

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP)

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS,
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**

NATHALIA CRISTINA GONÇALVES LEITE

**ANÁLISE DA EFICIÊNCIA ELÉTRICA DE COGERAÇÃO DE
UMA PLATAFORMA DE PETRÓLEO E PROPOSTA
ALTERNATIVA**

**São Paulo
2014**

NATHALIA CRISTINA GONÇALVES LEITE

**ANÁLISE DA EFICIÊNCIA ELÉTRICA DE COGERAÇÃO DE
UMA PLATAFORMA DE PETRÓLEO E PROPOSTA
ALTERNATIVA**

Monografia apresentada ao Programa de Educação continua da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração distribuída e Eficiência Energética.

Orientador: Prof. Msc. Ronaldo Andreos

**São Paulo
2014**

DEDICATÓRIA

Dedico primeiramente a Deus, aos meus pais Maria Cândida Gonçalves Leite e José Leite Sobrinho por terem me educado e me apoiado sempre, meus irmãos, Marcos Roberto Gonçalves Leite, Marcio Gonçalves Leite e principalmente a Margarete Gonçalves Leite que é como se fosse uma mãe para mim.

Meus agradecimentos em especial ao orientador Prof. Msc. Ronaldo Andreos que me incentivou neste trabalho oferecendo idéias objetivas e me dando suporte em tudo que foi necessário para a elaboração.

Agradeço também aos colegas de trabalho da Petrobras e Falcão Bauer que me ajudaram dividindo conhecimento bem como material de grande impacto para a realização do trabalho.

RESUMO

GONÇALVES LEITE, Nathalia C. **Análise da eficiência elétrica de cogeração de uma plataforma de petróleo e proposta alternativa.** Monografia de especialização – Curso de especialização - Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética do Programa de Educação Contínua da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014.

A monografia analisou a cogeração atual de uma plataforma tipo FPSO (Floating Production Storage and Offloading), que produz óleo, condensado e gás. O gás combustível proveniente da exploração é queimado gerando gases quentes de exaustão que possui a finalidade de produzir energia elétrica e suprir a carga térmica de um sistema de água de aquecimento. Foi analisada a cogeração atual e posteriormente foi efetuada uma proposta alternativa. Esta proposta utilizou um chiller elétrico do tipo compressor parafuso para resfriar o ar na entrada do compressor. Para avaliar a viabilidade técnica em termos de aumento de eficiência elétrica, foi calculada a geração de energia elétrica atual levando em consideração a temperatura média do ar no verão. Após a análise realizada da cogeração atual, foram efetuados os cálculos do consumo elétrico do chiller e a geração de energia da nova cogeração variando com a temperatura. Os resultados alcançados foram viáveis, o que proporcionou ganho de eficiência elétrica podendo assim instalar um novo sistema para o aproveitamento do mesmo.

Palavras-chave: Cogeração. Petróleo. Plataforma.

ABSTRACT

GONÇALVES LEITE, Nathalia C. **Analysis of electrical efficiency of cogeneration and alternative proposed of oil platform.** Monograph of specialization - Specialization course - Specialization Course in Renewable Energy, Distributed Generation and Energy Efficiency Program for Continuing Education at the Polytechnic School of the University of São Paulo. São Paulo, 2014.

The monograph examined the current cogeneration at a FPSO (Floating Production Storage and Offloading) platform, which produces oil, condensate and gas. The fuel gas from exploration is burned generating hot exhaust gases which has the purpose of producing electricity and supply the thermal load of a system for heating water. The current CHP was analyzed and was subsequently made an alternative proposal. This proposal used an electric chiller compressor screw type to cool the air for compressor inlet. To assess the technical feasibility in terms of increased electrical efficiency, the current generation of electric energy taking into account the average air temperature in summer was calculated. After the analysis of the current cogeneration, calculations of the chiller electrical consumption and the generation of new cogeneration power varying with the temperature were performed. The results achieved were viable, which provided electrical efficiency gain can thus install a new system to take advantage of it.

Keywords: Cogeneration. Oil. Platform.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Sistema de Cogeração.....	14
Figura 2- Balanço Energético	16
Figura 3- Ciclos Térmicos de Cogeração	20
Figura 4- Configuração de um sistema de cogeração tipo Topping	20
Figura 5- Configuração de um sistema de cogeração tipo Bottoming	21
Figura 6- Regimes de cogeração: (a) “topping”; (b) “bottoming”	21
Figura 7- Níveis de geração em regime “bottoming” e “topping”	22
Figura 8- Cogeração com motor a gás.....	24
Figura 9- Diagrama do ciclo de Rankine T-s	25
Figura 10- Turbina aeroderivativa fabricante CENTRAX.....	28
Figura 11- Ciclo de Brayton com TG	29
Figura 12- Ciclo de Brayton temperatura e entropia.....	29
Figura 13- Estrutura de uma célula combustível	33
Figura 14- Desenho esquemático de motor stirling	34
Figura 15- Recordes mundiais de produção marítima de petróleo.....	38
Figura 16- Formas de encontrar o gás natural em relação a sua origem	42
Figura 17- Projeção da capacidade de produção de Energia (TWh).....	42
Figura 18- Balanço Energético simplificado (Produção - Demanda)	43
Figura 19- Consumo de Energia Mundial.....	48
Figura 20- Tipos de plataformas marítimas	54
Figura 21- FPSO Cidade Angra dos Reis, Bacia de Santos	55
Figura 22- Plataforma flutuante semissubmersível	56
Figura 23- Plataforma auto-elevável	57
Figura 24- Projeto e fotografias da Plataforma de Mexilhão	58
Figura 25- Diagrama da unidade de processamento primário	60
Figura 26- Sistema de tratamento de água produzida	62
Figura 27- Sistema de eletrocloração.....	65
Figura 28 – Reação Básica	65
Figura 29- Esquemático do sistema de água de aquecimento.....	68
Figura 30- Esquemático do sistema térmico de uma plataforma.....	71
Figura 31 - Configurações da turbina modelo CX-501 KB7	72
Figura 32 - CX-501 KB7	73

Figura 33 - Esquemático ciclo de Brayton.....73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Composição do gás combustível.....	73
Tabela 2- Estequiometria da reação	74
Tabela 3- Balanço material (base de cálculo 100 Kmol de combustível)	75
Tabela 4- Vazões	75
Tabela 5- Cálculo do cp do ar	76
Tabela 6- Resultados da cogeração atual e proposta alternativa sem considerar a eficiência do compressor e da turbina.....	83
Tabela 7 - Resultados da cogeração atual e proposta alternativa considerando a eficiência do compressor e da turbina.....	83
Tabela 8 - Menor a temperatura de entrada, melhor a geração elétrica	84
Tabela 9 - Consumo de energia de uma unidade de eletrocloronização	84

LISTA DE SIGLAS

CC - Célula Combustivel

FPSO – Floating Production Storage and Offloading

FUE - Fator de Utilização e Energia

GN – Gás

MEG – Monoetileno Glicol

PCI – Poder Calorífico Inferior

PCS – Poder Calorífico Superior

SIN – Sistema Interligado Nacional

SS – Plataforma Semissubmersíveis

TG - Turbina a Gás

TR – Tonelada de Refrigeração

UPGNs – Unidades de Processamento de Gás Natural

VAC – Ventilação e Ar Condicionado

WHRU's – Waste Heat Recovery Unit

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	13
CAPITULO I – ESTADO DA ARTE	14
1.1 O QUE É COGERAÇÃO	14
1.2 COGERAÇÃO NO BRASIL E NO MUNDO.....	17
1.3 TIPOS DE COGERAÇÃO	19
1.4 TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS.....	22
1.4.1 Motor a combustão interna (MCI).....	23
1.4.2 Turbina a vapor (TV)	25
1.4.3 Turbina a gás (TG)	26
1.4.3.1 Industriais (Heavy-duty).....	26
1.4.3.2 Aeroderivativas.....	26
1.4.3.3 Características gerais.....	26
1.4.3.4 Componentes do TG	27
1.4.4 Microturbina a gás (μ TG)	31
1.4.5 Outras tecnologias	32
1.4.5.1 Célula Combustível	32
1.4.5.2 Motor <i>Stirling</i> (MS).....	33
1.4.5.3 Sistema de refrigeração	34
1.4.5.4. Funcionamento de um chiller	35
1.5 PRINCIPAIS VANTAGENS E DESVANTAGENS DA COGERAÇÃO	35
CAPITULO II – PETRÓLEO E GÁS NATURAL	38
2.1 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL	38
2.1.1 Constituintes do petróleo.....	39
2.1.2 A origem do petróleo	39
2.2 ORIGEM DO GÁS NATURAL	40
2.3 USO DO GÁS NATURAL.....	40
2.4 GÁS NATURAL NO BRASIL.....	42
2.5 VANTAGENS E DESVANTAGENS	43
2.5.1 Vantagens Macroeconômicas	44
2.5.2 Vantagens Ambientais de segurança	44
2.5.3 Vantagens Diretas para o Consumidor.....	44
2.6 TRATAMENTO DO GÁS NATURAL	44

2.7 COMBUSTÃO	46
2.7.1 Novas tecnologias	48
2.7.2 Princípios da combustão	49
2.7.3 Tipos de combustão	50
2.7.4 Estequiométria	50
2.7.5 Poder calorífico dos combustíveis.....	52
CAPITULO III – ESTUDO DE CASO.....	53
3.1 SISTEMA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM AMBIENTES	53
3.2 TIPOS DAS PRINCIPAIS INSTALAÇÕES MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO.....	53
3.3.1 Processamento primário.....	59
3.3.2 Processamento de óleo.....	60
3.3.3 Tratamento da água para descarte ou reinjeção.....	61
3.3.4 Separação de Gás	62
3.3.4.1 Tratamento do gás	62
3.3.4.2 Processamento de gás natural.....	63
3.4 FACILIDADES PARA O TRATAMENTO DE PETROLEO GAS E	63
3.4.1 Captação e distribuição de água salgada.....	64
3.4.2 Eletrocloronização.....	64
3.4.3 Água de resfriamento	65
3.4.3.1 Áreas classificadas.....	66
3.4.3.2 Áreas não classificadas.....	66
3.4.4 Ar comprimido	66
3.4.5 Água gelada	66
3.4.6 Combate a Incêndio	66
3.4.7 Óleo diesel	67
3.4.8 Gás combustível.....	67
3.4.9 Água quente	67
3.5 SISTEMAS DE UTILIDADE ELÉTRICA	68
3.5.1 Geração de energia.....	68
3.5.2 Estudo da cogeração atual.....	69
3.5.2.1 Turbina	71
3.6 CÁLCULO DA COGERAÇÃO ATUAL - CICLO DE BRAYTON	73
CAPITULO IV – PROPOSTA ALTERNATIVA	81

CONCLUSÃO	86
REFERÊNCIAS.....	87
ANEXO A – Tabela CX501-KB7 Nominal Performance - CENTRAX.....	91
ANEXO B – Tabela CX501-KB7 Nominal Exhaust Data - CENTRAX.....	92

INTRODUÇÃO

Em virtude do crescimento do consumo de energia elétrica esta monografia tem como foco o estudo de uma plataforma com geração térmica bastante superior, sendo assim ficam claros os seguintes objetivos: analisar a geração elétrica, estudar a cogeração atual focada na geração elétrica atual, elaborar uma proposta alternativa com inserção de chiller para resfriar o ar de entrada do compressor que é encaminhado para câmara de combustão para a geração de energia elétrica e térmica. Pretende-se com a proposta sugerida saber se houve ou não ganho de energia elétrica.

Para alcançar o objetivo do estudo e mostrar a viabilidade da proposta, a pesquisa baseou-se em acervo bibliográfico sobre o tema e um estudo de caso, a fim de comprovar ou não a proposta do estudo. A metodologia de cálculo utilizada foi a do ciclo de Brayton para descobrir a geração de energia elétrica. Foi realizado também o calculo para descobrir o consumo elétrico do chiller.

No capítulo I, subdivido em vários tópicos e subtópicos procura-se esclarecer bibliograficamente o que envolve a cogeração, suas vantagens e desvantagens e as tecnologias existentes.

No capítulo II, absorve-se informações sobre o petróleo e o gás natural, vantagens e desvantagens, os processos de combustão e premissas básicas sobre o pré-sal.

No capítulo III, é demonstrado o estudo de caso realizado sobre o sistema de produção de petróleo e gás natural em ambientes marítimos; descreve-se sobre os tipos principais de instalações marítimas de produção no Brasil; comenta-se sobre o processamento primário de petróleo, gás e condensado; comenta-se sobre as facilidades para o tratamento do petróleo, gás e condensado de uma plataforma; comenta-se sobre os sistemas de utilidade elétrica; e, mostra-se um cálculo de cogeração atual – ciclo de Brayton.

No capítulo IV, é apresentada a proposta alternativa do estudo focando o ganho de energia elétrica.

CAPITULO I – ESTADO DA ARTE

1.1 O QUE É COGERAÇÃO

A cogeração consiste na produção simultânea e sequenciada de duas ou mais formas de energia a partir do uso de uma única fonte energética primária como: óleo, carvão, gás natural ou liquefeito, biomassa ou solar, sendo o gás natural o combustível mais utilizado nos processos de cogeração de energia. O conceito cogeração vem da definição da produção conjunta, em processo sequencial, de eletricidade ou energia mecânica, e energia térmica útil (ANDREOS, 2013).

A figura 1 mostra o esquemático de um sistema de cogeração utilizando uma turbina a gás.

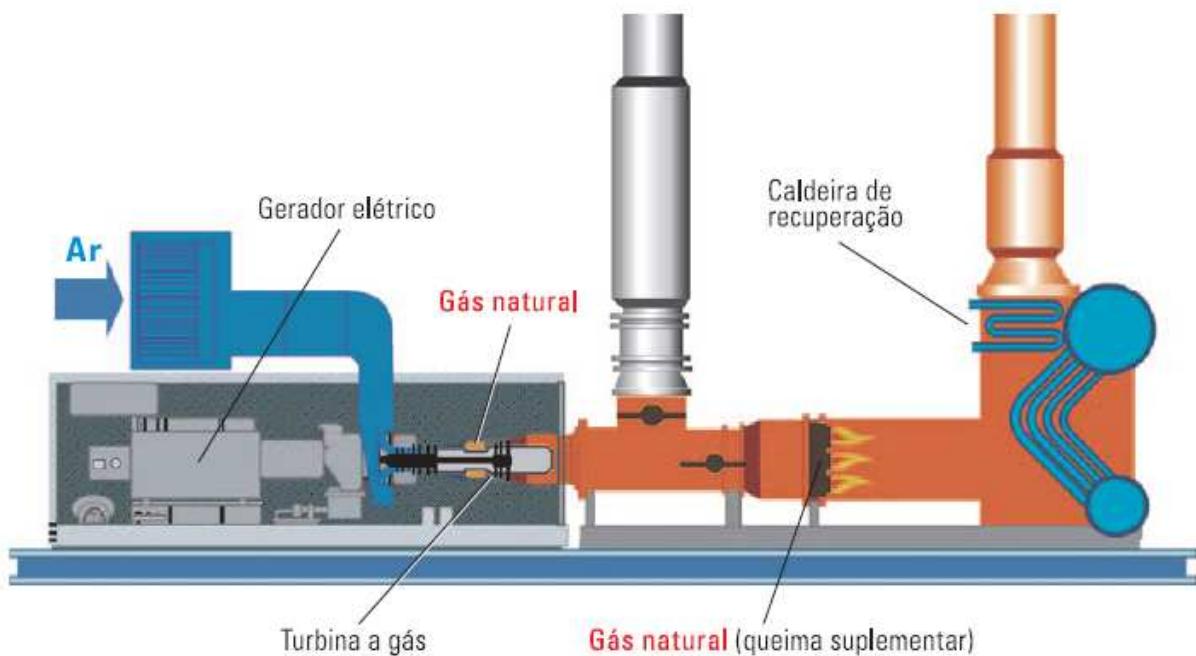


Figura 1- Sistema de Cogeração
Fonte: PETROBRAS, 2007.

O conceito de cogeração está associado à prática de uma forma de geração combinada de energias térmica e eletromecânica a partir de uma mesma fonte primária, sendo assim uma forma de Conservação de Energia. É dentro deste contexto que a cogeração, por configurar uma forma racional de se utilizar os combustíveis, surge como alternativa viável para as indústrias que necessitam de calor para o processo que desenvolvem e energia eletromecânica, ou mesmo para o

uso de calor residual de termelétricas para aquecimento de recintos (*district heating*), como é o caso dos Estados Unidos e Europa (BALESTIERI, 1990).

A Cogeração corresponde à produção simultânea de diferentes formas de energia útil, como as energias eletromecânica e térmica, para suprir as necessidades de uma unidade de processo, seja ela do setor industrial, agrícola, terciário ou um sistema isolado, a partir de uma mesma fonte energética primária. Em outras palavras, seria o aproveitamento de uma parcela de energia que teria de ser obrigatoriamente rejeitada por força da Segunda Lei da Termodinâmica, resultando em um aumento da eficiência global de um ciclo térmico.

Tecnicamente a cogeração se destaca dentre as demais formas de geração especialmente por elevar a eficiência conjunta de conversão da energia química dos combustíveis em energia útil, garantindo à empresa ou unidade maior confiabilidade na geração de seus insumos energéticos, especialmente naqueles setores que contam com sub-processos aos quais não se permitem falhas no fornecimento de energia.

Para transformar a energia química ou térmica em energia elétrica, mecânica ou térmica, necessita-se de um equipamento que pode ser um motor a combustão interna, uma caldeira ou uma turbina a gás (TG). O objetivo desse equipamento é a produção de energia primária, ao cogerar, parte da energia que seria considerada como descartada (rejeito térmico) é recuperada para produção de outra forma de energia aumentando o fator de utilização térmica de energia do ciclo. (ANDREOS, 2013).

Podemos dizer que na geração de energia a cogeração se caracteriza pela produção de energia térmica e elétrica através de um ciclo com rendimento global:

Rendimento elétrico:

$$\eta_e = \frac{E}{C} \quad (2)$$

Rendimento térmico:

$$\eta_t = \frac{Q}{C} \quad (2)$$

Rendimento global:

$$\eta_G = \frac{E+Q}{C} \quad (3)$$

Onde: η = Rendimento

E = Energia elétrica produzida

Q = Calor Produzido

C = Poder Calorífico

Ou a quantificação do aproveitamento de energia primária pode ser definida pela equação do fator de utilização de energia (FUE).

$$FUE = \frac{W+QU}{C} \quad (4)$$

Onde: W = Trabalho

Qu = Calor útil

C = Poder calorífico do combustível

As plantas de cogeração podem ter diversos balanços energéticos e configurações, o principal objetivo em termos de aproveitamento térmico é desenvolver uma configuração em que o fator de utilização de energia (FUE) se aproxime do ideal (100%), em geral o FUE pode chegar a 85% (ANDREOS, 2012).

A figura 2 apresenta o balanço energético de um sistema convencional e de um sistema de cogeração.

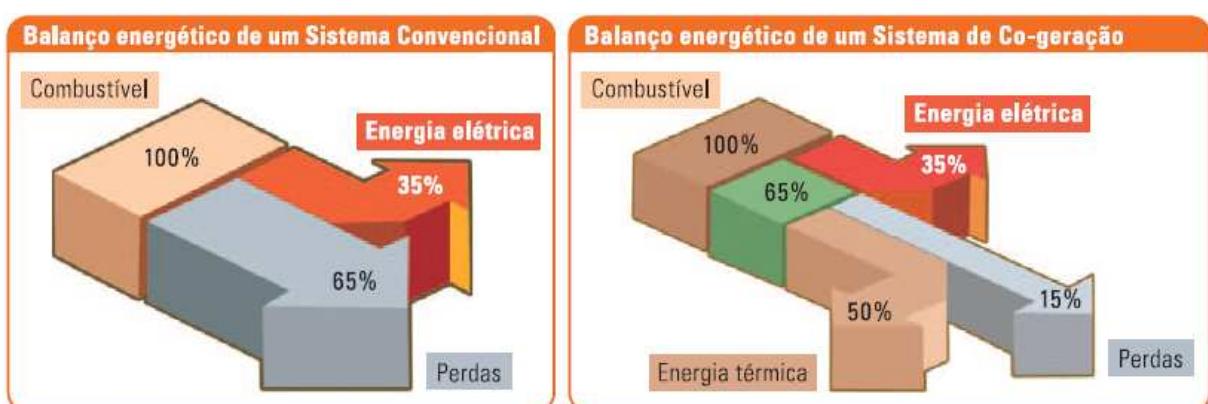


Figura 2- Balanço Energético
Fonte: PETROBRAS, 2007.

A cogeração é uma tecnologia “ecológica”. Não apenas por reduzir a dependência com que a humanidade vem exaurindo as fontes energéticas não renováveis, mas também pelo fato de apresentar menores índices de emissão de poluentes. Além disso, pode constituir uma nova fonte de geração de renda para a empresa, desde que a central de cogeração se encontre interligada ao sistema da concessionária local de energia e que as tarifas de compra e venda de energia elétrica se encontrem em patamares adequados, que remunerem o capital empregado (BALESTIERI, 2002).

Sua utilização vem apresentando, especialmente nos últimos anos, uma forte tendência de crescimento. A origem desta prática está associada ao desenvolvimento de sistemas para climatização de ambientes (aquecimento e resfriamento).

Atualmente, pode-se supor que seu amplo emprego em nível mundial se deve particularmente às necessidades de calor para fins industriais.

No momento atual em que o setor elétrico brasileiro sofre os efeitos de um período no qual houve poucos investimentos na geração e na transmissão de energia, implicando em tendências de déficit de geração e problemas de transporte no futuro breve, a cogeração, como geração distribuída, se apresenta com grande atratividade tanto para os consumidores quanto para a sociedade em geral (BRASIL, 2005).

