

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**ESTUDO DE PLANTA DE COGERAÇÃO COM CALDEIRA DE
RECUPERAÇÃO BI-COMBUSTÍVEL COM QUEIMA DE
GÁS NATURAL E ÓLEO ULTRA VISCOSO**

Trabalho de formatura apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo para
Obtenção do título de Graduação em Engenharia

Felipe de Menezes Tedesco

São Paulo
2009

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**ESTUDO DE PLANTA DE COGERAÇÃO COM CALDEIRA DE
RECUPERAÇÃO BI-COMBUSTÍVEL COM QUEIMA DE
GÁS NATURAL E ÓLEO ULTRA VISCOSO**

Trabalho de formatura apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo para
Obtenção do título de Graduação em Engenharia

Felipe de Menezes Tedesco

Orientador: Silvio de Oliveira Junior

São Paulo
2009

FICHA CATALOGRÁFICA

Tedesco, Felipe de Menezes

Estudo de planta de cogeração com caldeira de recuperação bi-combustível com queima de gás natural e óleo ultra visco / F.M. Tedesco. – São Paulo, 2009.

101 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica.

1. Cogeração de energia elétrica 2. Óleo e gás 3. Caldeira a vapor I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Mecânica II. t.

AGRADECIMENTOS

Agradeço imensamente minha família, principalmente na figura de meus pais, Claudio e Eunice, pelo apoio, dedicação e ensinamentos, sem os quais não seria o homem que sou.

Agradeço a minha irmã Nathália que sempre foi uma grande companheira.

Agradeço a todos os amigos da Escola Politécnica que por esses cinco anos fizeram parte de minha caminhada, seja pela convivência, seja pela contribuição que fizeram em minha vida. Agradeço em especial os integrantes da Equipe Poli de Baja SAE, uma fase que realmente representa mudança em minha formação como engenheiro, pelos projetos desenvolvidos, pelo espírito de união, dedicação e esforço para alcançar metas audaciosas.

Agradeço a todos da empresa EnergyWorks que de alguma forma me auxiliaram na composição deste estudo.

Agradeço ao professor doutor Silvio de Oliveira pela orientação e ensinamentos neste trabalho.

“Do not go where the path may lead,
go instead where there is no path
and leave a trail.”

Ralph Waldo Emerson

RESUMO

Este trabalho visa à compreensão do uso da Cogeração na indústria, bem como o estudo da aplicação de caldeira de recuperação bicomustível no ciclo, para obtenção de flexibilidade de insumo energético, criando uma possível economia financeira de utilização, perante a um maior gasto inicial com equipamentos de apoio e controle de emissões atmosféricas.

O combustível base a ser utilizado na Planta será o Gás Natural, devido a atual vasta utilização e pela conveniência de ser um insumo não armazenado não necessitando, portanto, reposição periódica, sendo entregue através de gasodutos. O combustível flexível usado será o óleo ultra viscoso(4A) pela questão de baixo custo.

O interesse na utilização de dois insumos energéticos é criada em detrimento de grandes variações no preço e oferta do Gás Natural atualmente no Brasil, impedindo assim, previsões de longo prazo e até em alguns casos críticos, a viabilidade de implantação da Planta de Cogeração.

ABSTRACT

This academic research aims to understand the Cogeneration system applied in the industry and also to study the application of a dual fuel heat recovery steam generator in the cycle, to obtain flexibility in terms of fuel, creating an financial economy on the operation costs, confronting to a initial greater expense with support equipment and equipment of atmospheric emissions control.

The standard fuel to be used in the Plant will be Natural Gas, due to current widespread use and the convenience of not be a stored fuel, providing no need of periodic replacement, because it is delivered through pipelines. The flexible fuel will be ultra viscous oil (4A) being cheaper than the gas.

The interest in the use of two energy inputs is created because of large variations of the price and the supply of Natural Gas currently in Brazil, preventing long-term forecasts and even in some critical cases, the feasibility of deployment of the Cogeneration system.

SUMÁRIO

FICHA CATALOGRÁFICA	3
1 LISTA DE FIGURAS.....	1
2 LISTA DE TABELAS	3
3 LISTA DE GRÁFICOS	5
4 INTRODUÇÃO	6
5 DEFINIÇÃO DE COGERAÇÃO.....	7
6 UM POUCO DE HISTÓRIA	8
7 TECNOLOGIA.....	10
8 ASPECTOS BÁSICOS DOS SISTEMAS DE COGERAÇÃO.....	12
9 ESTUDO DE CICLOS TÉRMICOS DE INTERESSE	17
9.1 Ciclo Rankine	17
9.2 Ciclo Brayton	19
10 MERCADO.....	22
11 APLICAÇÕES DA COGERAÇÃO	28
12 ANÁLISE CRÍTICA.....	29
12.1 Vantagens da Cogeração:	29
12.2 Desvantagens da Cogeração:.....	29

