84	0.82	0.79	0.77
	40	1	1	1	1	1	1	0.97	0.94	0.92	0.89	0.86	0.83	0.81
	35	1	1	1	1	1	1	1	1	0.97	0.94	0.91	0.88	0.85
	30	1	1	1	1	1	1	1	1	0.97	0.94	0.92	0.89	0.86
	25	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.97	0.94	0.91	0.88
	20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.97	0.94	0.91	0.88
	15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.97	0.94	0.91	0.88
	10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.97	0.94	0.91	0.88
		0	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500	2750	3000
ALTITUDE (METERS ABOVE SEA LEVEL)														

AFTERCOOLER HEAT REJECTION FACTORS (ACHRF)														
INLET AIR TEMP °C	50	1.22	1.25	1.28	1.31	1.35	1.38	1.41	1.45	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48
	45	1.17	1.20	1.23	1.27	1.30	1.33	1.36	1.40	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
	40	1.12	1.15	1.19	1.22	1.25	1.28	1.31	1.35	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38
	35	1.08	1.11	1.14	1.17	1.20	1.23	1.26	1.30	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
	30	1.03	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.25	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
	25	1	1.01	1.04	1.07	1.10	1.13	1.16	1.20	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23
	20	1	1	1	1.02	1.05	1.08	1.11	1.15	1.18	1.18	1.18	1.18	1.18
	15	1	1	1	1	1	1.03	1.06	1.09	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13
	10	1	1	1	1	1	1	1.01	1.04	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07
		0	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500	2750	3000
ALTITUDE (METERS ABOVE SEA LEVEL)														

G3520E

GAS ENGINE TECHNICAL DATA

**FUEL USAGE GUIDE:**

This table shows the derate factor and full load set point timing required for a given fuel. Note that deration and set point timing reduction may be required as the methane number decreases. Methane number is a scale to measure detonation characteristics of various fuels. The methane number of a fuel is determined by using the Caterpillar methane number calculation program.

ALTITUDE DERATION FACTORS:

This table shows the deration required for various air inlet temperatures and altitudes. Use this information along with the fuel usage guide chart to help determine actual engine power for your site.

ACTUAL ENGINE RATING:

To determine the actual rating of the engine at site conditions, one must consider separately, limitations due to fuel characteristics and air system limitations. The Fuel Usage Guide deration establishes fuel limitations. The Altitude/Temperature deration factors and RPC (reference the Caterpillar Methane Program) establish air system limitations. RPC comes into play when the Altitude/Temperature deration is less than 1.0 (100%). Under this condition, add the two factors together. When the site conditions do not require an Altitude/Temperature derate (factor is 1.0), it is assumed the turbocharger has sufficient capability to overcome the low fuel relative power, and RPC is ignored. To determine the actual power available, take the lowest rating between 1) and 2).

- 1) Fuel Usage Guide Deration
- 2) $1 - ((1 - \text{Altitude/Temperature Deration}) + (1 - \text{RPC}))$

AFTERCOOLER HEAT REJECTION FACTORS(ACHRF):

To maintain a constant air inlet manifold temperature, as the inlet air temperature goes up, so must the heat rejection. As altitude increases, the turbocharger must work harder to overcome the lower atmospheric pressure. This increases the amount of heat that must be removed from the inlet air by the aftercooler. Use the aftercooler heat rejection factor (ACHRF) to adjust for inlet air temp and altitude conditions. See notes 27 and 28 for application of this factor in calculating the heat exchanger sizing criteria. Failure to properly account for these factors could result in detonation and cause the engine to shutdown or fail.

INLET AND EXHAUST RESTRICTIONS FOR ALTITUDE CAPABILITY:

The altitude derate chart is based on the maximum inlet and exhaust restrictions provided on page 1. Contact factory for restrictions over the specified values. Heavy Derates for higher restrictions will apply.