1.2 COGERAÇÃO NO BRASIL E NO MUNDO

O uso da cogeração vem apresentando, especialmente nas duas últimas décadas, uma forte tendência de crescimento. A origem dessa prática está associada ao desenvolvimento de sistemas para o conforto térmico de ambientes.

Referências diversas, baseadas em registros antigos, citam o emprego de sistemas de elevação de carga a partir de gases quentes – *smokejacks*, basicamente uma “turbina” movida pelo ar aquecido que sobe por uma chaminé.

As décadas de 1920 e 1930 se caracterizaram pelo desenvolvimento de sistemas de calefação de ambientes na Europa. Um número significativo de centrais de cogeração somente passa a ser evidenciado após a Segunda grande guerra; as principais causas da lenta difusão desses sistemas nas demais regiões devem ter sido decorrentes do baixo custo unitário dos combustíveis e/ou a abundância de combustíveis fósseis naquela oportunidade.

Com a crise do petróleo em 1973/74 e 1979/80 e as resistências por parte de grupos de defesa do meio ambiente às formas de geração nuclear, os sistemas de cogeração e aquecimento central receberam grande impulso, especialmente nos Estados Unidos.

Observou-se na década de 1980 um forte impulso no emprego da cogeração em diversos países, especialmente porque o apelo que ela apresenta quanto ao uso

racional da energia vem garantindo desde então o crescente interesse nessa forma de geração.

Na década de 1990, especialmente na Europa e nos Estados Unidos, a cogeração respondeu por um grande número de aplicações, em diversos setores, tanto em termos de sistemas compactos quanto de grande porte (BALESTIERI, 2002).

O histórico brasileiro na área de geração de energia elétrica é marcado por uma alternância entre os agentes públicos e privados na condução desse processo, no entanto, a geração de utilidades térmicas sempre esteve a cargo dos agentes privados, principalmente pelo fato de o Brasil estar localizado geograficamente em uma área de clima ameno, sendo que, salvo poucas exceções, o aquecimento dos ambientes não é imperativo para a sobrevivência de sua população.

A cogeração não tem sido praticada no Brasil na intensidade que poderia apresentar. Existem diversos setores favorecidos por demandas energéticas adequadas a esta prática e que poderiam habilitar-se a ela. A participação da cogeração no mercado brasileiro de produção de energia ainda pode crescer de forma significativa, desde que sejam estabelecidas tarifas adequadas e que o mercado apresente taxa de juros realistas que incentivem tal prática (BALESTIERI, 2002).

Historicamente, a implantação de sistemas de cogeração no Brasil era restrita às aplicações muito específicas, como refinarias e plataformas de petróleo. Com o choque do petróleo na década de 1970 este cenário mudou.

A necessidade de se utilizar a energia de modo mais racional (conservação de energia) fez com que os sistemas de cogeração se viabilizassem nas indústrias alimentícias, de papel e celulose, siderúrgicas e outras, além da introdução do álcool combustível (Proálcool), permitindo a cogeração nas usinas sucroalcooleiras, hoje o setor mais intensivo em cogeração no Brasil.

A disponibilidade de gás natural também impulsionou novas aplicações de cogeração, como no setor terciário, em hotéis, shoppings centers, hospitais, etc. (MATELLI, 2011).

A resolução ANEEL nº235, de 14 de Novembro de 2006, estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogradoras de energia no Brasil.

1.3 TIPOS DE COGERAÇÃO

Os principais ciclos utilizados para configurações de centrais de cogeração são:

- Ciclo Rankine: pode ser operacionalizado pela existência de caldeiras aquatubulares de alta pressão associadas à turbina de condensação e extração.
- Ciclo Brayton: faz uso de conjuntos geradores acoplados compressor-câmara de combustão-turbina a gás, nos quais os gases de escape resultantes da combustão são aproveitados nos processos que admitem sua aplicação direta (nos casos, por exemplo, de secagem) ou trocam energia com água para gerar vapor em caldeiras de recuperação.
- Ciclo Combinado: mais utilizado no momento é o que acopla turbinas a gás com caldeiras de recuperação e turbinas a vapor, ainda que possa admitir outros geradores.

Sendo também importante anotar a existência de um quarto ciclo, o ciclo Diesel, de grande utilização na Europa e Estados Unidos.

A figura 3 apresenta esquemas destes três principais ciclos. Note que apenas a primeira configuração Rankine apresenta regime “bottoming”, sendo as demais “topping”.

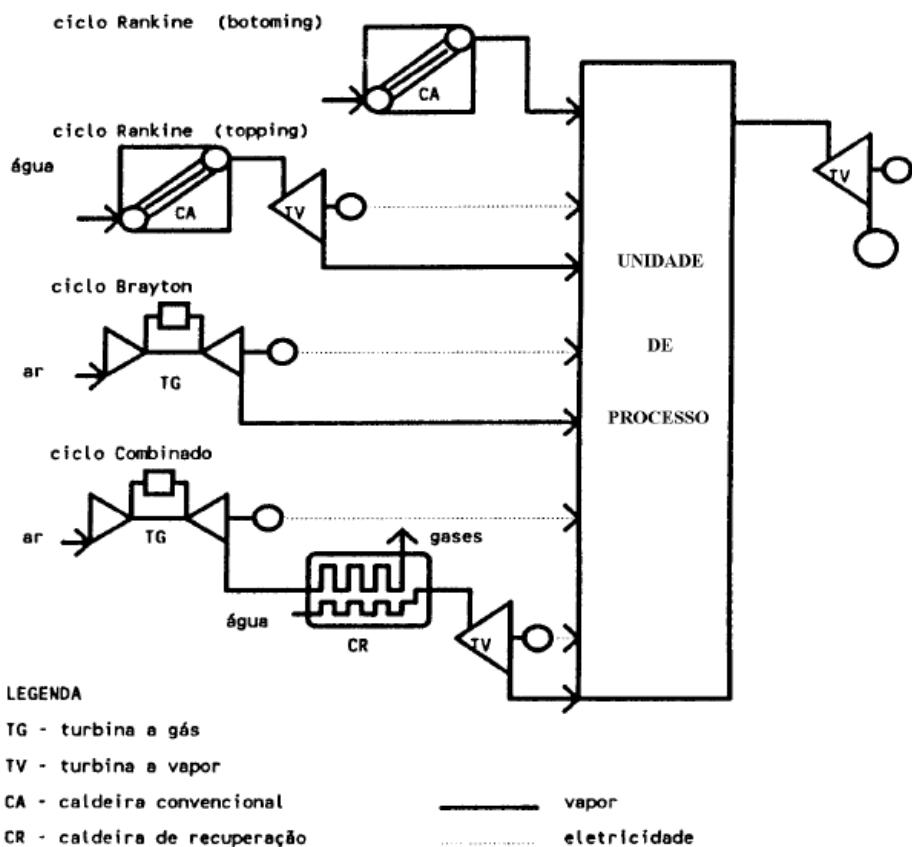


Figura 3- Ciclos Térmicos de Cogeração
Fonte: BALESTIERI, 1994.

A cogeração como modo de geração simultânea de energia elétrica e vapor, em função das necessidades de um determinado processo, poderá se apresentar de acordo com os seguintes regimes: *topping* e *bottoming*.

Na configuração *topping*, o calor residual do processo de geração de energia é recuperado para a geração de calor útil. Um esquema básico deste tipo de configuração pode ser visto na figura 4.

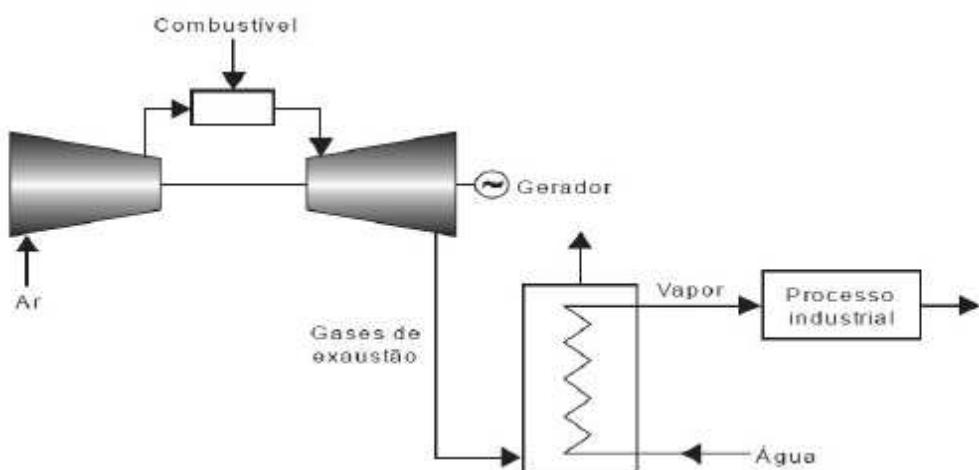


Figura 4- Configuração de um sistema de cogeração tipo Topping
Fonte: SALES, 2008.

Na configuração *bottoming*, o calor residual do processo de geração de energia térmica útil é recuperado para a geração de energia eletromecânica. Um esquema básico deste tipo de configuração pode ser visto na figura 5.

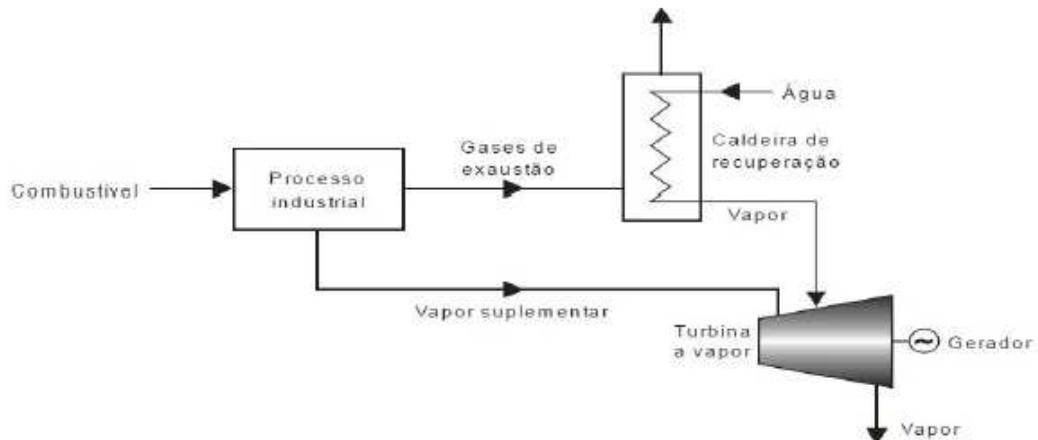


Figura 5- Configuração de um sistema de cogeração tipo Bottoming
Fonte: SALES, 2008.

Os ciclos térmicos que podem operar segundo o regime “topping” são:

- Ciclo com turbina a vapor de extração-condensação;
- Ciclo com turbina a vapor de contrapressão;
- Ciclo com turbina a gás e caldeira de recuperação;
- Ciclo combinado;
- Ciclo motor com unidades Diesel.

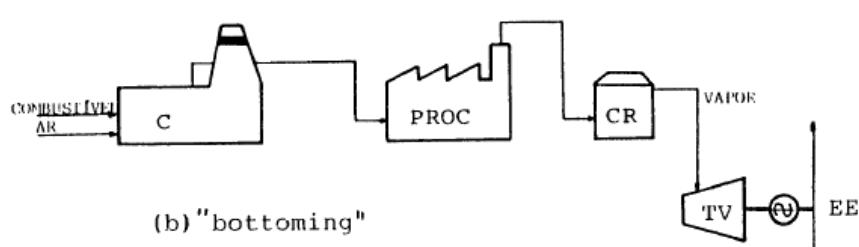
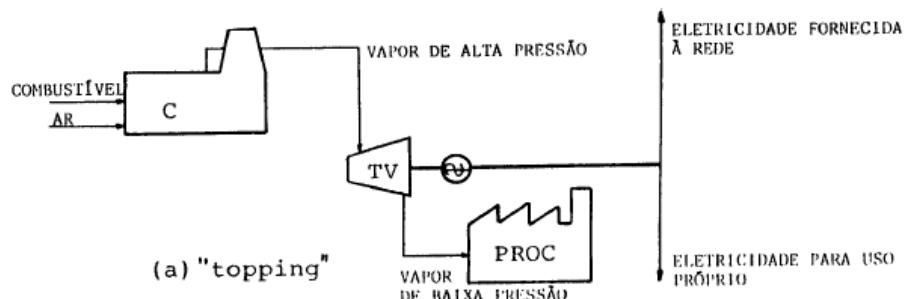
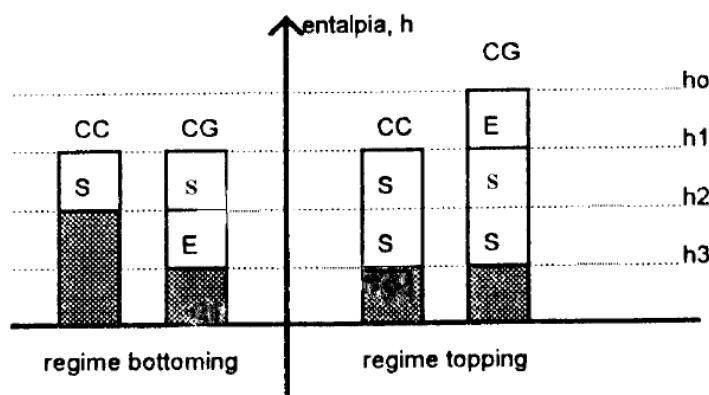


Figura 6- Regimes de cogeração: (a) “topping”; (b) “bottoming”
Fonte: BALESTIERI, 1994.

A escolha do equipamento para certo processo, entretanto, irá depender de uma série de fatores, tal como a demanda de eletricidade e vapor do consumidor, a variação desta demanda no tempo, o custo do combustível a ser empregado e parâmetros financeiros associados ao projeto.

A figura 7 compara os dois regimes face aos níveis de geração de energias térmica e eletromecânica demandadas, revelando que no regime “topping” faz-se necessário que uma massa adicional de combustível seja queimada para que o nível entálpico h_0 seja alcançado; isto equivale a dizer que é necessário gerar-se o vetor energético (vapor, por exemplo) a um maior nível de pressão.

Vale ressaltar que, em função de a maioria dos processos industriais demandarem baixos níveis entálpicos, não condizentes como os níveis necessários para a geração eletromecânica, o regime “bottoming” apresenta aplicações limitadas, favorecendo o emprego do regime “topping” na maior parte das aplicações de cogeração.



LEGENDA

CC - central convencional energia rejeitada ao ambiente

CG - central de co-geração

Figura 7- Níveis de geração em regime “bottoming” e “topping”

Fonte: BAlestieri, 1994.

1.4 TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

Com base na literatura técnica pertinente ao tema e dados técnicos disponibilizados pelos principais fabricantes com representação no mercado brasileiro, foram levantadas as tecnologias disponíveis com ênfase na aplicação de

cogeração de pequeno e médio porte para a produção simultânea de energia elétrica, água gelada e água quente no setor terciário. (ANDREOS, 2012).

- Motor a combustão interna (MCI);
- Turbina a vapor (TV);
- Turbina a gás (TG);
 - ✓ Industriais
 - ✓ Aeroderivativas
- Microturbina a gás (μ TG)
- Outras tecnologias
 - ✓ Motores *stirling* (MS)
 - ✓ Célula Combustível (CC)
- Sistema de refrigeração

1.4.1 Motor a combustão interna (MCI)

O motor é uma máquina que converte qualquer forma de energia em trabalho mecânico. O motor de combustão transforma a energia térmica (calorífica) em trabalho.

Conhecidos também como motores a explosão, são equipamentos que transformam a energia de um dado combustível, seja ele líquido ou gasoso, em energia mecânica através de um processo de conversão que envolve os ciclos de expansão, compressão e mudança de temperatura de gases. Como fluído de trabalho utilizam o ar atmosférico, ou seja, o mesmo é que sofre a compressão, aumento de temperatura (queima), expansão, e por fim, a exaustão (SIMÕES-MOREIRA e PIMENTA, 2011).

Os motores de combustão interna são do tipo endotérmico com movimentos alternativos através de pistão que giram o eixo principal transmitindo a potência necessária para girar o alternador que produz a energia elétrica. (ANDREOS, 2012).

O MCI do ponto de vista termodinâmico não é completamente cíclico, pois a mistura de combustível e ar é queimada, e os produtos da combustão são rejeitados para as vizinhanças não passando por um ciclo de processos e retornando ao seu estado original depois de cada ciclo.

Os motores de combustão interna mais utilizados na geração de energia elétrica hoje são encontrados tanto no ciclo diesel que utilizam combustíveis como óleo diesel, biodiesel ou óleo pesado, quanto em ciclo Otto que utiliza combustíveis como gás natural, biogás ou etanol.

O motor diesel difere-se do motor Otto principalmente por ter a temperatura no final do processo tão alta que a combustão se inicia espontaneamente. Em geral a eficiência do motor Otto é mais elevada que a do motor diesel para a mesma razão de compressão.

Na cogeração o fator de utilização de energia (FUE) pode chegar a 85% do MCI a gás natural e o rendimento elétrico fica na faixa de 25% a 45%. São comumente usados em cogeração em potência inferior a 1MW. A figura 8 mostra uma central de cogeração com motor a gás.

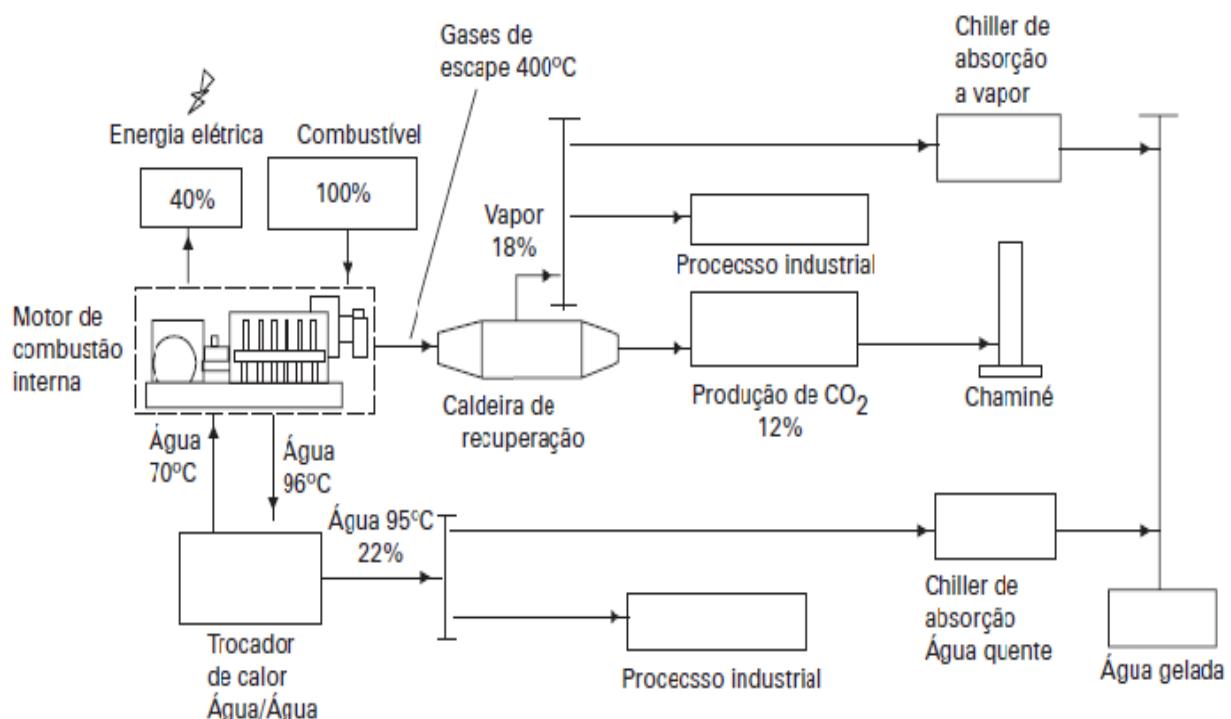


Figura 8- Cogeração com motor a gás

Fonte: Disponível em: <<http://www.sinerconsult.com.br/livros/GD%20cap%20LIVRO.pdf>>. Acesso em: 6 jan. 2014.

1.4.2 Turbina a vapor (TV)

A turbina a vapor aproveita a energia calorífica do vapor e transforma em energia mecânica. Geralmente é o sistema mais usado na geração de energia que opera no ciclo de Rankine (figura 9) ou a vapor.

A TV tem por finalidade poder ser alimentada de qualquer tipo de combustível, como gás natural, etanol, biomassa, óleo diesel entre outros.

A TV pode ser de condensação (pressão de saída menor que a pressão atmosférica) que trabalha ciclo fechado e necessita de uma caldeira para a geração de vapor, alternativamente um concentrador solar pode proporcionar a energia térmica à água para que aconteça a evaporação ou contrapressão (pressão de saída é igual ou superior à pressão atmosférica de entrada) que pode trabalhar em ciclos abertos e o vapor pode ser aproveitado em processos industriais ou rejeitado para atmosfera.

No ciclo de Rankine a eficiência elétrica é de 36 – 38% e em cogeração pode chegar a 77,6 % a 82,5 %.