13	COMBUSTÍVEIS	30
13.1	Gás Natural.....	30
13.1.1	Incentivos Governamentais.....	31
13.2	Óleos Combustíveis.....	32
13.3	Projeção da Produção	36
14	EQUIPAMENTOS.....	38
14.1	CALDEIRAS.....	38
14.1.1	Classificação	38
14.1.1.1	Caldeiras flamotubulares	38
14.1.1.2	Caldeiras aquotubulares.....	40
14.1.1.2.1	Componentes principais.....	40
14.2	CONTROLE DE POLUIÇÃO	44
14.3	DESAERADOR	46
15	CONTROLE E REDUÇÃO DE EMISSÃO DE POLUENTES	47
15.1	Importância, composição e equilíbrio dos gases na Atmosfera	47
15.2	Formação de poluentes	47
15.3	Combustão e produtos da reação.....	48
15.3.1	Eficiência da combustão	51
16	PROPOSIÇÃO.....	53

17	ESTUDO DE VIABILIDADE.....	55
18	Metodologia	57
19	Configurações	60
20	CÁLCULOS.....	63
20.1	Operação.....	63
20.2	Manutenção	69
20.3	Instalação.....	70
20.4	Cogeração Qualificada	70
20.5	Estudo de Viabilidade	73
21	SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DA PLANTA ESCOLHIDA	79
22	ANÁLISES E RESULTADOS.....	80
23	ANEXOS	82
23.1	Fatores de conversão	82
23.2	Gás Natural.....	83
23.3	Óleo Ultra-Viscoso - 4A.....	84
23.4	Compra de Energia.....	85
23.5	Venda de Excedentes para Rede.....	85
23.6	Simulação usando o EES.....	85
23.7	RESOLUÇÃO NORMATIVA No 235, DE 14 DE NOVEMBRO DE 2006	

23.8	INSTRUÇÃO NORMATIVA IBAMA Nº 7, DE 13 DE ABRIL DE 2009	91
23.9	RESOLUÇÃO Nº 382, DE 26 DE DEZEMBRO DE 2006	98
24	BIBLIOGRAFIA	99

1 LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Balanço energético de um Sistema Convenciona (Cogen)	11
Figura 2 - Balanço energético de um sistema de Cogeração (Cogen)	11
Figura 3 - Esquema básico de atendimento de demandas de energia (Balestieri 2002)	12
Figura 4 - Ciclo Rankine com superaquecimento e unidade motora	17
Figura 5 - Ciclo Brayton fechado	19
Figura 6 - Diagramas p v e T-s do ciclo Brayton.....	20
Figura 7 - Efeito das ineficiências sobre o comportamento das turbinas a gás.....	21
Figura 8 - Matriz Elétrica Brasileira em 2005 (Ministério de Minas e Energia)	25
Figura 9 - Tarifa no setor Industrial da região Sudeste (ANEEL)	27
Figura 10 - Mapa das distribuidoras locais de gás natural (março 2009)	31
Figura 11 - Refinarias Petrobras (2008).....	32
Figura 12 - Projeção da produção (plano de negócios 2009-2013, Petrobras)	37
Figura 13 - Caldeira flamotubular de traseira molhada, com dois passes, para óleo e gás	39
Figura 14 - Caldeira flamotubular de três passes	39
Figura 15 - Caldeira Aqua-tubular típica	43
Figura 16 - Caldeira Aqua-tubular	43
Figura 17 - Precipitador eletrostático	44

Figura 18 - Configuração com Turbina Taurus 60.....	60
Figura 19 - Configuração com Turbina Taurus 70.....	61
Figura 20 - Configuração com Turbina Mars 100	62
Figura 21 - Configuração com Caldeira Simples.....	62
Figura 22 - Perdas de Energia para Armazenamento do Óleo (Apostila UFMG)	66

2 LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Temperatura de injeção de óleos industriais mais comuns (Petrobras)	35
Tabela 2 - Temperatura mínima de armazenagem operacional para viscosidade para óleos ultraviscosos (Petrobras).....	35
Tabela 3 - Poderes caloríficos típicos de alguns óleos combustíveis (Petrobras).....	36
Tabela 4 - Cálculo com dados da Turbina	63
Tabela 5 - Cálculo da Caldeira de Recuperação	65
Tabela 6 - Dados para Armazenamento do óleo	66
Tabela 7 - Aquecimento do Óleo	67
Tabela 8 - Transporte do Óleo Combustível.....	67
Tabela 9 - Gastos com Água	67
Tabela 10 - Gastos com Combustíveis.....	68
Tabela 11 - Cálculo da Energia Elétrica	68
Tabela 12 - Custos de Operação.....	69
Tabela 13 - Custos de Manutenção	69
Tabela 14 - Custos de Implantação	70
Tabela 15 - Parâmetros para Cogeração Qualificada.....	71
Tabela 16 - Resultado Final	73
Tabela 17 - Comparação do resultado obtido com simulado.....	79
Tabela 18 - Parâmetros para cálculo da Energia Elétrica da CPFL (ANNEL).....	85