NOTES:

1. Generator efficiencies, power factor, and voltage are based on standard generator. [Genset Power (kW) is calculated as: Engine Power (bkW) x Generator Efficiency], [Genset Power (kVA) is calculated as: Engine Power (bkW) x Generator Efficiency / Power Factor]
2. Rating is without engine driven water pumps. Tolerance is (+)3, (-)0% of full load.
3. ISO 3046/1 Genset efficiency tolerance is (+)0, (-)5% of full load % efficiency value based on a 1.0 power factor.
4. Thermal Efficiency is calculated based on energy recovery from the jacket water, lube oil, 1st stage aftercooler, and exhaust to 120°C with engine operation at ISO 3046/1 Genset Efficiency, and assumes unburned fuel is converted in an oxidation catalyst.
5. Total efficiency is calculated as: Genset Efficiency + Thermal Efficiency. Tolerance is ±10% of full load data.
6. ISO 3046/1 Genset fuel consumption tolerance is (+)5, (-)0% of full load data. Nominal genset and engine fuel consumption tolerance is ± 2.5% of full load data.
7. Air flow value is on a 'wet' basis. Flow is a nominal value with a tolerance of ± 5 %.
8. Inlet manifold pressure is a nominal value with a tolerance of ± 5 %.
9. Inlet manifold temperature is a nominal value with a tolerance of ± 5°C.
10. Timing indicated is for use with the minimum fuel methane number specified. Consult the appropriate fuel usage guide for timing at other methane numbers.
11. Exhaust temperature is a nominal value with a tolerance of (+)35°C, (-)30°C.
12. Exhaust flow value is on a 'wet' basis. Flow is a nominal value with a tolerance of ± 6 %.
13. Inlet and Exhaust Restrictions are maximum allowed values at the corresponding loads. Increasing restrictions beyond what is specified will result in a significant engine derate.
14. Emissions data is at engine exhaust flange prior to any after treatment.
15. NOx tolerances are ± 18% of specified value.
16. CO, CO2, THC, NMHC, NMNEHC, and HCHO values are "Not to Exceed" levels. THC, NMHC, and NMNEHC do not include aldehydes.
17. VOCs - Volatile organic compounds as defined in US EPA 40 CFR 60, subpart JJJJ
18. Exhaust Oxygen tolerance is ± 0.5; Lambda tolerance is ± 0.05. Lambda and Exhaust Oxygen level are the result of adjusting the engine to operate at the specified NOx level.
19. LHV rate tolerance is ± 2.5%.
20. Heat rejection to jacket water value displayed includes heat to jacket water alone. Value is based on treated water. Tolerance is ± 10% of full load data.
21. Heat rejection to atmosphere based on treated water. Tolerance is ± 50% of full load data.
22. Lube oil heat rate based on treated water. Tolerance is ± 20% of full load data.
23. Exhaust heat rate based on treated water. Tolerance is ± 10% of full load data.
24. Heat rejection to exhaust (LHV to 25°C) value shown includes unburned fuel and is not intended to be used for sizing or recovery calculations.
25. Heat rejection to A/C - Stage 1 based on treated water. Tolerance is ±5% of full load data.
26. Heat rejection to A/C - Stage 2 based on treated water. Tolerance is ±5% of full load data.
27. Total Jacket Water Circuit heat rejection is calculated as: $(JW \times 1.1) + (OC \times 1.2) + (1AC \times 1.05) + [0.9 \times (1AC + 2AC) \times (ACHRF - 1) \times 1.05]$. Heat exchanger sizing criterion is maximum circuit heat rejection at site conditions, with applied tolerances. A cooling system safety factor may be multiplied by the total circuit heat rejection to provide additional margin.
28. Total Second Stage Aftercooler Circuit heat rejection is calculated as: $(2AC \times 1.05) + [(1AC + 2AC) \times 0.1 \times (ACHRF - 1) \times 1.05]$. Heat exchanger sizing criterion is maximum circuit heat rejection at site conditions, with applied tolerances. A cooling system safety factor may be multiplied by the total circuit heat rejection to provide additional margin.