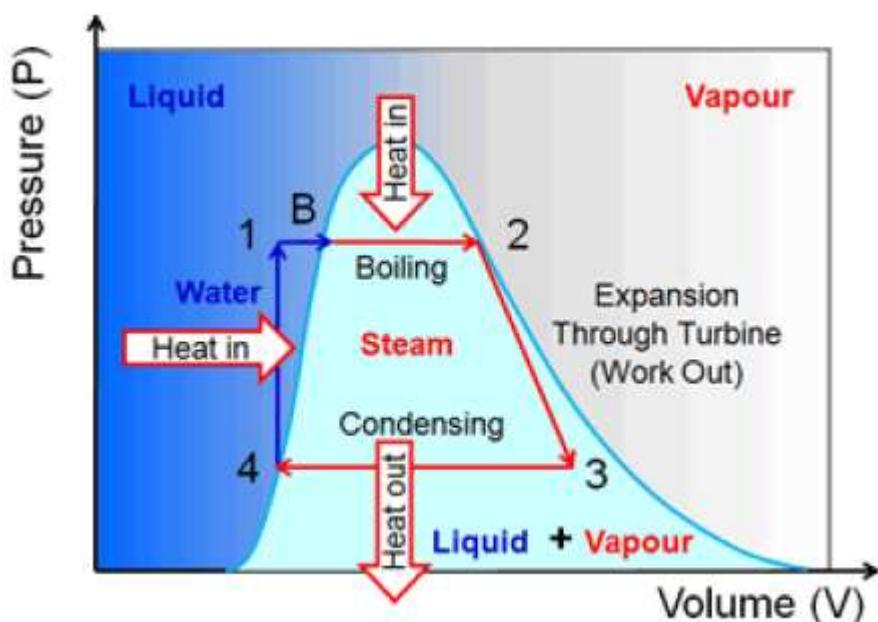


Figura 9- Diagrama do ciclo de Rankine em diagrama p-v
Fonte: JUNIOR, 2013.

1.4.3 Turbina a gás (TG)

As turbinas a gás direcionadas para a geração de energia elétrica geralmente são divididas em duas categorias *Heavy-duty* e Aeroderivativas, com exceção das microturbinas.

1.4.3.1 Industriais (*Heavy-duty*)

Desenvolvida especificamente para a propulsão naval ou geração de energia. Conforme Simões Moreira (2011), as turbinas industriais, geralmente são empregadas para produção de potências entre a faixa de 0,5 a 250 MW. São grandes e pesadas, já que geralmente não existem restrições entre tamanho e peso. Podem atingir temperaturas máximas de 1.260°C. Em novas unidades a taxa de compressão pode atingir até 18:1. Usam uma quantidade maior de combustível que as aeroderivativas.

1.4.3.2 Aeroderivativas

As maiores turbinas aeroderivativas estão na sua faixa de potência entre 40 e 50 MW e sua origem é aeronáutica. Usam componentes mais leves e compactos, são mais eficientes, com taxas de compressão de 30:1. Investimentos mais elevados.

1.4.3.3 Características gerais

As turbinas a gás podem usar diversos tipos de combustíveis, tais como gás natural, gás de aterro, óleo combustível, entre outros. Muitas turbinas a gás operando com gás natural podem produzir NOX abaixo de 25 ppm e CO na faixa entre 10 a 50 ppm. Sua capacidade varia de 500 a 2500 KWe e a vida útil entre 25000 a 50000 horas com manutenção adequada. São sensíveis à operação com cargas parciais. Turbinas a gás produzem produtos de alta temperatura (400 – 600 °C). Esse rejeito térmico serve para, por meio de uma caldeira de recuperação, produzir vapor a alta temperatura e pressão para acionar um ciclo de vapor de forma combinada. (SIMÕES-MOREIRA, 2011).

1.4.3.4 Componentes do TG

Os componentes da TG, teoricamente, são simples e compostos de três partes basicamente:

1. Compressor: comprime o ar de admissão por alta pressão;
2. Câmara de combustão: queima o combustível e produz gás com alta pressão e alta velocidade;
3. Turbina: extrai energia do gás a alta pressão e alta velocidade após a saída da câmara de combustão;

Outros componentes da TG são:

1. Gerador elétrico: Tem como função converter a energia mecânica produzida pela turbina em energia elétrica;
2. Tomada de ar: Tomada de ar com filtros. Podem ter também sistemas de resfriamento para a diminuição da temperatura de entrada do ar;
3. Sistema de partida: Existem três tipos de partida: (1) motor a diesel; (2) motor elétrico; (3) sistema estático de partida. Os sistemas (1) e (2) usam um acoplamento por meio de embreagem. A TG é acionada ou pelo motor elétrico ou a diesel até que a rotação e condições operacionais sejam alcançadas. Após realiza-se o desacoplamento. No sistema estático de partida, o gerador funciona de forma reversível e atua até que o regime seja estabelecido. Após o quê é revertido para sua função normal;
4. Sistema de exaustão: Os produtos de combustão que deixam a turbina ou são diretamente dirigidos para a chaminé, e posteriormente para a atmosfera, ou primeiramente passam pelo regenerador para pré aquecer o ar comprimido antes da combustão são direcionados para a caldeira de recuperação a fim de produzir vapor;
5. Sistema de combustível: Muitas turbinas são projetadas tanto para trabalhar com combustíveis gasosos, como líquidos. Os combustíveis devem ser injetados na câmera de combustão, com as vazões controladas e na pressão de trabalho. Para isso é necessário o sistema complexo de bombas, controladores, compressores e válvulas. (SIMÕES-MOREIRA, 2011).

A qualidade do combustível queimado em uma turbina a gás causa impacto na vida útil e desempenho da turbina. Fabricantes da turbina estabelecem especificação do combustível, de modo a ajudar a garantir a confiabilidade, disponibilidade e durabilidade de suas turbinas.

Existem também os sistemas auxiliares:

1. Controle de emissões – Sistema de monitoramento e controle de emissões;
2. Sistemas de óleo lubrificante para mancais e acionamentos hidráulicos diversos;
3. Sistemas de resfriamento de componentes da turbina por meio de ar; (MOREIRA, 2011).

A Figura 10 apresenta o esquema básico dos componentes de uma turbina a gás do tipo aeroderivativa.

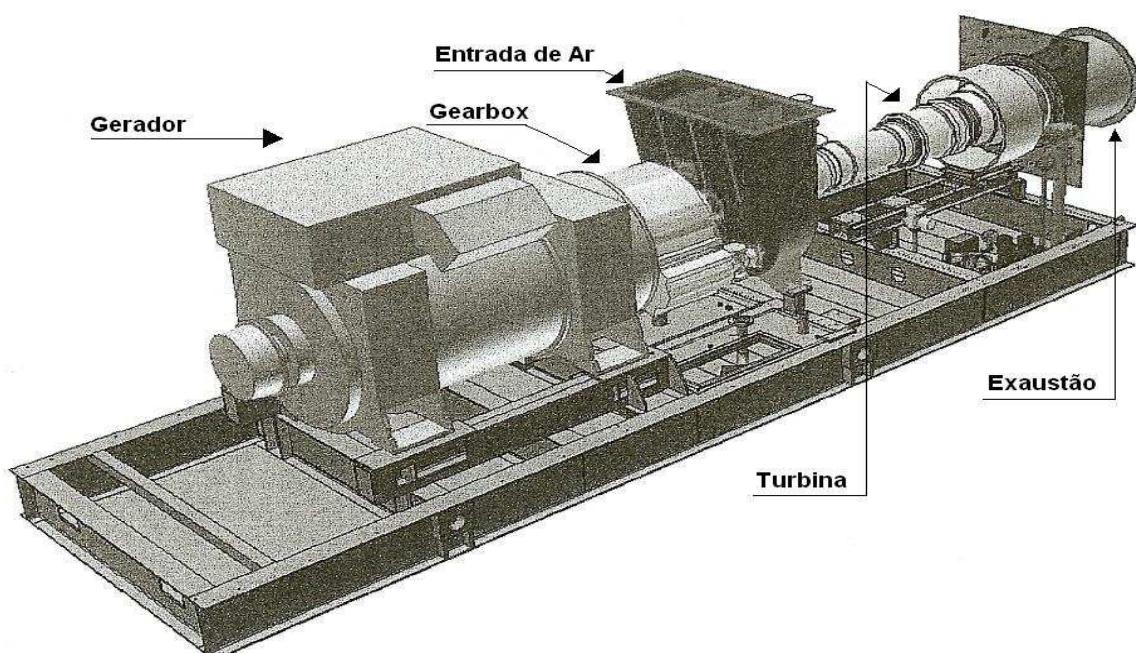


Figura 10- Turbina aeroderivativa fabricante CENTRAX
Fonte: Catalogo do fabricante, 2008.

A Turbina a gás gera potência em um ciclo de Brayton (figura 11). Este ciclo tem-se um estágio de compressão adiabático (não troca calor com o meio) de aplicação de calor e pressão constante (isobárico), tem por finalidade não mudar o fluido de trabalho, pois é sempre o ar atmosférico com suas propriedades constantes. O ar entra em uma câmera de combustão junto com o combustível e com isso ocorre o processo de combustão. Os gases exaustos gerados por esse processo são encaminhados para uma turbina onde a energia cinética gerada

(energia associada à velocidade de um corpo em relação a um ponto de referência) proveniente do produto de combustão sobre as pás da turbina gira o eixo produzindo trabalho. O trabalho produzido pelo eixo tanto gera energia mecânica, cinética ou energia elétrica através de um gerador como também produz o trabalho necessário para a compressão do ar de admissão da câmara de combustão. A figura 12 apresenta o ciclo ideal de Brayton de temperatura e entropia.

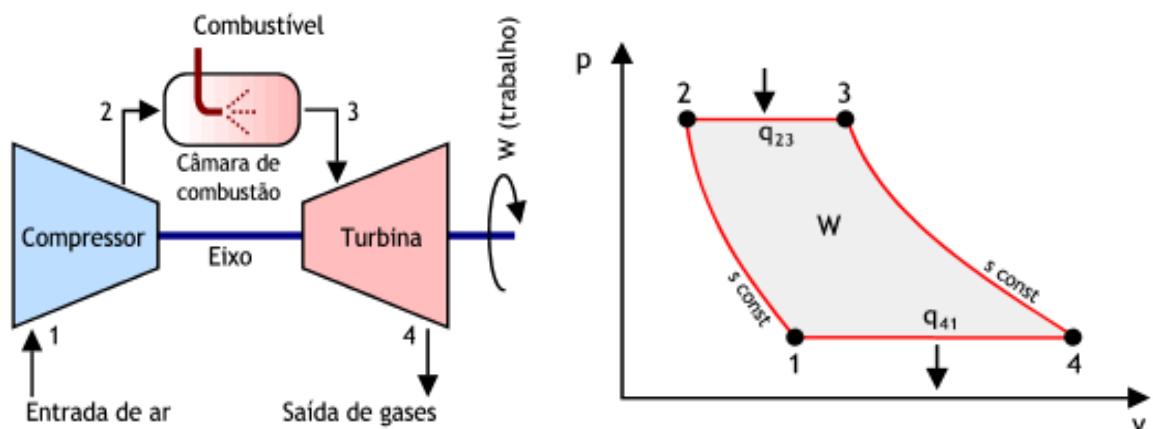


Figura 11- Ciclo de Brayton com TG
Fonte: FLUTT, 2008.

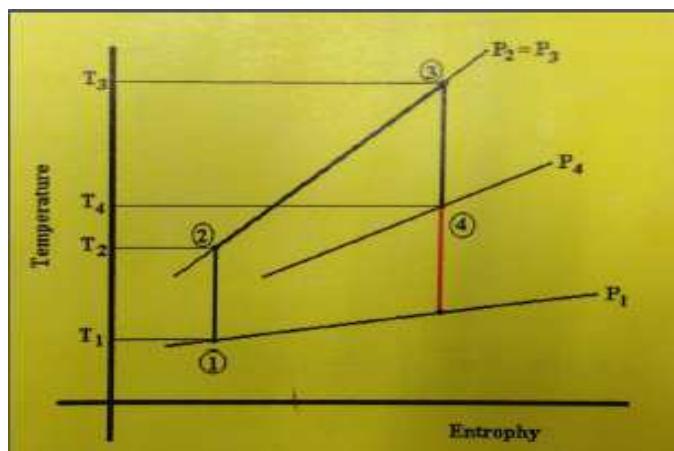


Figura 12- Ciclo de Brayton temperatura e entropia
Fonte: FLUTT, 2008.

Ciclo de Brayton

1º Lei da termodinâmica

$$w - q = \Delta h \quad (4)$$

$$\Delta h = cp \times \Delta t$$

Compressor – estação 1-2 (figura 12):

$$w_{12} = cp (T_2 - T_1) \quad (5)$$

Câmara de combustão – estação 2-3 (figura 12):

$$q = cp \times \Delta t_{23} \quad (6)$$

Turbina – estação 3-4:

$$w_{34} = cp \times \Delta t_{34} = cp (T_3 - T_4) \quad (7)$$

Trabalho líquido:

$$w_L = w_{34} \times w_{12} \quad (8)$$

Relação isentrópica:

$$\frac{T_2}{T_1} = \frac{P_2^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}}{P_1} = r^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} = \frac{T_3}{T_4}$$

$$\gamma = \frac{cp}{cv} \quad (9)$$

Onde:

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{P_3}{P_4} = r$$

$$t = \frac{T_3}{T_1} \quad (10)$$

Resultada na eficiência e no trabalho líquido:

$$\eta = 1 - \left(\frac{1}{r} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}$$

$$\frac{w_L}{c_p T_1} = t \left[1 - \frac{1}{r^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}} \right] - \left[r^{\frac{1-\gamma}{\gamma}} - 1 \right] \quad (11)$$

Onde:

- η = Eficiência
- W = Trabalho
- m = massa
- q = quantidade de calor trocada
- T = Temperatura
- P = Pressão
- C_p = capacidade térmica específica com pressão constante
- C_v = Capacidade térmica a volume constante
- r = Razão de compressão
- ΔT = Variação de temperatura
- γ = Razão dos calores específicos

No ciclo ideal (ciclo de Brayton) a eficiência depende somente da taxa de compressão e da natureza do gás.

1.4.4 Microturbina a gás (μ TG)

As microturbinas a gás são equipamentos que encontram aplicações em situações em que a energia elétrica não está disponível, mas há disponibilidade de gás natural, como em instalações de gás, redes de gasodutos ou campo de produção em localidades remotas, além de plataformas desabilitadas (MARTINS, 2008).

Suas principais características são:

- Reduzida área de operação;
- Baixa manutenção;
- Faixa de potência dos equipamentos disponíveis desde 30 MW até 250 MW;
- Capacidade de operação com combustíveis líquidos e gasosos;
- Reduzida área de instalação e baixo nível de ruído;
- A energia em sua saída já é em corrente alternada, sendo o inversor interno otimizado em relação a todo o sistema;
- Recuperador de calor para produção de água quente já incorporado;

O princípio de funcionamento é o mesmo das turbinas a gás convencionais, o ar atmosférico é comprimido no compressor e a sua pressão elevada. O ar comprimido entra na câmara de combustão, onde o combustível é injetado e por sua vez ocorre a combustão. Os gases aquecidos e em alta pressão, então, expandidos por meio das pás de uma turbina de expansão, fazendo com que esta gire em alta velocidade.

1.4.5 Outras tecnologias

Como outras tecnologias para a geração de energia elétrica, podemos citar célula combustível e motores *stirling*.

1.4.5.1 Célula Combustível

A célula combustível (CC), também denominada pilha a combustível, são um dispositivo eletroquímico que converte a energia química dos combustíveis diretamente em eletricidade, similar às baterias, mas se diferenciam destas, uma vez que nas células o combustível é introduzido a partir de uma fonte externa (MARTINS, 2008).

A CC utilizam como matéria-prima o oxigênio e o hidrogênio na presença de um catalizador para produzir água, calor (energia térmica) e energia.

Em relação às redes convencionais têm-se;

- Baixas emissões de gases;
- Alta eficiência na conversão;
- Alta flexibilidade quanto ao uso de combustíveis (fontes de hidrogênio)
- Modularidade de seus componentes;
- Poluição ambiental abaixo dos padrões;
- Linhas de transmissão desnecessárias;
- Poluição sonora reduzida

Pode ser alimentada por diversos tipos de combustíveis como, gás natural e o carvão gaseificado e líquidos renováveis como o etanol e o biogás. Figura 13 apresenta a estrutura de uma célula combustível.

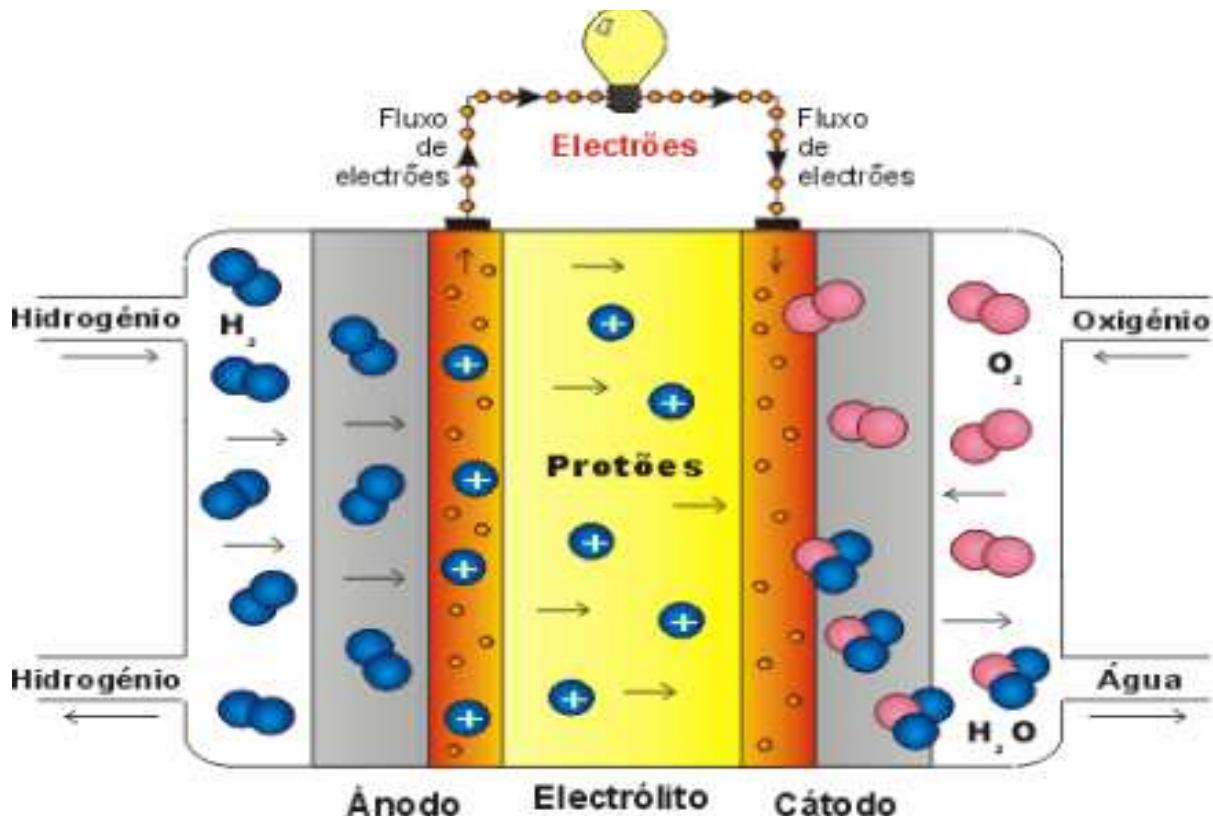


Figura 13- Estrutura de uma célula combustível

Fonte: Disponível em: <<http://celulasdecombustivel.planetaclix.pt/comofuncionam.html>>. Acesso em: 2 dez. 2013.

Essa tecnologia apresenta um importante aspecto que é a alta eficiência de conversão obtida, 40% a 55% acima daquela atingida pelas turbinas convencionais em ciclo simples (35%). Outro aspecto relevante é que na CC não existe a limitação de máquinas térmicas convencionais (ciclo de Carnot) referente à diferença entre temperaturas de fontes quente e fria, uma vez que a eficiência é determinada pela cinética eletroquímica (MARTINS, 2008).

1.4.5.2 Motor Stirling (MS)

O motor *stirling* (figura 14) tem como princípio de funcionamento a existência do gás (fluído de trabalho) em um circuito fechado, que a partir de uma fonte de calor é possível iniciar o ciclo termodinâmico e expansão isométrica (volume constante). A partir de outra fonte de calor fria, finaliza-se o ciclo termodinâmico através do resfriamento isométrico e da compressão isométrica. Ou seja, a expansão e a compressão do fluido em uma câmara fechada permitem o movimento de um êmbolo, que conectado a um eixo transfere essa energia.

Pode se aplicar a cogeração em residências com o rendimento elétrico de 6% a 8%. Tem como principal vantagem sobre o MCI o maior rendimento térmico, menor impacto ambiental além de possibilitar o uso de combustíveis alternativos. (ANDREOS, 2012).

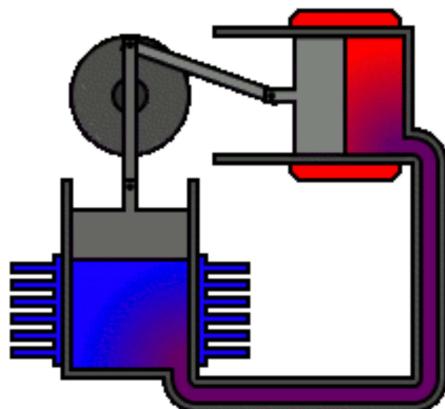


Figura 14- Desenho esquemático de motor stirling
Fonte: OLIVEIRA, 2013.