G3520E

GAS ENGINE TECHNICAL DATA



FREE FIELD MECHANICAL & EXHAUST NOISE													
MECHANICAL: Sound Power (1/3 Octave Frequencies)													
Gen Power Without Fan	Percent Load	Engine Power	Overall	100 Hz	125 Hz	160 Hz	200 Hz	250 Hz	315 Hz	400 Hz	500 Hz	630 Hz	800 Hz
ekW	%	bkW	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)
2022	100	2100	119.3	79.4	96.3	96.7	94.3	96.9	101.5	103.7	102.6	103.5	105.3
1517	75	1570	118.2	77.0	92.8	95.0	91.9	95.0	97.8	99.6	101.1	101.3	102.2
1015	50	1050	114.0	75.3	88.9	89.4	88.1	90.4	94.0	95.0	100.1	100.3	100.3
MECHANICAL: Sound Power (1/3 Octave Frequencies)													
Gen Power Without Fan	Percent Load	Engine Power	1 kHz	1.25 kHz	1.6 kHz	2 kHz	2.5 kHz	3.15 kHz	4 kHz	5 kHz	6.3 kHz	8 kHz	10 kHz
ekW	%	bkW	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)
2022	100	2100	106.6	107.5	108.0	106.6	107.2	107.5	103.6	109.7	114.2	103.6	98.2
1517	75	1570	104.5	104.1	105.4	104.1	103.5	104.0	104.0	115.7	101.9	100.7	99.4
1015	50	1050	103.3	101.2	102.4	101.8	102.2	102.5	107.6	101.3	98.2	104.4	93.3
EXHAUST: Sound Power (1/3 Octave Frequencies)													
Gen Power Without Fan	Percent Load	Engine Power	Overall	100 Hz	125 Hz	160 Hz	200 Hz	250 Hz	315 Hz	400 Hz	500 Hz	630 Hz	800 Hz
ekW	%	bkW	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)
2022	100	2100	124.9	95.1	103.9	108.9	113.5	113.0	110.2	112.4	111.9	113.2	112.8
1517	75	1570	121.8	91.9	103.7	109.3	111.7	105.6	100.4	101.5	103.5	103.2	101.6
1015	50	1050	118.7	92.4	102.2	106.6	109.3	104.4	95.8	97.3	98.9	99.6	100.1
EXHAUST: Sound Power (1/3 Octave Frequencies)													
Gen Power Without Fan	Percent Load	Engine Power	1 kHz	1.25 kHz	1.6 kHz	2 kHz	2.5 kHz	3.15 kHz	4 kHz	5 kHz	6.3 kHz	8 kHz	10 kHz
ekW	%	bkW	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)
2022	100	2100	112.4	112.6	112.9	112.0	112.5	112.8	113.3	111.6	112.8	110.0	105.0
1517	75	1570	103.4	104.5	107.5	108.0	111.0	114.1	111.9	114.2	110.4	106.3	104.5
1015	50	1050	102.2	102.1	105.8	108.1	109.6	109.2	109.6	107.6	105.4	104.6	99.2

SOUND PARAMETER DEFINITION:

Sound Power Level Data - DM8702-01

Sound power is defined as the total sound energy emanating from a source irrespective of direction or distance. Sound power level data is presented under two index headings:

- Sound power level -- Mechanical
- Sound power level -- Exhaust

Mechanical: Sound power level data is calculated in accordance with ISO 6798. The data is recorded with the exhaust sound source isolated.

Exhaust: Sound power level data is calculated in accordance with ISO 6798 Annex A.

Measurements made in accordance with ISO 6798 for engine and exhaust sound level only. No cooling system noise is included unless specifically indicated. Sound level data is indicative of noise levels recorded on one engine sample in a survey grade 3 environment.

How an engine is packaged, installed and the site acoustical environment will affect the site specific sound levels. For site specific sound level guarantees, sound data collection needs to be done on-site or under similar conditions.

Anexo IV

G3520H

GAS ENGINE TECHNICAL DATA



ENGINE SPEED (rpm):	1500	RATING STRATEGY:	HIGH EFFICIENCY
COMPRESSION RATIO:	12.1:1	APPLICATION:	GENSET
AFTERCOOLER TYPE:	SCAC	RATING LEVEL:	CONTINUOUS
AFTERCOOLER - STAGE 2 INLET (°C):	48	FUEL:	NAT GAS
AFTERCOOLER - STAGE 1 INLET (°C):	89	FUEL SYSTEM:	CAT LOW PRESSURE
JACKET WATER OUTLET (°C):	99		WITH AIR FUEL RATIO CONTROL
ASPIRATION:	TA	FUEL PRESSURE RANGE(kPag):	14-35
COOLING SYSTEM:	JW+OC+1AC, 2AC	FUEL METHANE NUMBER:	85
CONTROL SYSTEM:	ADEM4 W/ IM	FUEL LHV (MJ/Nm3):	35,64
EXHAUST MANIFOLD:	DRY	ALTITUDE CAPABILITY AT 25°C INLET AIR TEMP. (m):	750
COMBUSTION:	LOW EMISSION	POWER FACTOR:	0,8
NOx EMISSION LEVEL (mg/Nm3 NOx):	500	VOLTAGE(V):	6600-11000