1.4.5.3 Sistema de refrigeração

Um sistema de refrigeração, de acordo com o site EMBRACO apresenta os seguintes compostos básicos¹:

1. Condensador – responsável por proporcionar a dissipação de calor absorvido pelo fluido refrigerante ao longo do sistema de refrigeração. É no condensador que o gás superaquecido perde calor para o meio ambiente e passa do estado gasoso para o líquido.
2. Filtro secador – Elemento filtrante com material dessecante tem por finalidade reter impurezas e ou umidade que possa ter no sistema.
3. Evaporador – é no evaporador, ao encontrar um ambiente de baixa pressão, que o fluido refrigerante passa do estado líquido para o gasoso absorvendo no processo calor do ambiente interno do refrigerador.
4. Compressor – tem por finalidade promover o bombeamento do fluido refrigerante, que ao retornar do evaporador no estado gasoso é succionado e bombeado para o condensador, causando baixa pressão no evaporador e alta pressão no condensador, além de elevar ainda mais a temperatura do gás.
5. Válvula de expansão (elemento de controle ou tubo capilar) – a função da válvula de expansão é criar resistência à

¹ Texto extraído do site: <http://www.embraco.com/Portals/0/sm_circuito_pt.swf>. Acesso em: 09 fev. 2014.

circulação do fluido refrigerante, causando um grande diferencial de pressão entre o condensador e o evaporador, o fluido refrigerante ainda mais no estado líquido, passa pela válvula de expansão em direção ao evaporador, onde encontra baixa pressão.

1.4.5.4. Funcionamento de um chiller

O Chiller é comumente utilizado em grandes sistemas de refrigeração, por exemplo, plantas industriais ou grandes sistemas de ar condicionado. O chiller é considerado uma máquina capaz de diminuir a temperatura de um reservatório de água, e essa água, por sua vez é utilizada para resfriar as outras máquinas ou o ar, quando o sistema de ar for condensado².

O chiller é sistema de refrigeração comum, mas devido ao seu tamanho o seu condensador é um trocador de calor que usa muita água, e essa água que é aquecida geralmente é enviada para uma torre de resfriamento, lá ela será resfriada e retornada para o condensador, participando assim de um processo contínuo.

Esse sistema é basicamente composto por:

- Compressor;
- Evaporador;
- Condensador;
- Válvula de expansão.

O sistema de chiller funciona basicamente com a força de uma bomba que puxa a água que está dentro do reservatório de água fria e a leva para o evaporador, onde a água é resfriada e volta para o reservatório, simultaneamente outra bomba puxa água da torre e manda para o condensador que retorna para a torre.

1.5 PRINCIPAIS VANTAGENS E DESVANTAGENS DA COGERAÇÃO

Com base nas informações acima, então, podemos afirmar que um projeto de central de cogeração conceitualmente adequado é aquele que não só atende às demandas operacionais prescritas pelo processo, mas também consegue garantir o

² Texto extraído do site: <<http://wafatech.blogspot.com.br/2009/11/como-funciona-um-sistema-de.html>>. Acesso em: 09 fev. 2014.

nível de excedentes planejado, nos períodos ajustados pelo processo, com confiabilidade e eficiência.

Nos casos em que isso não é alcançado, as falhas na geração e a queda de eficiência que lhe são decorrentes ocasionam, respectivamente, aumentos nos custos de operação e manutenção devido ao pagamento de multas contratuais e aumento nos custos dos combustíveis utilizados (ainda que a central queime resíduos ou subprodutos do processo).

As estratégias de operação admitidas para centrais de cogeração, de modo geral, se resumem às apresentadas a seguir:

- Atendimento da demanda térmica (paridade térmica);
- Atendimento da demanda eletromecânica (paridade elétrica);
- Despacho econômico;
- Retirada da central de cogeração do sistema.

O atendimento da demanda térmica, no Brasil, é prioritário, uma vez que não é prática consolidada a negociação de vapor; a central de cogeração pode, porém atender parcialmente à demanda térmica, sendo complementado pela unidade auxiliar. O mesmo se aplica ao atendimento da demanda eletromecânica, com importação (BALESTIERI, 1994).

Na estratégia voltada à demanda eletromecânica, a central de cogeração atende às necessidades da unidade de processo regida pela curva de demanda eletromecânica. O calor liberado como decorrência deste processo é usado para atender a demanda térmica e as caldeiras da unidade auxiliar podem ser usadas como suplemento, se necessário, ou calor pode ser eliminado da planta se houver excesso. A eletricidade pode ser importada se a central de cogeração não for grande o suficiente para atender à demanda, ou suplementada pela central de utilidades.

O despacho econômico corresponde à colocação da central de cogeração em funcionamento apenas nos períodos em que a tarifa paga pela concessionária corresponda a um retorno de interesse do investidor.

A central de cogeração poderá ficar desconectada nos casos em que não houver economicidade em sua operação, ainda que isto implique em custos devido à ociosidade dos equipamentos.

Cabe mencionar que a viabilidade de um projeto para central de cogeração depende dos aspectos técnico, econômico/financeiro e institucional, nessa ordem,

com a imposição de seus limites num afunilamento, sendo que projetos tecnicamente aceitáveis podem esbarrar em limites econômicos e mesmos aqueles técnica e economicamente viáveis podem esbarrar em restrições institucionais.

Finalmente, para a efetiva disseminação da cogeração enquanto prática favorável ao uso racional da energia e fator de redução de emissão de poluentes no ambiente, é preciso não apenas que sejam vencidas todas as etapas elencadas, mas também se faz necessária a disposição da iniciativa privada em investir nessa tecnologia.

CAPITULO II – PETRÓLEO E GÁS NATURAL

2.1 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL

A produção de petróleo no Brasil cresceu de 750 m³/dia para mais de 182.000 m³/dia no final dos anos 90, graças aos contínuos avanços tecnológicos de perfuração e produção na plataforma continental. A produção terrestre está concentrada, principalmente, nas regiões Norte e Nordeste e, em menor escala, no Sudeste, na área do Espírito Santo. A figura 15 abaixo ilustra os sucessivos recordes mundiais de produção marítima de petróleo.

Segundo anuário estático brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis, no ano de 2012 a produção nacional de petróleo foi de 2,06 milhões de barris dia.

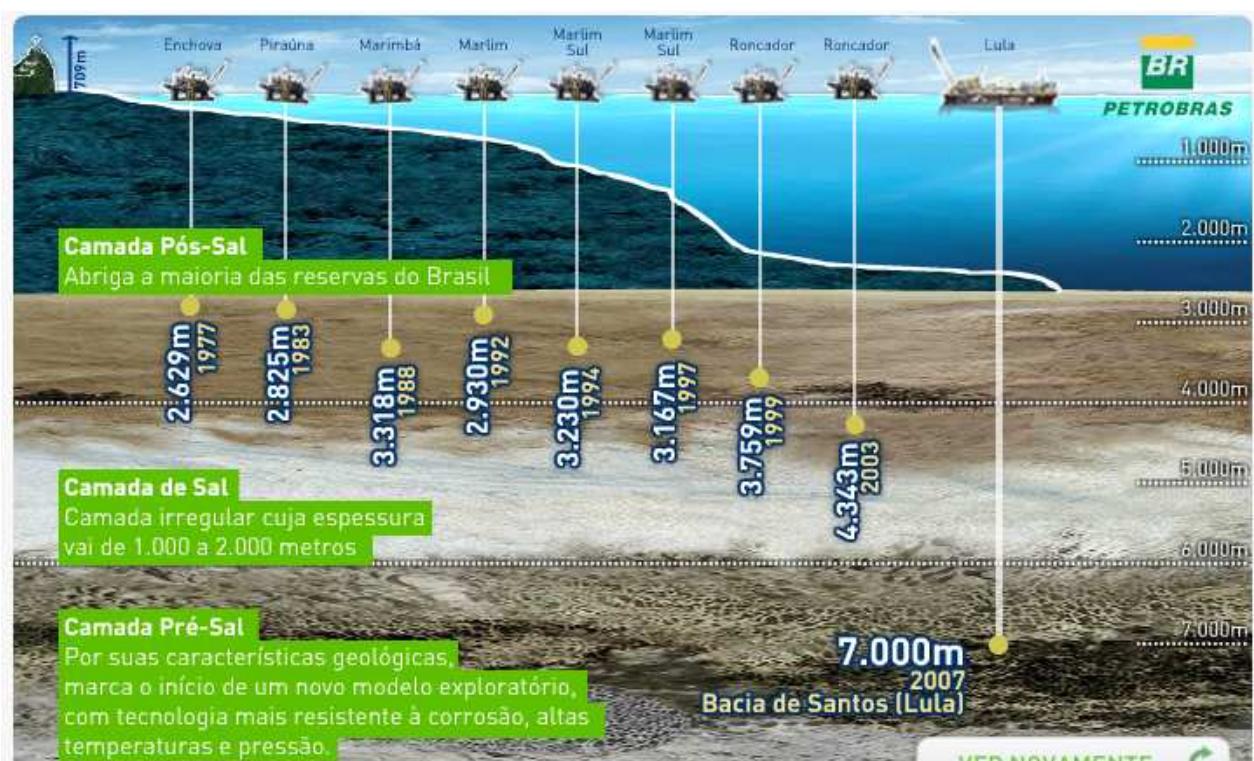


Figura 15- Recordes mundiais de produção marítima de petróleo.

Fonte: Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/perfil/atividades/exploracao-producao-petroleo-gas/>>. Acesso em: 27 dez. 2013.

Vale ressaltar que a recente identificação de diversos campos gigantes de petróleo abaixo da camada geológica de sal (pré-sal) deu uma nova dimensão a indústria do petróleo brasileira.

O pré-sal ocupa uma faixa de aproximadamente 800 quilômetros de comprimento ao longo do litoral brasileiro. Os reservatórios petrolíferos situam-se em profundidades que variam entre 1.000 e 2000 metros de lâmina d'água, e entre 4.000 e 6.000 metros de profundidade do solo. Estimativas preliminares sugerem a existência de 90 bilhões de barris de petróleo e gás na área do pré-sal que se estende do norte da Bacia de Campos ao sul da Bacia de Santos. (OLIVEIRA, 2012).

A empresa de pesquisa energética (EPE) estima que a produção de petróleo alcançará 6,1 milhões de barris/dia e a produção de gás natural 240,5 milhões de m³/d no final da presente década (EPE, 2011).

O departamento de energia do governo americano confirma essa expectativa e estima que o Brasil se tornará o quinto produtor mundial de petróleo em 2035 (7,2 milhões de barris/dia). (OLIVEIRA, 2012).

2.1.1 Constituintes do petróleo

O petróleo na forma líquida é uma substância inflamável, menos densa que a água, oleosa, com cheiro característico e cor que varia entre o castanho claro e preto. É constituído por uma mistura de compostos químicos orgânicos e é separado em frações conforme a faixa de ebulação dos compostos. Cada reservatório possui um óleo com características distintas. Devido à alta porcentagem de carbono e hidrogênio, os principais constituintes são os hidrocarbonetos.

2.1.2 A origem do petróleo

Normalmente, o petróleo depois de formado não se acumula na rocha na qual foi gerado, mas migra sob ação de pressões do subsolo, até encontrar uma rocha porosa, que, se cercada por uma rocha impermeável aprisiona o petróleo em seu interior. É a partir deste reservatório que o petróleo é extraído, se as condições de porosidade da rocha e a quantidade acumulada de material formar uma jazida comercial. Dependendo da pressão e do local onde o petróleo está acumulado, é comum encontrar o gás natural ocupando as partes mais altas do interior do reservatório, e o óleo e a água salgada ocupando as parte mais baixas, devido à

diferença de densidade e da imiscibilidade entre as fases. A interação da matéria orgânica, sedimentos e condições termoquímicas apropriadas é fundamental para o início da cadeia de processos que leva à formação de petróleo.

2.2 ORIGEM DO GÁS NATURAL

Ao longo das três últimas décadas o crescimento contínuo da economia mundial tem sido propulsionado por um incremento contínuo no fornecimento de energia primária, em forma particular dos combustíveis fósseis: petróleo, carvão e gás natural.

No início dos anos 70 a escassez de combustíveis, foi agravada com a crise do petróleo, dando um claro sinal de alerta mundial, como consequência os países Europeus foram os mais prejudicados no consumo de combustíveis fósseis, a sociedade, em forma especial governos e fabricantes de motores e veículos, buscaram acelerar a busca de alternativas energéticas técnico-econômicas viáveis.

Na atualidade, o combustível gás natural se torna como uma opção que tem acumulado melhores resultados operacionais e econômicos. Considerando que o seu consumo mundial triplicou-se nos últimos trinta anos, consolidando-se assim, como uma opção inteligente de aproveitamento de recursos energéticos alternativos ao petróleo.

De acordo com as previsões de consumo, até o ano 2020, o gás é a matriz energética que mais crescerá inobstante o desempenho do petróleo e suas variações.

2.3 USO DO GÁS NATURAL

O gás natural (GN) é um recurso energético, de origem natural, fóssil. Este recurso energético é encontrado em reservatórios subterrâneos, tanto em terra quanto no mar, depositados há milhões de anos.

Define-se o querogêneo como uma matéria orgânica fóssil que pode ser classificada em:

- Querogêneo seco, quando provém da matéria vegetal.
- Querogêneo gorduroso, quando provém das algas e matéria animal.

Há milhões de anos, a transformação da matéria orgânica vegetal, celulose e lignina produziu o querogêneo seco que ao alcançar maiores profundidades na crosta terrestre sofreu um processo gradual de cozimento, transformando-se em linhito, carvão negro, antracito, xisto carbonífero e metano dando origem às gigantescas reservas de carvão do planeta. Entretanto o querogêneo gorduroso não sofreu o processo de cozimento e deu origem ao petróleo.

Nos últimos estágios de degradação do querogêneo gorduroso, o petróleo apresenta-se como condensado volátil associado a hidrocarbonetos gasosos com predominância do metano. Por isso é muito comum encontrar reservas de petróleo e GN associados. Este último encontra-se nos poros das rochas que o contém, que podem se encontrar confinadas entre rochas sólidas subterrâneas que não permitem que o gás transite entre as porosidades. Quando isto acontece, dá-se o nome de jazida, classificadas como:

- GN Associado, quando está dissolvido no petróleo cru e/ou formando uma capa protetora gasosa (gás livre) sobre o mesmo. Apresenta maiores frações de Etano, Propano, Butano e hidrocarbonetos mais pesados (figura 6).
- GN Não Associado, quando o reservatório contém pequenas partes de outros gases e hidrocarbonetos. Apresenta maiores teores de Metano.
- O GN distribuído para o consumo, após sua passagem pela Unidade de Processamento de Gás natural (UPGN), é uma mistura composta basicamente por metano (cerca de 90 %), etano (de 5 a 8 %), propano e traços de hidrocarbonetos mais pesados. Além disso, apresenta gases inertes como nitrogênio, gás carbônico e, às vezes, hélio.

A composição do gás natural apresenta algumas variações, de acordo com a sua origem e o seu processamento.



Figura 16- Formas de encontrar o gás natural em relação a sua origem
 Fonte: Disponível em: <<http://www.gasenergia.com.br/portal/port/gasnatural/dadostecnicos.jsp>>. Acesso em 09 fev. 2014.

2.4 GÁS NATURAL NO BRASIL

O GN começou a ser utilizado no Brasil por volta de 1940, suprindo indústrias situadas no Recôncavo Baiano. A descoberta de óleo e GN na Bahia, em 1947, e na Bacia de Campos Estado do Rio de Janeiro, em 1980, deu origem a um incremento da utilização de GN, tal é assim que em 1999 o GN atingiu o 3% da matriz energética brasileira (HAAG, 2001).

A matriz energética brasileira possui um potencial imenso no que tange a variedades de matrizes energéticas e potencial de crescimento para algumas fontes. Uma projeção feita pela ABEPRO em 2008 sobre essa matriz levou em conta a capacidade de produção de acordo com os dados já conhecidos e o consumo dado ao crescimento brasileiro com o cenário já definido e crescimento da economia em torno de 4,1%



Figura 17- Projeção da capacidade de produção de Energia (TWh)
 Fonte: ABEPRO, 2008.

A partir da figura 17, verifica-se um alto crescimento do petróleo até meados de 2015 e um crescimento a longo prazo das matrizes energéticas baseadas na cana-de-açúcar, gás natural, eólica, solar e resíduos. Sobre a à energia nuclear, a projeção contabiliza somente a implantação da Usina Angra III e aumento de produção.

Os dados mostram um saldo de balanço energético bem positivo e crescente no período entre 2010 e 2030, a energia proveniente das fontes: gás natural, cana-de-açúcar, solar, eólica e resíduos o que gera disponibilidade para suprir as outras fontes energéticas deficitárias no balanço (figura 18).

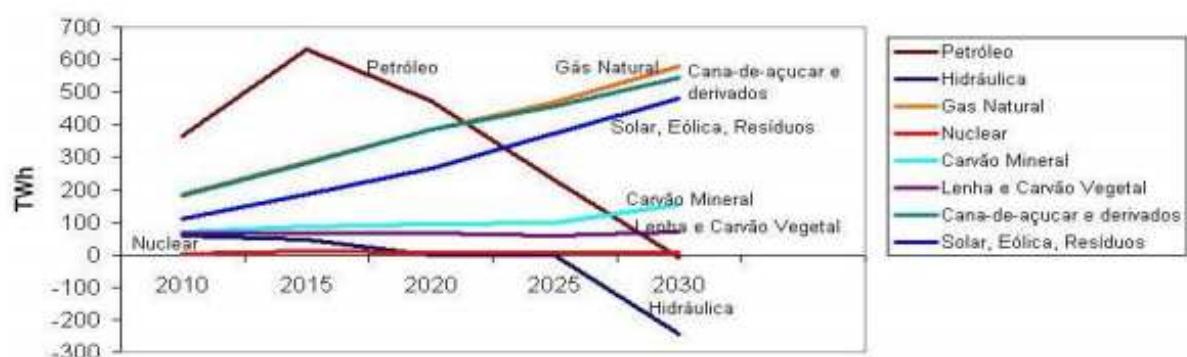


Figura 18- Balanço Energético simplificado (Produção - Demanda)
Fonte: ABEPROM, 2008.

Vale ressaltar que estes dado podem sofrer mudanças caso novas reservas de exploração viável de petróleo sejam encontradas.

Outro segmento que vem apresentando expressivas taxas de crescimento de consumo do gás natural é o setor veicular, que vem tendo uma considerável aceitação em relação ao uso do álcool e da gasolina.

Outro ponto importante é que as reservas conhecidas de gás natural do Brasil aumentaram consideravelmente com a informação de que a Petrobras reavaliou o volume de um reservatório encontrado em abril de 2003 na bacia de Santos (SP) de 70 bilhões de m³ para 420 bilhões de m³. As reservas totais conhecidas no país aumentam de 360 bilhões de m³ para 640 bilhões de m³ (JAM, 2003).

2.5 VANTAGENS E DESVANTAGENS

Entre as fontes alternativas de energia: solar, eólica, hidroelétrica, hidrogênio e biomassa, o gás natural é o que dispõe de tecnologia mais amadurecida e, o que é melhor, com eficiência comprovada inclusive em operações automotivas. Considerado como umas das tecnologias mais viáveis para o século XXI serão apresentadas na sequência as principais vantagens do seu uso.

2.5.1 Vantagens Macroeconômicas

Diversificação da matriz energética, fontes de importação regional, disponibilidade ampla, crescente e dispersa, redução do uso do transporte rodoviário, atração de capitais de riscos externos, Melhoria do rendimento energético, maior competitividade nas indústrias e geração de energia elétrica junto aos centros de consumo.

2.5.2 Vantagens Ambientais de segurança

Baixa presença de contaminantes, combustão mais limpa, baixa emissão de particulados, menor exigência de tratamento dos gases de combustão, rápida dispersão de vazamentos e emprego em veículos automotivos diminuindo a poluição urbana.

2.5.3 Vantagens Diretas para o Consumidor

Fácil adaptação das instalações existentes, menor investimento em armazenamento e uso de espaço, menor corrosão dos equipamentos e menor custo de manutenção, menor custo das instalações, combustão facilmente regulável, admite grande variação do fluxo, Pagamento após do consumo, menores prêmios de seguro, custo bastante competitivo em relação a alternativas.

2.6 TRATAMENTO DO GÁS NATURAL

O Tratamento do gás natural se faz importante devido o processo de combustão, que por sua vez utilizam alguns processos, para se alcançar o controle

das emissões de poluentes. Nos primeiros, o objetivo é controlar os fenômenos físico-químicos que estão na origem da formação de NOx sendo, portanto, soluções preventivas. Os métodos pós-combustão representam soluções corretivas, ou seja, tratamento dos gases após a combustão. E, de acordo com Coelho e Costa (2007) este último método, do ponto de vista da gestão ambiental e filosofia de produção mais limpa, são menos interessantes do que os primeiros. A seguir é apresentado um breve comentário destes processos.

Na modificação do processo de combustão os métodos mais empregados na redução dos poluentes são: a) Estagiamento do ar de combustão; b) Estagiamento do combustível; c) Requeima; d) Recirculação de produtos de combustão; e) Queimadores com baixas emissões de NOx. Esses métodos são a maneira menos dispendiosa para redução das emissões. No geral, o emprego destes métodos na redução dos poluentes é feito através do controle, entre outras coisas, da razão de equivalência, da condição de injeção dos reagentes, do processo de mistura no interior dos dispositivos, ou através do melhoramento da mistura por meio de atuadores externos. No entanto, essa adequação não é uma tarefa simples, visto que existem diferenças na natureza dos mecanismos reacionais de formação dos poluentes (LEFEBVRE, 1983).

Os mecanismos de formação de poluentes estão relacionados entre si e com o mecanismo de oxidação do hidrocarboneto, ou outro combustível qualquer. Desta forma, a alteração das características de combustão com o propósito de reduzir a emissão de um determinado poluente pode comprometer a emissão de outro, ou outros poluentes. Desta forma o combate às emissões de poluentes não deve ser realizado de forma independente, ou seja, o combate às emissões deve levar em conta o conjunto de poluentes, não apenas focar em um deles.