RATING		NOTES	LOAD	100%	75%	50%
GENSET POWER	(WITHOUT FAN)	(1)(2)	ekW	2500	1875	1250
GENSET POWER	(WITHOUT FAN)	(1)(2)	kVA	3125	2344	1562
ENGINE POWER	(WITHOUT FAN)	(2)	bkW	2586	1943	1305
GENERATOR EFFICIENCY		(1)	%	96.7	96.5	95.8
GENSET EFFICIENCY@ 1.0 Power Factor	(ISO 3046/1)	(3)(4)	%	45.3	44.5	42.6
THERMAL EFFICIENCY		(3)(5)	%	41.0	42.3	44.8
TOTAL EFFICIENCY (@ 1.0 Power Factor)		(3)(6)	%	86.3	86.8	87.4

ENGINE DATA						
GENSET FUEL CONSUMPTION	(ISO 3046/1)	(7)	MJ/ekW-hr	8.00	8.15	8.49
GENSET FUEL CONSUMPTION	(NOMINAL)	(7)	MJ/ekW-hr	8.27	8.43	8.78
ENGINE FUEL CONSUMPTION	(NOMINAL)	(7)	MJ/bkW-hr	8.00	8.13	8.41
AIR FLOW (0°C, 101.3 kPa)	(WET)	(8)	Nm3/bkW-hr	3.79	3.74	3.72
AIR FLOW	(WET)	(8)	kg/bkW-hr	4.90	4.83	4.80
FUEL FLOW (0°C, 101.3 kPa)			Nm3/hr	580	443	308
COMPRESSOR OUT PRESSURE			kPa(abs)	474	360	250
COMPRESSOR OUT TEMPERATURE			°C	234	191	140
AFTERCOOLER AIR OUT TEMPERATURE			°C	53	50	49
INLET MAN. PRESSURE		(9)	kPa(abs)	453	338	230
INLET MAN. TEMPERATURE	(MEASURED IN PLENUM)	(10)	°C	53	51	49
TIMING		(11)	°BTDC	22	20	16
EXHAUST TEMPERATURE - ENGINE OUTLET		(12)	°C	394	430	485
EXHAUST GAS FLOW (0 °C, 101.3 kPa)	(WET)	(13)	Nm3/bkW-hr	4.02	3.97	3.96
EXHAUST GAS MASS FLOW	(WET)	(13)	kg/bkW-hr	5.07	5.01	4.98
MAX INLET RESTRICTION		(14)	kPa	3.60	2.50	1.81
MAX EXHAUST RESTRICTION		(14)	kPa	5.00	2.81	1.33

EMISSIONS DATA - ENGINE OUT						
NOx (as NO2)	(corr. to 5% O2)	(15)(16)	mg/Nm3 DRY	500	500	500
CO	(corr. to 5% O2)	(15)(17)	mg/Nm3 DRY	808	764	715
THC (mol. wt. of 15.84)	(corr. to 5% O2)	(15)(17)	mg/Nm3 DRY	1199	1234	1153
NMHC (mol. wt. of 15.84)	(corr. to 5% O2)	(15)(17)	mg/Nm3 DRY	168	173	161
NMNEHC (VOCs) (mol. wt. of 15.84)	(corr. to 5% O2)	(15)(17)(18)	mg/Nm3 DRY	132	136	127
HCHO (Formaldehyde)	(corr. to 5% O2)	(15)(17)	mg/Nm3 DRY	104	104	102
CO2	(corr. to 5% O2)	(15)(17)	g/Nm3 DRY	211	212	209
EXHAUST OXYGEN		(15)(19)	% DRY	9.7	9.4	8.9
LAMBDA		(15)(19)		1.78	1.72	1.66

ENERGY BALANCE DATA						
LHV INPUT		(20)	kW	5746	4390	3049
HEAT REJECTION TO JACKET WATER (JW)		(21)(28)	kW	593	507	416
HEAT REJECTION TO ATMOSPHERE		(22)	kW	76	63	51
HEAT REJECTION TO LUBE OIL (OC)		(23)(28)	kW	231	207	178
HEAT REJECTION TO EXHAUST (LHV TO 25°C)		(24)(25)	kW	1538	1245	916
HEAT REJECTION TO EXHAUST (LHV TO 120°C)		(24)	kW	1092	910	693
HEAT REJECTION TO A/C - STAGE 1 (1AC)		(26)(28)	kW	439	233	78
HEAT REJECTION TO A/C - STAGE 2 (2AC)		(27)(29)	kW	283	193	105

CONDITIONS AND DEFINITIONS

Engine rating obtained and presented in accordance with ISO 3046/1. (Standard reference conditions of 25°C, 100 kPa barometric pressure.) No overload permitted at rating shown. Consult the altitude deration factor chart for applications that exceed the rated altitude or temperature.