As condições de queima afetam diretamente o mecanismo reacional de formação de cada poluente. No entanto, cada mecanismo responde de uma maneira particular, o que impede que simples modificações no processo consigam conciliar a redução da emissão de diversos poluentes.

Especificamente na parte das estratégias do NOx geralmente o controle é baseado em três variáveis: tempo de permanência, temperatura e disponibilidade de oxigênio. Estas estratégias visam à redução do pico de temperatura, manter o tempo

de permanência e a baixa concentração de oxigênio em zonas de altas temperaturas.

O Tratamento dos gases pós-combustão consiste de um método que realiza o tratamento dos gases de exaustão atuando no mecanismo de destruição dos poluentes. Os métodos pós-combustão representam soluções corretivas, menos interessantes do que as primeiras do ponto de vista da gestão ambiental e filosofia de produção mais limpa (COELHO e COSTA, 2007).

Os métodos empregados no tratamento dos gases pós-combustão são: Redução não catalítica seletiva e Redução catalítica seletiva. Nestes casos necessita-se de reações específicas entre outros compostos e os poluentes contidos nos gases de combustão. Em geral, o tratamento dos gases de combustão são processos caros e funcionam com eficiência dentro de limites específicos, como, por exemplo, a injeção de amônia (NH_3) para redução de NOx, que necessita que os gases de combustão estejam entre 927°C e 977°C (TUR NS, 1996).

2.7 COMBUSTÃO

No atual cenário energético mundial, no qual a escassez dos recursos soma-se aos problemas ambientais oriundos da utilização de energia e extração de produtos naturais, observa-se uma crescente preocupação com a busca de maior racionalidade no uso da energia, além da procura de processos com menor impacto ambiental. No Brasil, como em todo o mundo, o setor energético vem sofrendo profundas transformações motivadas não apenas por questões de ordem técnica e econômica, mas também por pressão da sociedade.

Como a sociedade está sustentada pelos processos de combustão, que é a principal fonte de energia primária, isto traz como contrapartida negativa as emissões de poluentes atmosféricos. E, uma reversão desse quadro exigirá muitas décadas para que a matriz energética mundial reduza consideravelmente sua dependência dos processos de combustão.

Desde o século XIX, a utilização dos processos da combustão já apresentava um importante papel no cotidiano da vida humana (BORMAN, 1998). Desde então, a forma de utilização da energia térmica e os tipos predominantes de combustível foram se modificando, mas a importância da combustão não. Antes da

revolução industrial, a biomassa, liderada pela queima de madeira, era a principal fonte de energia. Com a revolução industrial e o descobrimento acentuado das minas de carvão, a utilização desse combustível tornou-se cada vez mais crescente.

No início do século XX, devido principalmente ao uso automotivo, os derivados do petróleo passaram a ser fundamentais para a economia de muitos países. Na década de 1940, ampliou-se o uso de gás natural e de outras formas de energia não dependentes da combustão, como a hidráulica e a nuclear. Contudo, pode-se dizer que cerca de 85% da energia primária hoje consumida no mundo são oriundos de processos que envolvem a energia térmica liberada pelas reações de combustão.

Atualmente a demanda global de energia está projetada para crescer 54% entre os anos de 2001 e 2025, como resultado do crescimento da economia. E, embora o uso de fontes de energia renovável esteja crescendo rapidamente, esta representa somente 15% do total de energia consumida. A partir desta tendência do consumo de energia mundial, torna-se evidente que o uso de combustíveis fósseis permaneça como fonte primária para geração de energia, transporte, indústria e outras necessidades por longos anos (EIA, 2004).

A Figura 19 ilustra a projeção do consumo de energia mundial a partir das principais fontes energéticas desde a década de 70 até o ano 2025. As três principais fontes de energia (óleo, gás natural e carvão) são todas baseadas na combustão. Nesta projeção, apesar da expectativa do consumo das principais fontes energéticas aumentarem somente 1,9% entre 2001 e 2025, o consumo mundial das energias renováveis será apenas de 8% para o mesmo período, confirmando assim, a continuação do uso daquelas fontes em grande escala e por muito tempo (EIA, 2004).

Evidentemente que a matriz energética de cada país apresenta uma situação particular, pois, depende de uma série de fatores, como: os recursos naturais disponíveis, acordos comerciais, políticas internas de uso racional da energia, minimização de impacto ambiental e situação econômica. Assim, pode-se afirmar que a economia de diversos países desenvolvidos ou em desenvolvimento está sustentada na queima de combustíveis como fonte de energia. No caso do Brasil, mesmo com ampla utilização dos recursos hídricos para geração de energia elétrica, a queima de derivados do petróleo, gás natural, álcool, carvão mineral,

lenha, carvão vegetal e dos resíduos agroindustriais representa grande parte da matriz energética nacional, segundo apontado pelo Ministério de Minas e Energia em 2011 (ABESCO, 2012).

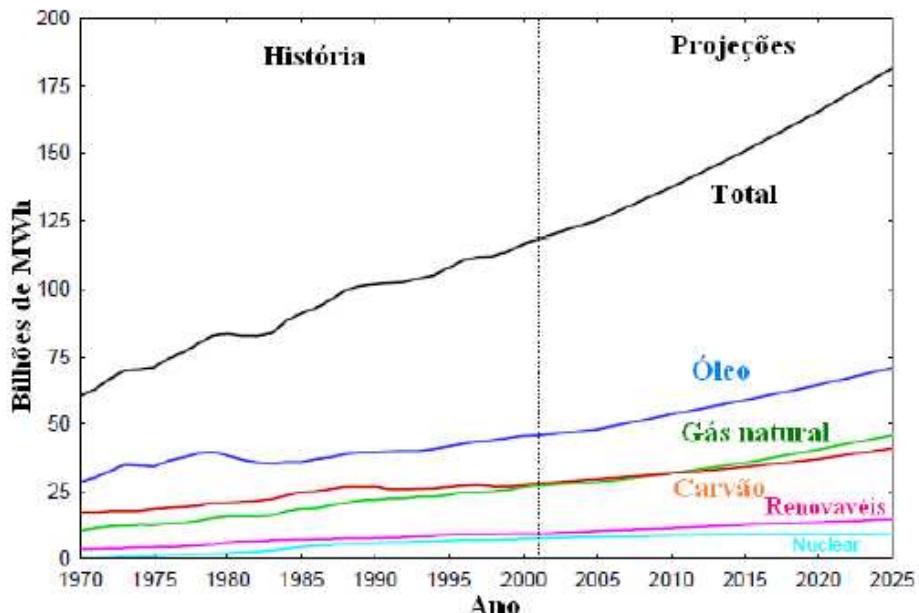


Figura 19- Consumo de Energia Mundial
Fonte: EIA, 2010.

2.7.1 Novas tecnologias

Os processos de combustão, além de serem essenciais para a geração de energia elétrica, também são fundamentais para os sistemas de transporte, para a indústria e várias outras atividades. Contudo, as reações de combustão destes processos são as principais fontes de emissão de poluentes, tais como CO, NOx, SOx, compostos orgânicos voláteis e material particulado, entre outros (RICHTER et al., 2000).

Devido a isto, apesar das estratégias existentes, a crescente demanda mundial de energia fomenta o desenvolvimento de sistemas de combustão que sejam mais eficientes e de baixa poluição. Atualmente, a maioria dos objetivos das pesquisas em combustão e de fabricantes de equipamentos de combustão visa atender estas necessidades. E, para cumprir estes requisitos, a colaboração das pesquisas básicas e dos projetos de engenharia em desenvolvimento a partir da transferência de conhecimentos da teoria e prática, torna-se de grande importância.

Assim, na busca de tecnologias que possam atender aos requisitos modernos de elevada eficiência térmica, baixo custo operacional e controle de impactos ambientais uma recente tecnologia que vem ganhando interesse nas pesquisas atuais como uma promissora técnica de combustão capaz de atender a estas necessidades é a combustão sem chama visível ou *flameless combustion* na língua inglesa.

Recentemente, a Combustão sem Chama Visível vem se destacando no meio científico e industrial devido às consideradas vantagens que apresenta em relação à combustão convencional, entre elas: redução da emissão de poluentes, principalmente do NOx, uso combinado do ar em altas temperaturas, redução no consumo do combustível, elevada eficiência térmica e considerável uniformidade dentro do volume de combustão.

Mesmo diante destas vantagens mencionadas, por ser considerada uma tecnologia relativamente nova e mundialmente pouco difundida, a sua aplicação em equipamentos comerciais é considerada ainda de pequena escala. Contudo, a sua aplicação para uma larga faixa de processos (em especial no setor metalúrgico) está em desenvolvimento, principalmente em países europeus, onde se deu início o estudo deste regime de combustão.

Além disto, a fim de se beneficiar das vantagens deste regime de combustão ainda é necessário melhor entendimento dos fenômenos físicos e químicos envolvidos durante o seu funcionamento. Neste caso, um melhor conhecimento sobre esses fenômenos poderá contribuir de maneira significativa tanto para o avanço de sua aplicação, como para sua melhor eficiência.

2.7.2 Princípios da combustão

Combustão ou queima é uma reação química exotérmica entre o combustível e um gás (comburente) normalmente o oxigênio.

A combustão é realizada misturando um combustível e o comburente (oxigênio puro ou presente na atmosfera) a altas temperaturas. O ar proporciona o oxigênio, que se une quimicamente ao carbono (se o combustível for o hidrocarboneto), hidrogênio, e alguns componentes menores no combustível para produzir calor.

A energia contida nas ligações químicas transforma-se em energia interna e calor.

2.7.3 Tipos de combustão

Os tipos de combustão mais comum, segundo Moreira (2012), são:

- Completa (com excesso de ar) – é caracterizada pela combustão completa dos combustíveis e presença de combustíveis e presença de oxigênio nos produtos de combustão.
- Incompleta (com falta de ar) - não há suprimento de oxigênio adequado e, portanto, ocorre a formação de fuligem (carbono que não reagiu) e monóxido de carbono entre outros.
- Combustão perfeita (estequiométrica) – existe a quantidade exata de oxigênio para reagir com o combustível.

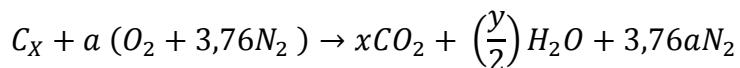
2.7.4 Estequiometria

O processo de combustão estequiométrico pode ser dividido em (MOREIRA, 2012):

- 1) Mistura estequiométrica – Quantidade exata de oxigênio para reação química completa do combustível;
- 2) Mistura rica - Uma mistura rica é considerada pobre em oxigênio. Tem excesso de combustível. Causa a combustão incompleta;
- 3) Mistura pobre - Uma mistura pobre é considerada rica em oxigênio. Causa a combustão completa. Tem deficiência no combustível;
- 4) Balanço estequiométrico - Átomos se conservam na reação de combustão.

Para a combustão completa com os compostos orgânicos, constituídos apenas por carbono, hidrogênio e oxigênio haverá a formação de vapor de água H₂O e CO₂ nos produtos de combustão.

- Equação de combustão estequiométrica
- Para um combustível hidrocarboneto qualquer dado por C_XH_Y



$$a = x + \frac{y}{4} \quad (12)$$

Balanço de O:

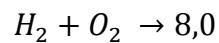
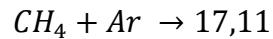
Composição do ar: 21% vol. O₂, 79% vol. N₂ atmosférico (Incluindo 1% de outros gases).

a é coeficiente estequiométrico

- Estequiometria

- Razão ar/combustível estequiométrica – essa grandeza indica a massa de ar presente na combustão e a massa de combustível presente considerando que ocorra uma reação estequiométrica, isto é:

$$\left(\frac{A}{F}\right)_{STQ} = \left(\frac{M_{ar}}{M_{comb}}\right)_{stq} = \frac{4,76 a}{1} \frac{M_{ar}}{M_{comb}}$$



$$C_S + Ar \rightarrow 11,4 \quad (13)$$

Onde, M é a massa molar

- Razão equivalente Φ - é o quociente entre a razão ar/ combustível estequiométrica e a razão ar/combustível real. (Moreira, 2012)

$$\Phi = \frac{\left(\frac{A}{F}\right)_{stq}}{\left(\frac{A}{F}\right)_{real}} = \frac{\left(\frac{F}{A}\right)_{real}}{\left(\frac{F}{A}\right)_{stq}} \quad (14)$$

Evidentemente que:

$\Phi < 1$: mistura pobre (mais ar)

$\Phi = 1$: mistura estequiométrica

$\Phi > 1$: mistura rica (menos ar)

Excesso de ar

$$\% \text{ excesso de Ar} = \left(\frac{1-\Phi}{\Phi} \right) = 100\% \quad (15)$$

2.7.5 Poder calorífico dos combustíveis

Os combustíveis que possuem hidrogênio são queimados nas câmaras de combustão. O poder calorífico é conhecido em duas formas:

- Poder Calorífico Superior (PCS): é aquele que a água formada é totalmente condensada. O valor é igual ao valor absoluto da entalpia padrão de combustão.
- Poder Calorífico Inferior (PCI): é aquele que toda a agua formada permanece no estado vapor.

Para combustíveis que não contenham hidrogênio na sua composição, o valor de PCS é igual ao do PCI, porque não existe a formação de água e consequentemente não se gasta energia na sua vaporização.

Quanto maior a quantidade de hidrogênio (H_2) ou umidade (H_2O) no combustível, maior será a diferença entre o PCS e PCI. (SIMÕES-MOREIRA E ANDREOS, 2013).

CAPITULO III – ESTUDO DE CASO

3.1 SISTEMA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM AMBIENTES MARÍTIMOS

Sistema de produção entende-se como a infraestrutura destinada a toda a cadeia produtiva de suprimento às refinarias, desde a produção em campos de petróleo até o refino.

Os sistemas de produção podem ser marítimos (*offshore*) ou terrestres (*onshore*), cuja planta de processamento primário no sistema *offshore* fica localizada nas plataformas marítimas e no sistema *onshore*, localiza-se nas estações terrestres de produção.

O sistema de processamento primário abrange o processamento inicial dos fluidos produzidos pelos poços de petróleo, separando, tratando e especificando o óleo, o gás e a água, de acordo com padrões técnicos e exigências ambientais. No caso das refinarias, sua finalidade é produzir diversos derivados do petróleo como a gasolina, GLP (gás liquefeito de petróleo), diesel, coque, lubrificante, entre outros.

3.2 TIPOS DAS PRINCIPAIS INSTALAÇÕES MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO UTILIZADAS NO BRASIL

O planejamento de desenvolvimento da produção determina o tipo de plataforma e os processos industriais que serão construídos para produzir petróleo e gás natural de um determinado campo. As vastas opções técnicas disponíveis de plataformas marítimas devem atender as condições do reservatório (pressão e temperatura), as características físico-químicas dos hidrocarbonetos (nível API e existência de contaminantes) e as características de localização dos poços (profundidade, correntes marítimas e distância da costa).

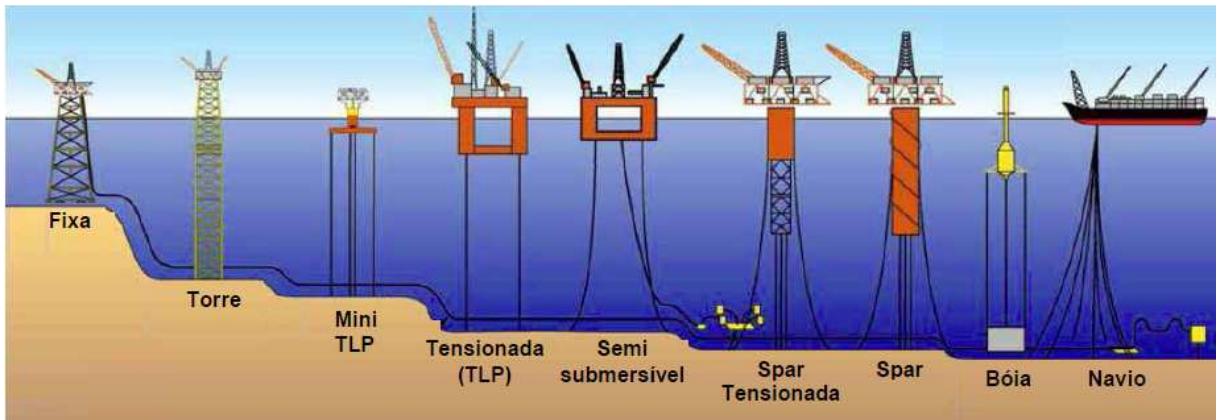


Figura 20- Tipos de plataformas marítimas
Fonte: OLIVEIRA, 2013.

Os sistemas marítimos de produção podem ser divididos em sistemas flutuantes e sistemas fixos. Os tipos de instalações destinadas aos sistemas flutuantes são:

- Navios Plataforma (FPSO);
- Plataforma semissubmersíveis (SS);
- Plataforma *Tension Leg Platform* (TLP);
- Plataforma *Spar Buoy*.

As plataformas dos tipos *Tension Leg* e *Spar Buoy* não são utilizadas no Brasil.

Já os tipos destinados aos sistemas fixos são:

- Plataformas auto eleváveis;
- Plataformas dotadas de jaqueta (de aço ou de concreto).

As principais características das plataformas utilizadas serão apresentadas a seguir:

Navios Plataforma

Conhecidos como FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*), são navios utilizados para produção devido à conversão de navios petroleiros ou graneleiros desativados ou antigos, destinados à produção, armazenamento e transferência de petróleo com grande capacidade de processamento. Este tipo de embarcação é uma unidade flutuante estacionária com sistema de ancoragem e casco de navio, pode ser relocada para outros campos em águas profundas ou em ambientes oceânicos severos e em grandes distâncias em relação à costa. O processo industrial é projetado para separar e tratar primariamente os fluidos

produzidos pelos poços. Após a separação, o petróleo é armazenado nos tanques do próprio navio e quando estão próximos da capacidade máxima, o petróleo é transferido para um navio aliviador. O gás natural produzido é comprimido para reinjeção nos reservatórios ou para o transporte até a costa.



Figura 21- FPSO Cidade Angra dos Reis, Bacia de Santos
Fonte: Acervo Pessoal.

Plataforma flutuante semissubmersível (SS)

É composta de estrutura de aço com um ou mais conveses, apoiada por colunas em flutuadores submersos, dotada de sistema de ancoragem constituído por 8 ou 12 âncoras com correntes e/ou cabos de aço ou poliéster que atuam como molas. Possuem flutuadores que dão estabilidade à plataforma e não armazena produção. Não existe limite máximo de lâmina d'água para sua instalação, uma vez que flutua na superfície. As plataformas flutuantes podem ter ou não propulsões próprias possuem grande mobilidade e são ideais para a perfuração de poços exploratórios.



Figura 22- Plataforma flutuante semissubmersível

Fonte: Acervo Pessoal.

Plataformas auto eleváveis

Constitui-se de uma balsa equipada com estrutura de apoio, ou pernas, que açãoadas mecânicamente ou hidráulicamente movimentam-se para baixo até atingirem o fundo do mar. Em seguida, inicia-se a elevação da plataforma acima do nível da água a uma altura segura e fora da ação das ondas. Essas plataformas são móveis, sendo transportadas por rebocadores ou por propulsão própria. São destinadas à perfuração de poços exploratórios na plataforma continental, em lâmina d'água variando de 5 a 130 metros. Este tipo de plataforma não armazena produção.



Figura 23- Plataforma auto-elevável
Fonte: Acervo Pessoal.

Plataforma fixa tipo jaqueta

As plataformas fixas destinam-se às águas rasas, com lâmina d'água até 300 m. Foram as primeiras unidades de produção utilizadas no mundo, uma vez que as primeiras descobertas no mar foram em profundidades menores. Geralmente as plataformas fixas são constituídas de estruturas modulares de aço, instaladas no local de operação, com estacas cravadas no fundo do mar. O processo de construção de uma plataforma fixa é iniciado pela jaqueta, estrutura base da plataforma, a ser fixada no fundo do mar. Depois de devidamente fixadas no fundo do mar, a jaqueta recebe as partes superiores da plataforma, que constituem os equipamentos de segurança, estocagem de materiais, alojamento de pessoal, bem como todas as instalações necessárias para a produção dos poços. Escoam a produção diretamente por dutos ou para navios, uma vez que não possuem tanques de armazenamento. Este tipo de plataforma é projetado para uma determinada locação onde permanece até o esgotamento da jazida, pois não pode ser transferida para outro campo.



Figura 24- Projeto e fotografias da Plataforma de Mexilhão
Fonte: Acervo Pessoal.

Plataforma Tension Leg Platform (TLP)

Apresenta uma estrutura similar à semi-submersível, sendo mantida na locação por intermédio de tirantes (cabos) que são fixados no fundo do mar, por meio de estacas e tracionados no topo pela força resultante entre peso da estrutura e empuxo da água do mar. Este tipo de plataforma não é utilizado no Brasil.

A plataforma TLP tem como principais características a utilização em águas profundas e ultraprofundas, baixa capacidade de armazenagem de produção e baixo movimento vertical.

Plataforma Spar Buoy

Constitui-se de uma estrutura flutuante de grande calado, com instalação dos módulos sobre a estrutura tubular (casco) semelhante a da jaqueta, porém com sistema de amarração convencional, que lhe confere baixo movimento vertical. Por outro lado, fica sujeita a inclinações pelo binário resultante de vento, onda e corrente, devida à grande extensão vertical da estrutura tubular. É na verdade uma

evolução do conceito de semi-submersível. Este tipo de plataforma não é utilizado no Brasil.

As principais características da plataforma *Spar Buoy* são os sistemas de amarração convencional, pode permitir armazenagem do óleo na estrutura tubular, baixo movimento vertical e instalação dos módulos semelhante à da jaqueta.

3.3 PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE PETROLEO, GÁS E CONDENSADO

3.3.1 Processamento primário

A planta de processamento primário tem por objetivo separar os fluidos produzidos pelos poços de petróleo (óleo, gás e água) e efetuar o tratamento destes fluidos, a fim de adequar óleo e gás aos padrões de envio para terminais e refinarias e a água, aos padrões de descarte no meio ambiente ou reinjeção no reservatório.

Desta forma, o processamento primário tem como objetivos:

- Promover a separação óleo/gás/água;
- Tratar ou condicionar os hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para as refinarias ou Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs);
- Tratar a água para que seja destinada à condição ambiental e tecnicamente aceitável (descarte ou reaproveitamento).

Na figura 25 mostra um diagrama que representa os principais processos da unidade e as etapas do sistema de produção, que são coleta, processamento primário e transferência.

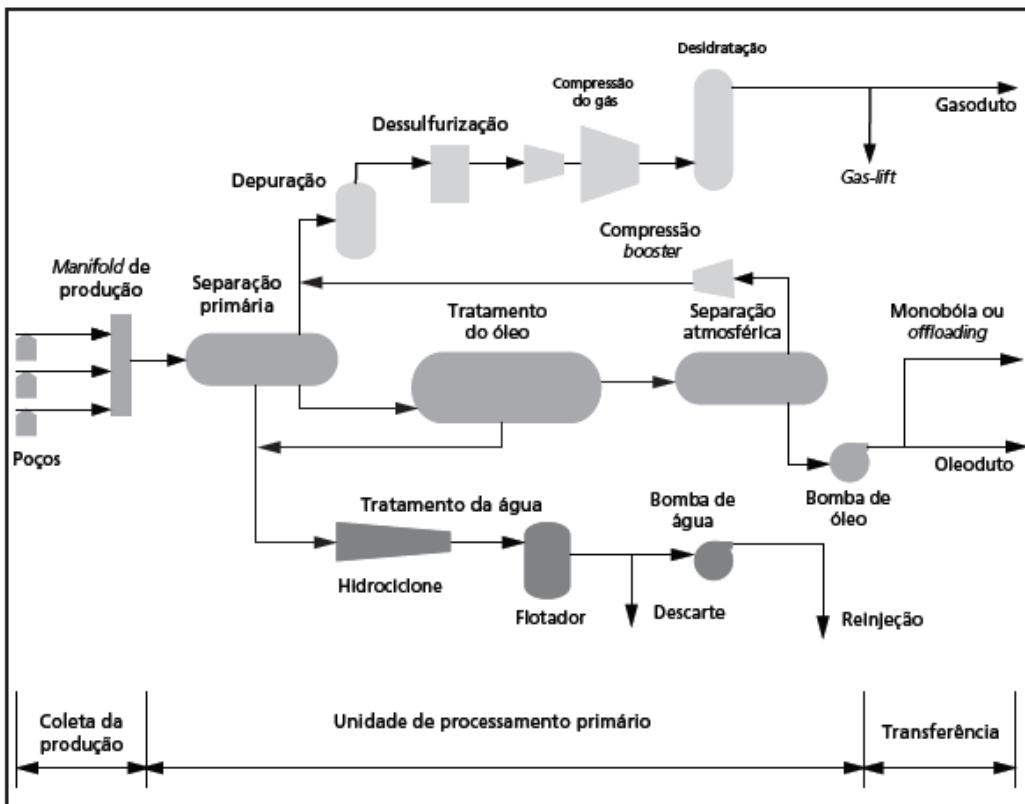


Figura 25- Diagrama da unidade de processamento primário

Fonte: SOUZA, 2009.

3.3.2 Processamento de óleo

O objetivo desse sistema é de separar o gás emulsionado e a água do óleo, e então tratar essas correntes de forma independente para especificá-las aos padrões de envio aos terminais e refinarias (óleo e água) e de descarte (água oleosa). São constituintes de aquecimento, separadores atmosféricos, injeção química, separadores eletrostáticos e outros. O produto final desse sistema é o petróleo pronto para exportação. Os rejeitos são gás natural (que segue para o sistema de processamento de gás) e água oleosa (que segue para o sistema de tratamento de águas e efluentes).

Esse sistema tem por finalidade separar o gás emulsionado e a água do óleo, e então tratar essas correntes separadamente para especificá-las aos padrões de envio aos terminais e refinarias (óleo e água) e de descarte (água oleosa). Durante o percurso do reservatório até a superfície, o óleo e a água formam emulsões que apresentam maior ou menor estabilidade em função principalmente do regime de fluxo e da presença de agentes emulsificantes que impedem a coalescência das gotículas de água. É constituinte do processamento do óleo

equipamentos de aquecimento, separadores atmosféricos, injeção química, separadores eletrostáticos entre outros. Os vasos tratadores de óleo utilizam métodos que se baseiam na adição de compostos químicos (desemulsificantes), calor, introdução de um campo elétrico e tempo de residência para romper a película de compostos emulsificantes que circundam as gotículas de água permitindo que elas se coalesçam, formando gotas maiores que decantam e permitem a separação em duas fases líquidas, uma oleosa e uma aquosa. Se o óleo produzido tiver um elevado teor de sal pode ser necessário adicionar água fresca ao óleo para permitir a diluição dos sais.

O produto final desse sistema é o petróleo pronto para exportação. Os rejeitos são gás natural (que segue para o sistema de processamento de gás) e água oleosa (que segue para o sistema de tratamento de águas e efluentes).

3.3.3 Tratamento da água para descarte ou reinjeção

O tratamento da água tem por objetivo recuperar parte do óleo nela presente em emulsão e condicioná-la para reinjeção ou descarte. Este tratamento consiste em quebrar a emulsão por meio de aquecimento em equipamentos como tanques de lavagem e tratadores.

A água advinda dos separadores e tratadores de óleo segue para um vaso desgaseificador, após segue para um separador água-óleo e, por fim, para um tubo de despejo (no caso de plataformas marítimas). Todo o óleo que se recupera nessas etapas, é retornado para o processo.

No processo de produção de petróleo, a água é um contaminante não desejado, pois além de não apresentar valor econômico, contém sais, microrganismos, gases dissolvidos e materiais em suspensão e é capaz de provocar uma série de problemas nas etapas de produção, transporte e refino como, por exemplo, corrosão e a formação de depósitos inorgânicos. Atualmente utilizam-se tubulações de plástico reforçado com fibra de vidro e equipamentos metálicos revestidos com epóxipoliamida.

Para descartar a água, devem-se seguir algumas especificações regulamentadas por órgão de controle do meio ambiente que limita a quantidade de poluentes (H_2S , graxa, teor de óleo e etc) nos efluentes aquosos.

A água é utilizada para reinjeção devido sua disponibilidade, custo e outras características apresentadas que fazem com que ela seja o principal fluido utilizado na recuperação adicional de óleo.

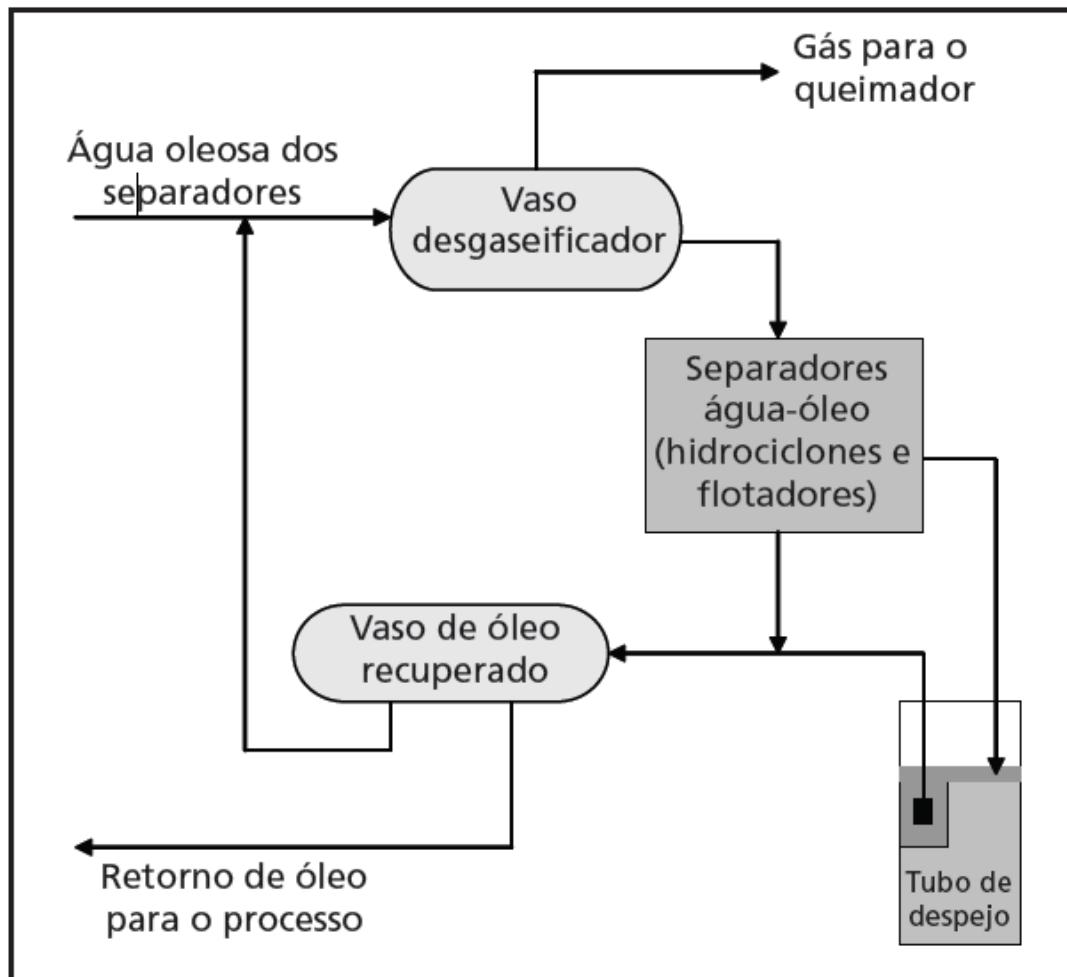


Figura 26- Sistema de tratamento de água produzida
Fonte: SOUZA, 2009

3.3.4 Separação de Gás

Os fluidos produzidos passam por separadores que podem ser bifásicos onde ocorre a separação gás/líquido ou trifásicos que ocorre também a separação água/óleo.

3.3.4.1 Tratamento do gás

O gás natural bruto vindo do campo de produção pode conter contaminantes que são classificados em dois tipos: inertes e gases ácidos. Os inertes estão sempre

presentes no gás sendo o vapor d'água e nitrogênio. Os gases ácidos, que formam soluções ácidas quando na presença de água livre, abrangem o gás carbônico (CO_2) e os compostos de enxofre. O tratamento do gás é um conjunto de processos onde ele será enviado para sua remoção ou redução dos teores de contaminantes para atender as especificações de mercado, transporte, segurança ou processamento posterior. Normalmente, as especificações são teores máximos de compostos de enxofre, de dióxido de carbono e de água, ponto de orvalho e poder calorífico.

3.3.4.2 Processamento de gás natural

Este sistema é responsável pela adequação e compressão do gás produzido para utilização no sistema de gás combustível (turbo geradores e turbo compressores), no sistema de elevação por gás *lift* e para exportação até a costa. Dependendo das características do gás, o trem de produção pode ser composto de separadores bifásicos, trocadores de calor, unidades desidratadoras, entre outros. Os rejeitos são o condensado (que retorna para o sistema de processamento de óleo) e a água oleosa (que segue para o sistema de tratamento de águas e efluentes).

3.4 FACILIDADES PARA O TRATAMENTO DE PETROLEO GAS E CONDENSADO DE UMA PLATAFORMA

Para realizar o tratamento do petróleo, gás e condensado, são necessários os sistemas de facilidades que se dividem em utilidades elétricas e não elétricas. Esses sistemas são de extrema necessidade para a geração de energia elétrica e térmica da plataforma.

Os sistemas de utilidade não elétrica são divididos como podemos ver a seguir:

- Captação e distribuição de água salgada;
- Eletrocloronação;
- Água de resfriamento;
 - ✓ Sistemas de área classificada.
 - ✓ Sistemas de área não classificada.

- Água doce;
- Ar comprimido;
- Água gelada;
- Sistema de combate a incêndio;
- Óleo diesel;
- Gás combustível;
- Água quente;

3.4.1 Captação e distribuição de água salgada

A captação de água do mar é composta por bombas submersas principais e de emergência. Sempre existe uma bomba que fica de *stand-by*. As bombas de elevação (bombas lift) aspiram de dutos submersos. Após a captação a água é encaminhada para o header de entrada dos filtros, após os sistemas de filtros essa água é finalmente enviada para os consumidores tais como, permutadores, condensadores, bombas entre outros.

3.4.2 Eletrocloronização

A unidade de eletrocloronização (sistema de cloração) tem como função gerar hipoclorito de sódio para injetar no sistema de captação de água, tendo como finalidade evitar o crescimento de vida marinha no sistema. A figura 27 mostra o sistema de uma eletrocloradora.

O hipoclorito de sódio é gerado por hidrólise da própria água do mar.

É armazenado em tanque na forma de solução aquosa a uma concentração de 1000 ppm.

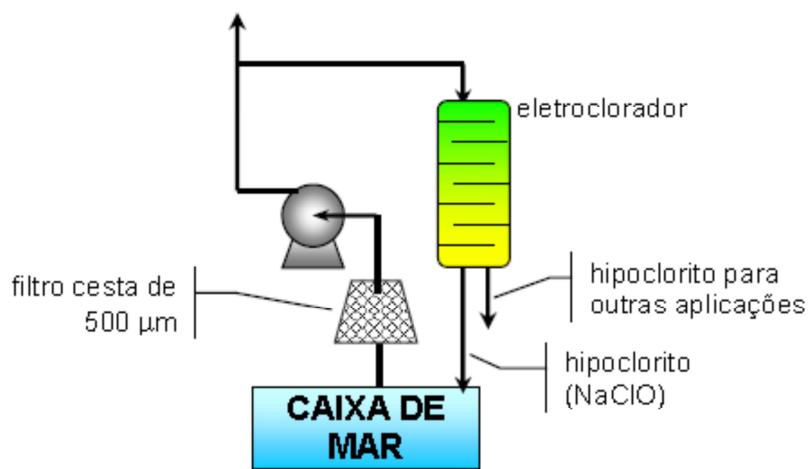
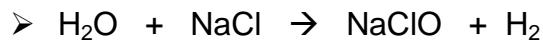


Figura 27- Sistema de eletrocloração
Fonte: JESUS, 2012.

Reação Básica:



No anodo (+): íon cloreto é oxidado a cloro -> cloro reage com água originando íon hipoclorito ClO^- ; íon hipoclorito reage com íon sódio originando hipoclorito de sódio

No catodo (-): H^+ é reduzido a hidrogênio

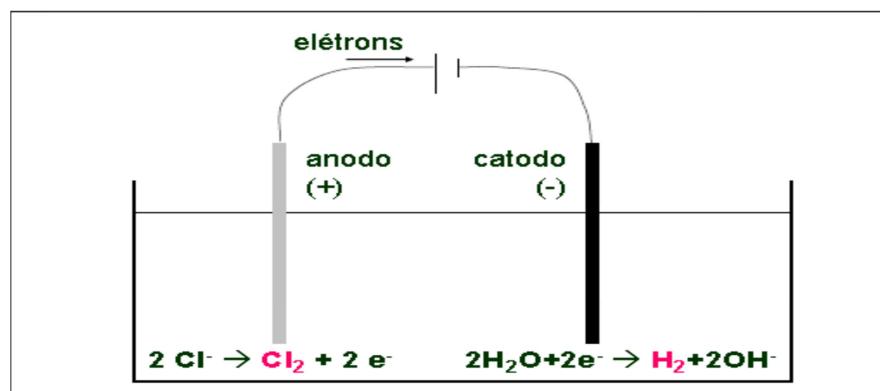


Figura 28 – Reação Básica
Fonte: JESUS, 2012.

3.4.3 Água de resfriamento

Os sistemas de água de resfriamento são divididos em áreas classificadas (tem contato com hidrocarbonetos) e área não classificadas (não tem contato com hidrocarbonetos).

3.4.3.1 Áreas classificadas

Tem por finalidade à circulação de água doce para os consumidores sujeitos a ter contato com hidrocarbonetos. Esse sistema é composto por bombas e trocadores de calor. Seus principais consumidores são permutadores, compressores, processo de regeneração de MEG (Monoetileno glicol) entre outros.

3.4.3.2 Áreas não classificadas

O sistema de resfriamento das áreas não classificadas tem por finalidade à circulação de água doce para os consumidores que não estão sujeitos a ter contato com hidrocarbonetos. Esse sistema é composto por bombas e trocadores de calor. Seus principais consumidores são os sistemas de VAC (Ventilação e ar condicionado), Resfriamentos dos TG's (turbo geradores), ar comprimido entre outros.

3.4.4 Ar comprimido

O ar comprimido na plataforma é dividido em dois sistemas o de ar de serviço que tem por finalidade encaminhar ar isento de impurezas e seco para consumidores como o compressor e o sistema de ar de partida do gerador auxiliar e bomba de incêndio.

3.4.5 Água gelada

O sistema de ventilação e ar condicionado opera com água gelada que segue para as unidades de água gelada para a plataforma. A água gelada é resfriada nas unidades de resfriamento que possui um chiller para esse processos.

3.4.6 Combate a Incêndio

O sistema de combate a incêndio se divide a combate por água, espuma e CO₂.

3.4.7 Óleo diesel

O sistema de óleo diesel destina-se ao recebimento, armazenamento, purificação e distribuição para os consumidores. Seus principais consumidores são os turbos geradores, gerador de emergência, gerador auxiliar, bombas de incêndio entre outros.

3.4.8 Gás combustível

O combustível utilizado no sistema é o gás proveniente do reservatório de produção. O sistema de gás combustível tem por finalidades deixar a temperatura no mínimo 20°C acima do ponto de orvalho, para não arrastar líquidos para os consumidores. Os principais consumidores para altas pressões são as turbinas dos geradores principais e turbos compressores e de baixas pressões são os flotadores, fornos, sistema de desidratação entre outros.

3.4.9 Água quente

O sistema de água quente mais usado nas unidades marítimas é um circuito fechado que tem por finalidade transmitir carga térmica para o processo de facilidade e produção. Á agua doce em um circuito fechado com os gases de exaustão das turbinas são aquecidos nos permutadores de calor WHRU's (*waste heat recovery unit*), completando quando necessário, com a utilização de fornos.

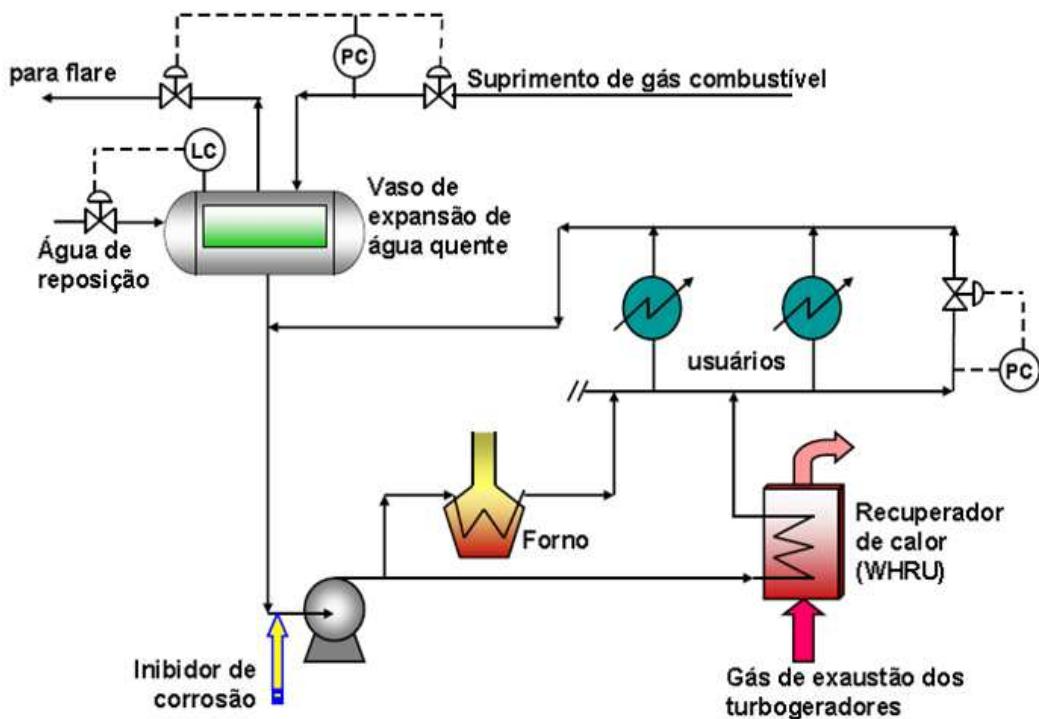


Figura 29- Esquemático do sistema de água de aquecimento
Fonte: JESUS, 2012.

Os principais consumidores são os aquecedores de produção, aquecedor de teste, pré-aquecedor de gás combustível, aquecedor de água de utilidade e unidade dessalinizadora.