Emission levels are at engine exhaust flange prior to any after treatment. Values are based on engine operating at steady state conditions, adjusted to the specified NOx level at 100% load and corrected to 5 % exhaust oxygen. Tolerances specified are dependent upon fuel quality. Fuel methane number cannot vary more than ± 3.

For notes information consult page three.

G3520H

GAS ENGINE TECHNICAL DATA



FUEL USAGE GUIDE							
CAT METHANE NUMBER	<50	50	60	70	75	85	100
SET POINT TIMING	-	16	16	16	16	22	22
DERATION FACTOR	0	0.65	0.80	0.90	1	1	1

ALTITUDE DERATION FACTORS AT RATED SPEED														
INLET AIR TEMP °C	50	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating
	45	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating
	40	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating
	35	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating
	30	1	1	0.96	0.93	0.89	0.86	0.82	0.79	0.75	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating
	25	1	1	1	1	0.97	0.94	0.91	0.88	0.84	0.81	0.78	0.75	0.70
	20	1	1	1	1	0.97	0.94	0.91	0.88	0.84	0.81	0.78	0.75	0.70
15	1	1	1	1	0.97	0.94	0.91	0.88	0.84	0.81	0.78	0.75	0.70	
10	1	1	1	1	0.97	0.94	0.91	0.88	0.84	0.81	0.78	0.75	0.70	
		0	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500	2750	3000

ALTITUDE (METERS ABOVE SEA LEVEL)

AFTERCOOLER HEAT REJECTION FACTORS (ACHRF)														
INLET AIR TEMP °C	50	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating
	45	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating
	40	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating
	35	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating
	30	1.03	1.06	1.09	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	No Rating	No Rating	No Rating	No Rating
	25	1	1.01	1.04	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07
	20	1	1	1	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
		0	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500	2750	3000

ALTITUDE (METERS ABOVE SEA LEVEL)

G3520H

GAS ENGINE TECHNICAL DATA

**FUEL USAGE GUIDE:**

This table shows the derate factor and full load set point timing required for a given fuel. Note that deration and set point timing reduction may be required as the methane number decreases. Methane number is a scale to measure detonation characteristics of various fuels. The methane number of a fuel is determined by using the Caterpillar methane number calculation program.

ALTITUDE DERATION FACTORS:

This table shows the deration required for various air inlet temperatures and altitudes. Use this information along with the fuel usage guide chart to help determine actual engine power for your site.

ACTUAL ENGINE RATING:

To determine the actual rating of the engine at site conditions, one must consider separately, limitations due to fuel characteristics and air system limitations. The Fuel Usage Guide deration establishes fuel limitations. The Altitude/Temperature deration factors and RPC (reference the Caterpillar Methane Program) establish air system limitations. RPC comes into play when the Altitude/Temperature deration is less than 1.0 (100%). Under this condition, add the two factors together. When the site conditions do not require an Altitude/Temperature derate (factor is 1.0), it is assumed the turbocharger has sufficient capability to overcome the low fuel relative power, and RPC is ignored. To determine the actual power available, take the lowest rating between 1) and 2).

- 1) Fuel Usage Guide Deration
- 2) $1 - ((1 - \text{Altitude/Temperature Deration}) + (1 - \text{RPC}))$

AFTERCOOLER HEAT REJECTION FACTORS(ACHRF):

To maintain a constant air inlet manifold temperature, as the inlet air temperature goes up, so must the heat rejection. As altitude increases, the turbocharger must work harder to overcome the lower atmospheric pressure. This increases the amount of heat that must be removed from the inlet air by the aftercooler. Use the aftercooler heat rejection factor (ACHRF) to adjust for inlet air temp and altitude conditions. See notes 28 and 29 for application of this factor in calculating the heat exchanger sizing criteria. Failure to properly account for these factors could result in detonation and cause the engine to shutdown or fail.

INLET AND EXHAUST RESTRICTIONS FOR ALTITUDE CAPABILITY:

The altitude derate chart is based on the maximum inlet and exhaust restrictions provided on page 1. Contact factory for restrictions over the specified values. Heavy Derates for higher restrictions will apply.

NOTES:

1. Generator efficiencies, power factor, and voltage are based on standard generator. [Genset Power (ekW) is calculated as: Engine Power (bkW) x Generator Efficiency], [Genset Power (kVA) is calculated as: Engine Power (bkW) x Generator Efficiency / Power Factor]
2. Rating is without engine driven water pumps. Tolerance is (+)3, (-)0% of full load.
3. Efficiency represents a Closed Crankcase Ventilation (CCV) system installed on the engine.
4. ISO 3046/1 Genset efficiency tolerance is (+)0, (-)5% of full load % efficiency value based on a 1.0 power factor.
5. Thermal Efficiency is calculated based on energy recovery from the jacket water, lube oil, 1st stage aftercooler, and exhaust to 120°C with engine operation at ISO 3046/1 Genset Efficiency, and assumes unburned fuel is converted in an oxidation catalyst.
6. Total efficiency is calculated as: Genset Efficiency + Thermal Efficiency. Tolerance is ±10% of full load data.
7. ISO 3046/1 Genset fuel consumption tolerance is (+)5, (-)0% of full load data. Nominal genset and engine fuel consumption tolerance is ± 1.5% of full load data.
8. Air flow value is on a 'wet' basis. Flow is a nominal value with a tolerance of ± 5 %.
9. Inlet manifold pressure is a nominal value with a tolerance of ± 5 %.
10. Inlet manifold temperature is a nominal value with a tolerance of ± 5°C.
11. Timing indicated is for use with the minimum fuel methane number specified. Consult the appropriate fuel usage guide for timing at other methane numbers.
12. Exhaust temperature is a nominal value with a tolerance of (+)35°C, (-)30°C.
13. Exhaust flow value is on a 'wet' basis. Flow is a nominal value with a tolerance of ± 6 %.
14. Inlet and Exhaust Restrictions are maximum allowed values at the corresponding loads. Increasing restrictions beyond what is specified will result in a significant engine derate.
15. Emissions data is at engine exhaust flange prior to any after treatment.
16. NOx tolerances are ± 18% of specified value.
17. CO, CO2, THC, NMHC, NMNEHC, and HCHO values are "Not to Exceed" levels. THC, NMHC, and NMNEHC do not include aldehydes. An oxidation catalyst may be required to meet Federal, State or local CO or HC requirements.
18. VOCs - Volatile organic compounds as defined in US EPA 40 CFR 60, subpart JJJJ
19. Exhaust Oxygen tolerance is ± 0.5; Lambda tolerance is ± 0.05. Lambda and Exhaust Oxygen level are the result of adjusting the engine to operate at the specified NOx level.
20. LHV rate tolerance is ± 1.5%.
21. Heat rejection to jacket water value displayed includes heat to jacket water alone. Value is based on treated water. Tolerance is ± 10% of full load data.
22. Heat rejection to atmosphere based on treated water. Tolerance is ± 50% of full load data.
23. Lube oil heat rate based on treated water. Tolerance is ± 20% of full load data.
24. Exhaust heat rate based on treated water. Tolerance is ± 10% of full load data.
25. Heat rejection to exhaust (LHV to 25°C) value shown includes unburned fuel and is not intended to be used for sizing or recovery calculations.
26. Heat rejection to A/C - Stage 1 based on treated water. Tolerance is ±5% of full load data.
27. Heat rejection to A/C - Stage 2 based on treated water. Tolerance is ±5% of full load data.
28. Total Jacket Water Circuit heat rejection is calculated as: $(JW \times 1.1) + (OC \times 1.2) + (1AC \times 1.05) + [0.757 \times (1AC + 2AC) \times (ACHRF - 1) \times 1.05]$. Heat exchanger sizing criterion is maximum circuit heat rejection at site conditions, with applied tolerances. A cooling system safety factor may be multiplied by the total circuit heat rejection to provide additional margin.
29. Total Second Stage Aftercooler Circuit heat rejection is calculated as: $(2AC \times 1.05) + [(1AC + 2AC) \times 0.243 \times (ACHRF - 1) \times 1.05]$. Heat exchanger sizing criterion is maximum circuit heat rejection at site conditions, with applied tolerances. A cooling system safety factor may be multiplied by the total circuit heat rejection to provide additional margin.