3.5 SISTEMAS DE UTILIDADE DE ELÉTRICA

3.5.1 Geração de energia

Os sistemas offshore são muito complexos e a geração de energia normalmente não está interconectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), ou seja, é do tipo isolado. Devido às necessidades de utilidades do processo industrial e requisitos técnicos de dimensões e peso, os sistemas mais usados na geração de energia elétrica são:

- Motor de combustão interna (de 0,3 a 20 MVA);
- Turbina a gás aeroderivada (de 3 a 50 MVA);
- Turbina a vapor (de 2 A 24 MVA);
- Banco de baterias (Até 350 KVA).

O sistema elétrico de plataformas marítimas para produção de petróleo e gás natural é dividido e classificado de acordo com a importância da carga elétrica para a continuidade operacional e para a segurança da instalação e das pessoas. De acordo com esta classificação, a alimentação elétrica pode ser redundante em diversos níveis, de forma garantir o funcionamento dos equipamentos e sistema industrial em situações de emergência (OLIVEIRA, 2013).

Os tipos de cargas elétricas são:

- Normais: as cargas normais ou não essenciais são os equipamentos elétricos que suportam processos considerados passíveis de interrupção sem risco operacional ou de segurança;
- Auxiliares: as cargas auxiliares são similares às normais, mas são importantes para a retomada da produção e/ou permitem produção parcial. Essas cargas são alimentadas pelo gerador auxiliar, usualmente parte integrante do barramento principal;
- Essenciais: as cargas essenciais são os equipamentos elétricos que suportam sistemas considerados essenciais para a unidade marítima de produção de hidrocarbonetos;
- Emergência: as cargas de emergência são os equipamentos elétricos que suportam os sistemas críticos da unidade marítima de produção de hidrocarbonetos. Esses sistemas são necessários à salvaguarda da vida a bordo, e à segurança operacional dos poços e equipamentos críticos de processo. (OLIVEIRA, 2013).

3.5.2 Estudo da cogeração atual

O estudo da cogeração foi realizado em uma plataforma tipo FPSO que produz óleo, gás e condensado, localizado na bacia de Santos. A bacia de Santos está localizada em uma área aproximadamente 352.000 Km² e se estende pelo litoral Sul do Estado do Rio de Janeiro, por toda costa do estado de São Paulo e Paraná, e também pelo trecho do litoral norte de Santa Catarina.

A plataforma necessita de energia elétrica para suprir todos os equipamentos elétricos e essa geração de energia elétrica é fornecida pela turbina a gás. De maneira a aproveitar os gases exaustos liberados do sistema de combustão

e da plataforma necessitar de energia térmica para o sistema de aquecimento, foi optado implementar o sistema de cogeração que visa o fornecimento de energia elétrica e térmica através de um único combustível que no caso da unidade analisada foi o gás natural. O sistema de cogeração usado na plataforma destaca dentre as demais formas de geração especialmente por elevar a eficiência conjunta de conversão da energia química dos combustíveis em energia útil, garantindo à unidade maior confiabilidade na geração de seus insumos energéticos. Se não fosse o aproveitado dos gases exaustos da turbina para gerar energia térmica, a plataforma provavelmente teria um gasto maior com um sistema para suprir esse necessidade.

Um dos principais consumidores do sistema de aquecimento de água é um trocador de calor água/ óleo. Esse permutador tem como principal função aquecer o petróleo que chega do reservatório. Esse processo é importante, pois aumenta a eficiência da separação do óleo, gás e água, além de ajudar a evitar a formação emulsão (óleo/água) e espuma (óleo/gás).

As emulsões de petróleo do tipo água-em-óleo são constituídas por diminutas gotas de água dispersas no petróleo. Essas emulsões são formadas a partir do cisalhamento imposto aos fluidos durante o escoamento da produção e pela presença de emulsificantes naturais na composição do petróleo. O cisalhamento promove a dispersão da água no óleo, sob a forma de gotas. Os emulsificantes naturais depositam-se na superfície das gotas de água e formam um filme interfacial, que impede o contato e coalescência entre as gotas, as emulsões do tipo óleo-em-água são conhecidas por emulsões inversas, em oposição às emulsões do tipo água-em-óleo. Para este tipo de problema normalmente é utilizado o desemulsificante para emulsões água-em-óleo e o polieletrolito para emulsão inversa. Para facilitar a difusão do desemulsificante a emulsão deve ser aquecida.

A espuma é definida como uma dispersão coloidal de um sistema que contém gás disperso em um líquido. Alguns petróleos, quando na condição de separação gás/óleo/água em uma plataforma, tendem a formar espuma. Principalmente em planta de processamento primário, operando acima da sua capacidade de projeto tendem a ter problemas com espuma. Quando o petróleo tem a tendência de produzir espuma, o gás presente está disperso na forma de pequenas bolhas de vários tamanhos, separados uma das outras por um filme muito

fino de óleo. Estes filmes são muito resistentes e resilientes de tal modo que o gás disperso não é facilmente liberado. O óleo por si só não forma espuma, entretanto sua geração acontece quando uma pequena quantidade de agente surfactante (que reduz a tensão superficial do líquido) é adicionado ao óleo e este é agitado na presença de um gás. Para este tipo de problema é injetado produto químico que no caso é o antiespumante.

A figura 30 mostra um esquemático do sistema térmico de uma plataforma que aproveita os gases exaustos da geração de energia elétrica através dos WHRU que tem por finalidade aquecer a água do sistema de aquecimento e encaminhar para o permutador de calor água/óleo que tem como função aquecer o petróleo.

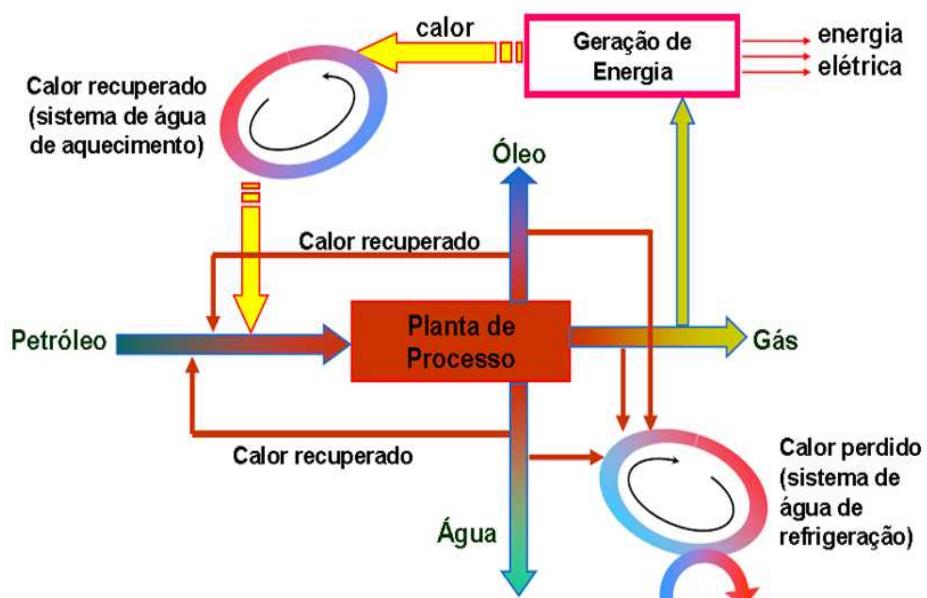


Figura 30- Esquemático do sistema térmico de uma plataforma
Fonte: JESUS, 2012.

3.5.2.1 Turbina

A turbina aeroderivativa CX501-KB7 que foi utilizada na cogeração da plataforma, gera energia elétrica e os gases de exaustão são aproveitados para a geração de energia térmica. A plataforma analisada possui geração térmica bastante superior à demanda da plataforma. Existem três grupos geradores acionados por turbinas e três WRHUs, sendo que cada WHRU tem 5 MW de energia térmica. Conforme a figura 31, a potência elétrica e a eficiência da turbina usando gás como combustível são de 5,335 KW e 32,1% e usando líquido 5,200 KW e 31,7%.

A cogeração atual utiliza a seguinte turbina baseada no designe *single-shaft* (Único eixo), *Dual fuel 2 combustível*, (Diesel e Gás):

- Fabricante – Centrax / Rolls-Royce;
- Modelo – Allison 501-KB7;
- Potência máxima transmitida – 6.650kW;
- Rotação máxima transmitida – 14.589 rpm;

Generator Set CX501-KB7 (5.3 MWe)

	Gas	Liquid
Power ISO	5,335 kW	5,200 kW
Efficiency	32.1 %	31.7 %
Heat Rate	11,216 kJ/kWh	11,348 kJ/kWh
Exhaust Flow	21.3 kg/s	21.3 kg/s
Exhaust Gas Temp	495 °C	495 °C
Steam Production - t/h unfired (10 barg)	~12	~12
Approximate Weight	39,000 kg	39,000 kg

Figura 31 - Configurações da turbina modelo **CX-501 KB7**
Fonte: Disponível em: <<http://www.centraxgt.com/>>. Acesso em: 09 fev. 2014.

A turbina aeroderivativa CX-501 KB7 (figura 32) tem como principais componentes um compressor axial, câmara de combustão e a turbina.

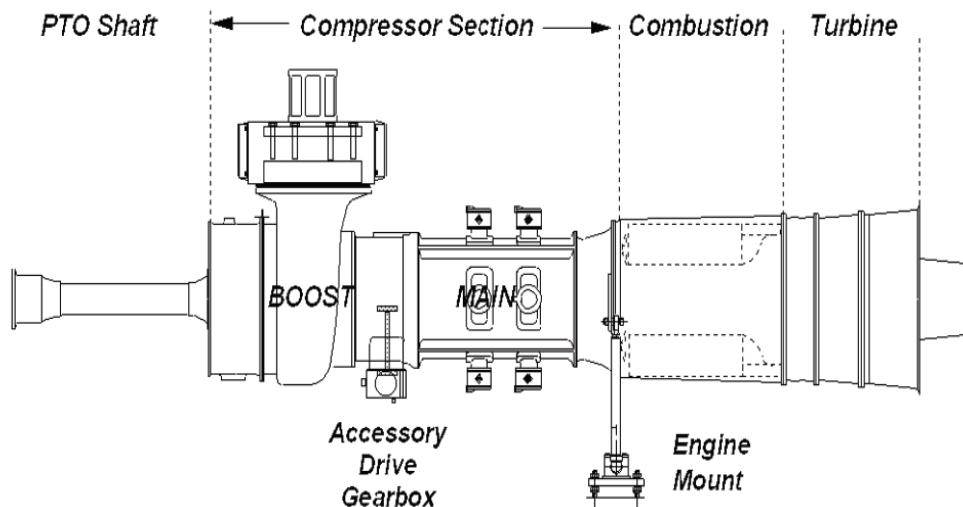


Figura 32 - CX-501 KB7
Fonte: Manual da Centrax. 2008

3.6 CÁLCULO DA COGERAÇÃO ATUAL - CICLO DE BRAYTON

Os cálculos realizados não correspondem à condição ISO (International Organization for Standardization). Levam em conta as condições reais em que a turbina opera.

O sistema de geração principal da unidade é composto por três grupos geradores acionados por turbinas. A configuração 3 x 50 % foi definida em função da demanda de pico. A figura 33 apresenta o esquemático ciclo de Brayton calculado

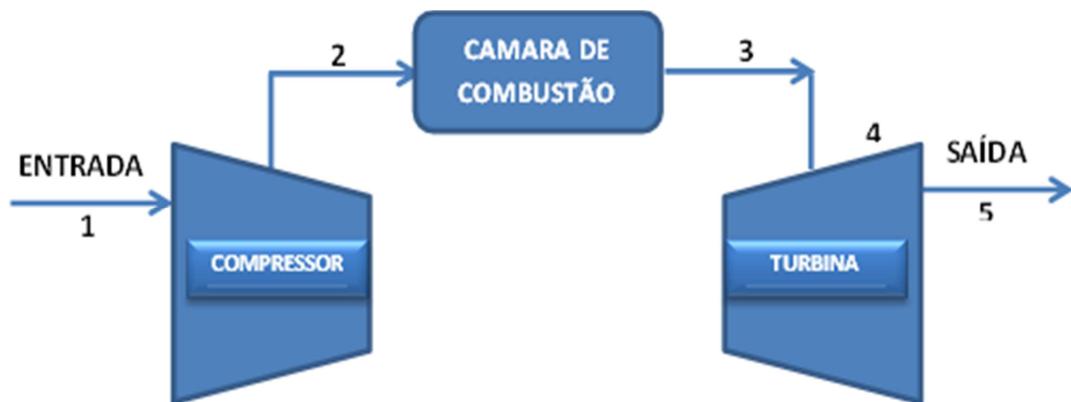


Figura 33 - Esquemático ciclo de Brayton
Fonte: Elaborado pela autora.

A tabela 1 mostra a composição do gás combustível adotada para o cálculo.

Tabela 1- Composição do gás combustível

Gás Combustível	
CH ₄	91,56379
C ₂ H ₆	8,230453

C ₃ H ₈	0,205761
CO ₂	0,000000
N ₂	0,000000
Total	100,00000

Para realizar os cálculos foi feito uma consolidação do histórico de dados operacionais durante a estação de verão e a partir desse levantamento de informações foi realizada uma média da temperatura atmosférica do ar (T1).

$$T1 = 303,15 \text{ K} \text{ (temperatura média do ar no verão)}$$

A temperatura da câmara de combustão dos produtos (T3), vazão de gás combustível (GC) e a pressão (P2) na entrada da câmara são dados operacionais

$$T3 = 1200,15 \text{ K} \text{ (Dados operacionais)}$$

$$\text{Gás combustível (GC)} = 1.360 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

$$P1 = 1 \text{ bar}$$

$$P2 = 10 \text{ bar}$$

A razão de compressão foi adotada.

$$\text{Razão de compressão (r)} = 10:1$$

As reações de combustão utilizadas nesse estudo foram:

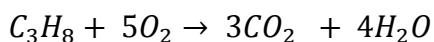
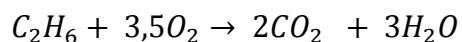
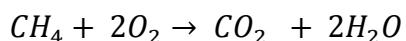


Tabela 2- Estequioimetria da reação

Componentes	n(HC)	n(O ₂)	n(CO ₂)	n(H ₂ O)
CH ₄	1	2	1	2
C ₂ H ₆	1	3,5	2	3
C ₃ H ₈	1	5	3	4

$$n = \text{número de mol}$$

A taxa do excesso de ar foi adotada de 20% devido à dificuldade de se encontrar em literatura e no manual da turbina estudada. Porém para todos os cálculos realizados foi usada à mesma base, sendo assim entende-se que não há distorções nos resultados.

A tabela 3 apresenta o cálculo do balanço material na câmara de combustão. Nesse caso foi considerado excesso de 20% de ar em relação a todos os componentes do gás combustível.

Tabela 3- Balanço material (base de cálculo 100 Kmol de combustível)

Componentes	Entra	Sai
CH ₄	91,56379	0
C ₂ H ₆	8,230453	0
C ₃ H ₈	0,205761	0
O ₂	255,5556	42,59259
N ₂	961,3757	961,37570
CO ₂	0	108,6420
H ₂ O	0	208,6420

A tabela 4 mostra a vazão de gás combustível (dado operacional) e a vazão de ar foi calculada em relação à estequiometria e ao excesso considerável.

Tabela 4- Vazões

Vazões		
GC (vazão vol.)	1360	Nm ³ /h
Volume molar	22,71	Nm ³ /kmol
GC (vazão molar)	59,88	kmol/h
GC (vazão molar)	59885,53	mol/h
Relação ar/GC	12,17	mol ar/ mol GC
Ar (vazão molar)	728.765,50	mol/h
Ar (vazão molar)	728,76550	kmol/h

Vazão mássica do ar

$$m_{ar} = 21.017,6 \frac{kg}{h} \text{ ou } 5,84 \frac{kg}{s} \quad (16)$$

Condição do nível do mar, estática.

Para o cálculo do calor específico foi utilizado o livro *Perry's Chemicals Enginner*, 8^a edição, tabela 2-156, pág 2-176.

$$C_p^0 = C1 + C2T + C3T^2 + C4T^3 + C5T^4 = \frac{J}{Kmol K} \quad (17)$$

A tabela 5 representa as constantes utilizada para calcular o calor específico (cp) conforme equação 17

Tabela 5- Cálculo do cp do ar

C1	28.958,00
C2	9.390,00
C3	3.012,00
C4	7.580,00
C5	1.484,00

A tabela abaixo mostra massa molar média e a temperatura usada para calcular o cp conforme equação 17. Apresenta também o resultado do calor específico para a temperatura de 303 K.

T	303,00	K
cp	28.998,52	J/(kmol.K)
MM	28,84	kg/kmol
cp	1.005,50	J/(kg.K)

Para o cálculo da razão das capacidades térmicas (expoente de Poisson do gás) foi utilizado o livro *Perry's Chemicals Enginner*, 8^a edição, tabela 2-157, pág 2-182.

$$\gamma = \frac{cp}{cv} = 1,4 \quad (18)$$

Cálculos:

De acordo com a metodologia de cálculo do ciclo Brayton foram realizados os seguintes cálculos:

Temperatura adiabática de saída do ar no compressor e potência consumida

$$\frac{T2}{T1} = \left(\frac{P2}{P1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}$$

$$\frac{T2}{303,15} = 10^{\frac{1,4-1}{1,4}}$$

$$T2 = 585,27 K$$

$$W_{comp.} = cp \times (T1 - T2)$$

$$W_{comp.} = 1.005,50 \frac{J}{KmolK} \times (585,27 K - 303,15 K)$$

$$W_{comp.} = 283,69 \frac{KJ}{Kg}$$

$$Potência = W \times m$$

$$Potência = 283,69 \frac{KJ}{Kg} \times 5,84 \frac{Kg}{s}$$

$$Potência = 1,66 MW \quad (19)$$

Potência térmica introduzida na câmara de combustão

$$q = cp \times (T3 - T2)$$

$$q = 1.005,50 \frac{J}{KmolK} \times (1.200,15 K - 585,27 K)$$

$$q = 618,24 \frac{KJ}{Kg}$$

$$Potência = W \times m$$

$$Potência = 618,24 \frac{KJ}{Kg} \times 5,84 \frac{Kg}{s}$$

$$Potência = 3,61 MW \quad (20)$$

Potência disponibilizada pela turbina e temperatura de saída da GG

$$Potência HP = Potência comp. = 1,65 MW$$

$$W_{HP} = 283,69 \frac{KJ}{Kg}$$

$$283.690,00 = 1.005,50 \frac{J}{Kmol K} \times (1.200,15 K - T4)$$

$$T4 = 1.199,87 K \quad (21)$$

Potência disponibilizada na turbina de potência e temperatura de saída dos gases

$$r^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} = \frac{T3}{T5}$$

$$10^{\frac{1,4-1}{1,4}} = \frac{1.200,15}{T5}$$

$$T5 = 621,61 K$$

$$W_{turb.\ total} = cp \times (T3 - T5)$$

$$W_{turb.\ total} = 1.005,50 \times (1.200,15 - 621,61)$$

$$W_{Turb.\ total} = 581,71 \frac{KJ}{Kg}$$

$$Potência = 581,71 \frac{KJ}{Kg} \times 5,84 \frac{Kg}{s}$$

$$Potência = 3,40 MW$$

Potência para geração eletrica (GE) = Potência turb. total – Potência compressor

$$Potência TP = 3,40 - 1,66 = 1,74 MW \quad (22)$$

Rendimento termodinâmico do ciclo

$$\eta = \frac{Potência_{GE}}{Potência_{comb}}$$

$$\eta = \frac{1,74}{3,61} = 0,584 = 48,2 \% \quad (23)$$

Cálculos levando em consideração a eficiência do compressor e da turbina

$$\eta_C = 80 \%$$

$$\eta_{turb} = 85 \%$$

$$\begin{aligned} \eta_{termico} &= \frac{\eta_{turb} \frac{T_3}{T_1} \left(1 - \frac{1}{r^{\frac{1,4-1}{1,4}}} \right) - \frac{1}{\eta_C} \left(r^{\frac{1,4-1}{1,4}-1} \right)}{\frac{T_3}{T_1} \left(1 + \frac{r^{\frac{1,4-1}{1,4}-1}}{\eta_C} \right)} \\ \eta_{termico} &= \frac{0,85 \frac{1.200,15 K}{303,15 K} \left(1 - \frac{1}{10^{\frac{1,4-1}{1,4}}} \right) - \frac{1}{0,80} \left(10^{\frac{1,4-1}{1,4}-1} \right)}{\frac{1.200,15 k}{303,15 K} \left(1 + \frac{10^{\frac{1,4-1}{1,4}-1}}{0,80} \right)} = 0,257 \end{aligned} \quad (24)$$

$$\eta_{termico} = 25,7 \%$$

$$W_{C\ real} = \frac{C_P T_1}{\eta_C} \left(r^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1 \right)$$

$$W_{C\ real} = \frac{1.005,50 \frac{J}{KmolK} X 303,15 K}{0,80} \left(10^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1 \right) = 354,6 \frac{KJ}{kg} \quad (25)$$

$$W_{turb\ real} = \eta_{turb} C_P T_3 \left(1 - \frac{1}{r^{\frac{1,4-1}{1,4}}} \right)$$

$$W_{turb\ real} = 0,85 \times 1.005,50 \frac{J}{KmolK} \times 1.200,15 K \left(1 - \frac{1}{10^{\frac{1,4-1}{1,4}}} \right) = 494,4 \frac{KJ}{Kg} \quad (26)$$

$$W_T = W_{turb\ real} - W_{C\ real}$$

$$W_T = 494,4 \frac{KJ}{Kg} - 354,6 \frac{KJ}{Kg} = 139,8 \frac{KJ}{Kg} \quad (27)$$

$$Potência = 139,8 \frac{KJ}{Kg} \times 5,84 \frac{Kg}{s}$$

$$Potência = 0,817 MW \quad (28)$$

CAPITULO IV – PROPOSTA ALTERNATIVA

A proposta alternativa teve como foco principal o ganho de energia elétrica, devido a grande disponibilidade de energia térmica e a variação da temperatura dos gases exaustos da turbina não será suficiente para afetar os processos de aquecimento da unidade.