G3520H

GAS ENGINE TECHNICAL DATA



FREE FIELD MECHANICAL & EXHAUST NOISE													
MECHANICAL: Sound Power (1/3 Octave Frequencies)													
Gen Power Without Fan	Percent Load	Engine Power	Overall	100 Hz	125 Hz	160 Hz	200 Hz	250 Hz	315 Hz	400 Hz	500 Hz	630 Hz	800 Hz
ekW	%	bkW	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)
2500	100	2586	121.9	84.9	96.4	96.1	98.4	100.7	106.8	105.2	105.9	106.3	107.5
1875	75	1943	119.1	84.1	94.8	94.7	96.3	97.6	105.0	103.1	104.2	104.3	106.1
1250	50	1305	116.7	81.2	91.7	92.2	94.3	96.6	103.2	100.9	102.6	103.4	107.0
MECHANICAL: Sound Power (1/3 Octave Frequencies)													
Gen Power Without Fan	Percent Load	Engine Power	1 kHz	1.25 kHz	1.6 kHz	2 kHz	2.5 kHz	3.15 kHz	4 kHz	5 kHz	6.3 kHz	8 kHz	10 kHz
ekW	%	bkW	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)
2500	100	2586	105.3	107.8	108.0	106.6	106.9	105.9	105.4	112.9	117.9	111.7	105.6
1875	75	1943	103.7	106.5	106.9	105.2	105.8	105.9	106.5	114.5	104.7	107.7	100.9
1250	50	1305	102.5	105.5	106.3	104.3	105.0	105.1	108.7	104.4	101.6	103.9	94.4
EXHAUST: Sound Power (1/3 Octave Frequencies)													
Gen Power Without Fan	Percent Load	Engine Power	Overall	100 Hz	125 Hz	160 Hz	200 Hz	250 Hz	315 Hz	400 Hz	500 Hz	630 Hz	800 Hz
ekW	%	bkW	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)
2500	100	2586	129.3	92.5	104.2	113.3	114.1	108.4	111.3	117.7	115.4	118.0	116.3
1875	75	1943	126.2	90.2	108.0	113.5	113.1	103.4	105.5	110.3	110.1	110.4	109.0
1250	50	1305	123.2	87.8	105.5	114.5	112.6	99.1	101.4	104.5	102.6	101.6	102.9
EXHAUST: Sound Power (1/3 Octave Frequencies)													
Gen Power Without Fan	Percent Load	Engine Power	1 kHz	1.25 kHz	1.6 kHz	2 kHz	2.5 kHz	3.15 kHz	4 kHz	5 kHz	6.3 kHz	8 kHz	10 kHz
ekW	%	bkW	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)
2500	100	2586	116.6	116.7	116.6	117.2	118.2	118.8	116.9	117.2	119.2	116.6	113.5
1875	75	1943	109.7	110.1	113.7	115.6	116.3	116.4	116.2	116.1	116.2	112.8	111.9
1250	50	1305	103.5	104.4	109.9	112.4	114.1	113.7	112.7	112.3	111.5	110.6	109.6

SOUND PARAMETER DEFINITION:

Sound Power Level Data - DM8702-02

Sound power is defined as the total sound energy emanating from a source irrespective of direction or distance. Sound power level data is presented under two index headings:

- Sound power level -- Mechanical
- Sound power level -- Exhaust

Mechanical: Sound power level data is calculated in accordance with ISO 6798. The data is recorded with the exhaust sound source isolated.

Exhaust: Sound power level data is calculated in accordance with ISO 6798 Annex A. Exhaust data is post-catalyst on gas engine ratings labeled as "Integrated Catalyst".

Measurements made in accordance with ISO 6798 for engine and exhaust sound level only. No cooling system noise is included unless specifically indicated. Sound level data is indicative of noise levels recorded on one engine sample in a survey grade 3 environment.

How an engine is packaged, installed and the site acoustical environment will affect the site specific sound levels. For site specific sound level guarantees, sound data collection needs to be done on-site or under similar conditions.