Para aumentar à geração de energia elétrica na plataforma analisada a proposta foi instalar um chiller elétrico do tipo compressor parafuso para resfriar o ar que entra no compressor e com isso verificar a possibilidade de ganho na geração de energia elétrica. Para isso foram realizados os seguintes cálculos.

O chiller usado para resfriar o ar na entrada do compressor é do tipo compressor parafuso e condensação a água.

Para implementar os cálculos do chiller são apresentados os seguintes parâmetros:

- COP (coeficiente de operação): Indica a eficiência do equipamento (kW/ikW), relação entre a energia térmica produzida em (kW) e a energia consumida (ikW)
- Consumo de Energia Elétrica (kW/TR): Do equipamento e do sistema (incluso bombeamento de água)

Dados retirados do trabalho de mestrado Andreos (2013, p.24).

Podemos considerar um consumo total de $1,02 \frac{KW}{TR}$

Consumo do chiller para resfriar o ar nas seguintes temperaturas

- 298 K
- 293 K
- 288 K
- 283 K

Cálculos do chiller elétrico tipo parafuso:

Considerou-se que a quantidade de energia utilizada para o resfriamento do ar é a mesma quantidade de energia consumida pelo Chiller, portanto seguem os cálculos utilizados de troca de calor entre dois fluídos (ar e água).

$$m_{ar} = 21.017,6 \frac{kg}{h} \quad (29)$$

$$T_{ENTRADA} = 303 \text{ } k$$

$$T_{Saida} = 298 \text{ } k$$

$$C_p = 1.005,50 \frac{J}{KmolK}$$

$$q = m \times cp \times (Ts - Te)$$

$$q = 21.017,6 \frac{Kg}{h} \times 1.005,50 \frac{J}{KmolK} \times (298 \text{ } K - 303 \text{ } K)$$

$$q = - 105.665.984,6 \frac{J}{h}$$

$$q = - 100.149,86 \frac{BTU}{h}$$

$$1 \text{ } TR = 12.000 \frac{BTU}{h} = 3.024 \frac{Kcal}{h} = 3.516,8 \text{ } W$$

$$q = - 8,3 \text{ } TR \quad (30)$$

O rendimento médio do consumo do chiller considerado foi de $1,02 \frac{KW}{TR}$

$$Consumo \text{ do chiller} = |-8,3| \times 1,02 \frac{KW}{TR} = 6,510 \text{ KW} = 0,0085 \text{ MW} \quad (26)$$

Usando a metodologia de cálculos do ciclo de Brayton conforme foi calculada a cogeração atual acima, foram realizados os estudos usando a mesma metodologia apenas com a variação da temperatura de entrada do ar no compressor axial, tendo os seguintes resultados:

As tabelas 6 e 7 apresentam os resultados da cogeração atual e os resultados da cogeração com a proposta alternativa, que foi de inserir um chiller elétrico para proporcionar um resfriamento do ar de entrada no compressor axial. O consumo do chiller foi calculado para diversas temperaturas onde foi observado que

o mesmo consome mais energia para diminuir a temperatura do ar. Nota-se que o ganho de energia elétrica se dá devido ao menor trabalho exercido pelo compressor e com isso a geração de energia elétrica (GE) obteve os devidos ganhos referentes a cada temperatura estudada. A potência para a geração de energia total obtida pelo ciclo de Brayton da proposta alternativa foi calculada a partir da potência total subtraindo o consumo elétrico do compressor e do chiller. Pode-se notar que resfriando o ar realmente tem-se ganho de geração elétrica.

Tabela 6- Resultados da cogeração atual e proposta alternativa sem considerar a eficiência do compressor e da turbina

Temperatura		Consumo	Consumo	Geração	Potência	TGs operando	Ganho
		Chiller	Compressor	Turbina	GE		GE
°C	K	MW	MW	MW	MW	MW	KW
30	303	0	1,655	3,396	1,7410	3,4820	0,000
25	298	0,0085	1,628	3,396	1,7595	3,5190	18,500
20	293	0,0170	1,601	3,396	1,7780	3,5560	37,001
15	288	0,02550	1,573	3,396	1,7980	3,5960	57,001
10	283	0,0340	1,546	3,396	1,8160	3,6320	75,000

Tabela 7 - Resultados da cogeração atual e proposta alternativa considerando a eficiência do compressor e da turbina

Temperatura		Consumo	Consumo	Geração	Potência	TGs operando	Ganho
		Chiller	Compressor	Turbina	GE		GE
°C	K	MW	MW	MW	MW	MW	KW
30	303	0	2,068	2,886	0,8179	1,635	0,000
25	298	0,0085	2,035	2,886	0,8431	1,696	25,251
20	293	0,0170	2,001	2,886	0,8684	1,737	50,501
15	288	0,02550	1,966	2,886	0,8649	1,789	77,001
10	283	0,0340	1,932	2,886	0,9201	1,840	102,25

Para realizar o estudo, foi encaminhada a tabela 8 (anexo A) através do fornecedor da turbina modelo CX-501 KB7. Como podemos observar na tabela 8, pode-se confirmar o ganho na geração de energia elétrica com menores a temperaturas do ar na entrada do compressor.

Tabela 8 - Menor a temperatura de entrada, melhor a geração elétrica

T.AMB °C	OUTPUT % MCR	OUTPUT kWe	H.CONS MWth	H.R. kJ/kWh	EFFY. %	EX.FLO kg/s	T.EXH °C
-40	100	6300	19.023	10870	33.1	25.2	426
-35	100	6300	18.993	10853	33.2	24.8	436
-30	100	6300	18.984	10848	33.2	24.5	446
-25	100	6300	18.996	10855	33.2	24.1	457
-20	100	6300	19.028	10873	33.1	23.8	469
-15	100	6300	19.033	10876	33.1	23.4	480
-10	100	6235	18.878	10901	33.0	23.1	487
-5	100	6046	18.433	10975	32.8	22.8	489
0	100	5843	17.963	11067	32.5	22.4	490
5	100	5623	17.478	11190	32.2	22.0	493
10	100	5392	16.984	11339	31.7	21.6	496
15	100	5166	16.503	11500	31.3	21.1	500
20	100	4941	16.036	11685	30.8	20.6	506
25	100	4707	15.564	11903	30.2	20.1	512
30	100	4464	15.071	12154	29.6	19.5	518
35	100	4210	14.554	12444	28.9	19.0	524
40	100	3949	14.016	12779	28.2	18.4	530

Fonte: David Lambert 21/01/2014 12:49 pm.

No sistema de utilidades não elétricas da plataforma estudada, a unidade de eletrocloronização que tem por função gerar hipoclorito de sódio não foi projetada. Para a injeção desse produto no sistema de captação de água a plataforma compra o mesmo gerando assim um gasto. Com o ganho de energia elétrica proveniente do resfriamento do ar esse sistema pode ser instalado ocasionando assim economia na compra do hipoclorito de sódio.

Uma plataforma similar à estudada possui instalado o sistema de eletrocloronização e mostra o consumo de energia usado para operar o sistema (tabela 9).

Tabela 9 - Consumo de energia de uma unidade de eletrocloronização

DESCRIPTION	OPERATING MODE (C, I OR SB)	EMERGENCY	NORMAL	DIVERSITY	ABSORBED	MOTOR /	MOTOR /
		FUTURE			LOAD	EQUIPT	EQUIPT
		BLACK START			RATING	RATING	KW
CLOSED DRAIN VESSEL PUMP A MOTOR	C		X	1.0	5.9	7.4	5.50
LP FLARE KO DRUM PUMP A MOTOR	C		X	1.0	9.0	10.1	7.50
HP FLARE KO DRUM PUMP A MOTOR	C		X	1.0	9.0	10.1	7.50
ELECTROCHLORINATOR TRANSFORMER	C		X	1.0	74.0	83	62.00
ELECTROCHLORINATOR VENT FAN A MOTOR	C		X	1.0	0.6	0.7	0.55

Fonte: Acervo pessoal.

A Tabela 9 mostra uma unidade semelhante que apresenta o consumo da energia. A injeção continua do hipoclorito de sódio é de extrema importância em uma unidade marítima, pois tem por finalidade evitar o crescimento de vida marinha no sistema. A deficiência da injeção já ocasionou perda de produção em uma plataforma, pois acumulou sujeira em um trocador existente na unidade ocasionando assim a parada de produção. O ganho de energia é sempre vantajoso, pois a aquisição de uma turbina com 75 kW ou 102 KW a mais poderia ter um custo mais elevado, porém o objetivo da monografia foi analisar apenas o ganho de energia elétrica e não realizar qualquer tipo de estudo de viabilidade técnico econômica.

CONCLUSÃO

O estudo realizado nessa monografia propôs uma alternativa no processo de cogeração com inserção de um chiller elétrico do tipo compressor parafuso para resfriar o ar de entrada do compressor que é encaminhado para câmara de combustão para a geração de energia elétrica e térmica. Pretendeu-se com a proposta saber se houve ou não ganho de energia elétrica.

Estudou-se o processo de cogeração com foco na geração atual de energia elétrica aplicando metodologia do ciclo de Brayton com o ar entrando no compressor a uma temperatura média no verão de 303 K, com isso conseguiu-se levantar a geração de energia atual. Esse estudo foi realizado em condições normais de operação da plataforma estudada.

A proposta alternativa, maior objetivo dessa pesquisa, foi inserir um chiller elétrico do tipo compressor parafuso para resfriar o ar na entrada do compressor axial. Foi calculado o calor retirado do ar em TR e o consumo de energia do chiller. Esses cálculos foram necessários para descontar da potência de geração elétrica da turbina (descontando o consumo elétrico do compressor). Esse cálculo foi realizado com várias temperaturas, notando-se durante os testes que o consumo elétrico do chiller foi bem baixo.

Calculou-se também a nova cogeração variando a temperatura do ar na de entrada do compressor usando a mesma metodologia (ciclo de Brayton), tendo assim ganho no trabalho do compressor e com isso ganho na geração de energia elétrica disponibilizada pela turbina.

Esperava-se, de acordo com a tabela fornecida pelo fabricante, que diminuindo a temperatura do ar teríamos maior ganho na geração de energia elétrica e perda na geração térmica. Entretanto, vale ressaltar, que nesse estudo a energia térmica não foi considerada devido a grande disponibilidade de energia térmica e de variação da temperatura dos gases exaustos da turbina, não sendo suficiente para afetar os processos de aquecimento da unidade estudada.

Essa proposta apresentou viabilidade técnica, devido o ganho de energia elétrica. Observa-se de antemão que esse ganho de energia elétrica poder ser utilizado em outros sistemas, tais como a unidade de eletroclororação que não foi projetada no sistema de facilidades da unidade.

REFERÊNCIAS

ABESCO, Boletim de Eficiência Energética da Associação Brasileira das Empresas de Conservação de Energia, Editorial: Vida Longa ao Mercado de Carbono, 2012.

ANDREOS, Ronaldo. Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do estado de São Paulo. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2013.

ANEEL, Resolução normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006, Brasília, Diário Oficial de 22.11.2006, seção 1, p. 78, v. 143, n. 223.

BALESTIERI, J.A.P. Estudo de sistemas de cogeração com aplicação de Métodos de Monte Carlo. Itajubá, 1990. 121p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Escola Federal de Engenharia de Itajubá.

_____. **Planejamento de centrais de cogeração: uma abordagem multiobjetiva.** Campinas, 1994. 151p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia, Universidade de Campinas.

_____. **Cogeração: geração combinada de eletricidade e calor.** Florianopolis: Editora da UFSC. 2002.

BORMAN, G. L.; RAGLAND, K.W. Combustion engineering, McGraw-Hill, 1998.

BRASIL, Newton Paterman. Apostila de cogeração. curso de Engenharia de Equipamentos: UFRJ, agosto de 2005. 35 f. Notas de aula.

CAMPBELL, J. M. Conditioning And Processing. Vol. 2. 8^a Ed. Fevereiro, 2004.

DOMINGUES, JR. Análise Da Eficiência Elétrica De Motogeradores A Gás Natural Na Cogeração. Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética. Julho, 2013.

EPE – Empresa De Pesquisa Energética. Plano Decenal De Energia 2020. Brasília, MME, 2011.

FLUTT, A. F. Curso Básico De Turbinas A Gás. Dezembro, 2008.

HAAG, A. Coleção gás natural: o gás natural no Brasil e no mundo. S.L.: COMPAGAS, 2001.

BRASIL I. N. do. Introdução A Engenharia Química. 2^a d. Interciencia: Rio De Janeiro, 2004.

JAM. Folha de S. Paulo - O Estado de S. Paulo. **Triplica a reserva de gás do Brasil** online, Setembro 2003. Disponível em: <<http://www.brasilnews.com.br/NewsNext.php3?CodNext=999&CodReg=8474>>. Acessado em: 08 fev. 2014.

JESUS, P. **Curso De Utilidades Não Elétricas**. 2012.

LEFEBVRE, A.H. **Gas Turbine Combustion**. Bristol, P.A: Taylor & Francis, 1983.

M. FILHO, D. H. **Introdução Ao Processamento E Tratamento Do Gás Natural**. Manaus, Dezembro 2005.

MARTINS, C. E.; MAIA, J. L. P.; SANTOS, W. G. Do. **Tecnologia Da Indústria Do Gás Natural**. 1 ed. Blucher: Petrobras, 2008.

MANUAL DA CENTRAX. **CX501 KB7**. Gas Turbine Generator Set Operation And Maintenance Manual. 2008.

MATELLI, J. A. **Cogeração: material de apoio à disciplina**. curso de Engenharia Mecânica: UNESP. 126 f. Notas de aula. 2011.

MENESES, E. do L. **O Uso De Turbinas A Gás Para Geração De Energia Elétrica Em Plataformas**. Trabalho de Conclusão de Curso, TCC, apresentado ao curso de Graduação em Tecnologia em Construção Naval, UEZO. Tecnólogo em Construção Naval. Rio de Janeiro, 2011.

MOREIRA, J. R. S. **Aplicação Da Termodinâmica**. Versão 1.1. Primeira Versão 2010. Escola Politécnica Da USP. Departamento De Engenharia Mecânica – SISEA – Lab. De Sistemas Energéticos Alternativos. 1º Semestre/2012.

MORAES JR. D. de.; SILVA, E. L.; MORAES, M. S. de. **Aplicações Industriais Estática E Dinâmica Dos Fluidos**. 2011.

SIMÕES-MOREIRA, J.R.; ANDREOS, R. **Apostila do curso de especialização em energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética**. Apostila – ERG-003 – Cogeração, 22 Fevereiro 2013.

SIMÕES-MOREIRA, J.R.S. **Cogeração, Apostila do curso de especialização em energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética**, ERG-009, 2011.

NEVES, M. V. da S. **Eficiência Energética De Unidades Estacionárias De Produção De Petróleo**. Dissertação De Mestrado Em Ciências Em Engenharia Mecânica. Universidade Federal Do Rio De Janeiro Como Parte Dos Requisitos Necessários. Rio De Janeiro, Maio De 2008.

OLIVEIRA, M. F.de. **Metodologia para Aplicação de Fontes Renováveis de Energia Elétrica em Plataformas Marítimas de Produção de Petróleo e Gás Natural**. Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica. São Paulo, 2013.

OLIVEIRA, A. de. Brazil'S: Strategy And Performance. In: D.G. VICTOR et al. **Oil And Governance:Stat Owned Enterprises And The World Energy Supply**. New York, Cambridge University Press, 2011.

OLIVEIRA, A. Desafio do Pré-Sal. **Rev. USP**, n.95, set/out, 2012.

PETROBRAS. **Guia de eficiência energética na Petrobras**. Rio de Janeiro 26 de novembro de 2007.

RICHTER, H.; HOWARD J.B.; Formation of polycyclic aromatic hydrocarbons and their growth to soot—a review of chemical reaction pathways. **Progress in Energy and Combustion Science**, V. 26, p. 565 – 608, 2000.

TURNS, S.R. **An introduction to combustion: Concepts and applications**, McGraw-Hill, 1996.

PERRY, R. H&GREEN, D. W. **Perry's Chemical Engineers' Handbook**, 8º Ed, Kansas, McGraw-Hill, 2007.

SMITH, J. M.; NESS, H. C. V. **Introdução A Termodinâmica Da Engenharia Química**. 3ª Ed. Traduzido Por Horácio Macedo UFRJ. Guanabara Dois. Rio De Janeiro 1980.

SOUZA, L. A. S. **Noções De Processamento Primário De Petróleo**. Petrobras, 2009.

THOMAS, J. E. **Fundamentos De Engenharia De Petroleo**. 2ª ed. 2004.

ANP – Agência Nacional de Petróleo e gás natura e Biocombustíveis - **Anuário Estático Brasileiro do Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis- 2013**

JUNIOR, S. D. C. **Análise da eficiência elétrica de Motogeradores a Gás Natural na Cogeração-2013**.

Sites:

<http://www.eficienciaenergetica.petrobras.com.br>

<http://www.vicot.com.pt/2-screw-water-chiller-2c.html>

<http://www.centraxgt.com/>

<http://http://www.carbontrust.com>

<http://celulasdecombustivel.planetaclix.pt/comofuncionam.html>

<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/perfil/atividades/exploracao-producao-petroleo-gas/>

<http://wafatech.blogspot.com.br/2009/11/como-funciona-um-sistema-de.html>

http://www.embraco.com/Portals/0/sm_circuito_pt.swf

ANEXO A – Tabela CX501-KB7 Nominal Performance - CENTRAX

CENTRAX

CX501-KB7 Nominal Performance

CONDITIONS:

Fuel	Natural Gas	CLIENT: Brazil CHP
Fuel LHV	47497 kJ/kg	PROJECT: Standard Data
Sea Level Pressure	1013 mbar	
Site Pressure	1013 mbar	
Altitude	0 m	
Turbine Intake Loss	75 mm H2O	
Turbine Ex. Loss	250 mm H2O	
P.T. Speed	14571 rev/min	
Gearbox Loss	Included	Figures are nominal; refer
Alternator Effy	Included	to Centrax for Mechanical
Voltage	6.3 kV	& Thermodynamic design data.

T AMB °C	OUTPUT % MCR	OUTPUT kWe	H.CONS MWth	H.R. kJ/kWh	EFFY. %	EX.FLO kg/s	T.EXH °C
-40	100	6300	19.023	10670	33.1	25.2	426
-35	100	6300	18.993	10653	33.2	24.8	436
-30	100	6300	18.984	10648	33.2	24.5	446
-25	100	6300	18.996	10655	33.2	24.1	457
-20	100	6300	19.026	10673	33.1	23.8	469
-15	100	6300	19.033	10676	33.1	23.4	480
-10	100	6235	18.878	10901	33.0	23.1	487
-5	100	6046	18.433	10975	32.8	22.8	489
0	100	5843	17.963	11067	32.5	22.4	490
5	100	5623	17.478	11190	32.2	22.0	493
10	100	5392	16.984	11339	31.7	21.6	496
15	100	5166	16.503	11500	31.3	21.1	500
20	100	4941	16.036	11685	30.8	20.6	506
25	100	4707	15.564	11903	30.2	20.1	512
30	100	4464	15.071	12154	29.6	19.5	518
35	100	4210	14.554	12444	28.9	19.0	524
40	100	3949	14.016	12779	28.2	18.4	530

ANEXO B – Tabela CX501-KB7 Nominal Exhaust Data - CENTRAX

CENTRAX

CX501-KB7 Nominal Exhaust Data

CONDITIONS:

Fuel	Natural Gas	CLIENT: Brazil CHP PROJECT: Standard Data	
Fuel LHV	47497 kJ/kg		
Sea Level Pressure	1013 mbar		
Site Pressure	1013 mbar		
Altitude	0 m		
Turbine Intake Loss	75 mm H2O		
Turbine Ex. Loss	250 mm H2O		
P.T. Speed	14571 rev/min		
Gearbox Loss	Included	Figures are nominal; refer to Centrax for Mechanical & Thermodynamic design data.	
Alternator Effic	Included		
Voltage	6.3 kV		

T.AMB °C	OUTPUT % MCR	EX.FLO kg/s	T.EXH °C	CO ₂	H ₂ O	% Vol O ₂	N ₂	Ar
-40	100	25.2	426	2.77	5.32	14.99	76.00	0.91
-35	100	24.8	436	2.81	5.39	14.92	75.98	0.91
-30	100	24.5	446	2.84	5.46	14.83	75.95	0.91
-25	100	24.1	457	2.89	5.55	14.74	75.92	0.91
-20	100	23.8	469	2.93	5.63	14.64	75.88	0.91
-15	100	23.4	480	2.97	5.71	14.55	75.85	0.91
-10	100	23.1	487	2.99	5.75	14.52	75.84	0.91
-5	100	22.8	489	2.96	5.69	14.58	75.86	0.91
0	100	22.4	490	2.93	5.64	14.64	75.88	0.91
5	100	22.0	493	2.91	5.58	14.70	75.90	0.91
10	100	21.6	496	2.88	5.54	14.75	75.92	0.91
15	100	21.1	500	2.86	5.50	14.79	75.93	0.91
20	100	20.6	506	2.85	5.48	14.82	75.94	0.91
25	100	20.1	512	2.84	5.46	14.84	75.95	0.91
30	100	19.5	518	2.83	5.43	14.87	75.96	0.91
35	100	19.0	524	2.81	5.40	14.91	75.97	0.91
40	100	18.4	530	2.79	5.35	14.96	75.99	0.91