Tabela 19 – Preço de venda de energia elétrica para rede (CCEE) 85

3 LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Unidades de Cogeração em Operação (Cogen/SP)	22
Gráfico 2 - Potência Instalada em Operação para Cogeração (Cogen/SP)	22
Gráfico 3 - Empreendimentos que utilizam cogeração, por segmento de atividade (Cogen/SP)	23
Gráfico 4 - Unidades de Cogeração, por tipo de combustível utilizado (Cogen/SP). 24	
Gráfico 5 - Consumo de energia elétrica no Brasil (MME - Balanço Energetico Nacional)	25
Gráfico 6 - EPE (Plano Decenal de Expansão) [Não inclui auto-produção consumida pelos próprios auto-produtores]	26
Gráfico 7 - Gráfico de Produção Nacional de Derivados	33

4 INTRODUÇÃO

Devido o uso do potencial hídrico natural quase que em sua totalidade, e também a fortes impactos ambientais para implementação de grandes reservatórios de água, que esbarram na dificuldade de aprovação junto a órgãos controladores ambientais impossibilitando o empreendimento, a produção brasileira de energia alternativa às das grandes hidrelétricas se torna fundamental. Portanto tornasse a produção de energia pela queima de insumos um grande mercado e de impacto estratégico para o contínuo desenvolvimento do Brasil. Visando um maior rendimento e menor perda de insumos na geração elétrica, tem-se a Cogeração como uma solução inteligente e que além de estar crescendo, ainda conta com grande potencial para se expandir mesmo que com sua aplicação restrita.

Portanto este trabalho visa à compreensão do uso da Cogeração na indústria bem como estudo da aplicação de caldeira de recuperação bicomustível no ciclo, para obtenção de flexibilidade de insumo energético criando uma possível economia financeira de utilização, perante um maior gasto inicial com equipamentos de apoio e controle de emissões atmosféricas de poluentes.

O combustível base a ser utilizado na Planta será o Gás Natural por questões de ser um combustível vastamente utilizado em turbinas a gás e caldeiras, por proporcionar bom rendimento, por possuir baixos teores de gases nocivos quando de sua oxidação e por grande conveniência de ser um insumo não armazenado não necessitando portanto reposição periódica já que é entregue através de gasodutos que se espalham por diversas áreas industriais. O insumo que será estudado quanto à aplicação flexível será o óleo ultra viscoso pela questão de baixo custo e grande oferta no mercado.

O interesse na utilização de dois insumos energéticos é criada em detrimento de grandes variações no preço do Gás Natural atualmente no Brasil, impedindo assim, previsões de longo prazo e até em alguns casos críticos, a viabilidade de implantação da Central de Cogeração.

5 DEFINIÇÃO DE COGERAÇÃO

Segundo a COGEN (Associação da Indústria de Cogeração de Energia), Cogeração significa produção simultânea e de forma seqüenciada de duas ou mais formas de energia a partir de um insumo energético.

O processo mais comum é a produção de eletricidade e energia térmica (calor ou frio) a partir do uso de gás natural, de biomassa, de óleos combustíveis, de diesel entre outros, para uso em indústrias que necessitem essas duas fontes de energia como parte do seu processo ou cadeia produtiva, podendo também dependendo da conveniência ocorrer à venda de excedente de energia elétrica para Rede Integrada.

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), órgão regulamentador do Sistema Elétrico brasileiro, estabelece os requisitos necessários à qualificação de Centrais Cogedoras de Energia no território nacional na RESOLUÇÃO NORMATIVA No 235, DE 14 DE NOVEMBRO DE 2006 que está disposta nos Anexos.

6 UM POUCO DE HISTÓRIA

Os primeiros sistemas de Cogeração instalados ao redor do mundo datam da primeira década do século XX. Nessa época, era muito rara a produção centralizada de energia elétrica. Ainda não existiam as grandes centrais geradoras pela inexistência de uma tecnologia eficiente e dificuldades na transmissão. Então era comum o próprio consumidor de energia elétrica instalar sua própria central de geração de energia e esta situação perdurou até a década de 40.

Com o avanço da tecnologia surgiram novos conceitos de geração e de interligação de sistemas elétricos, otimizados de forma centralizada que, com o apoio das grandes centrais (hidrelétricas e termelétricas – nucleares, carvão, gás natural e óleo combustível), conseguiam fornecer energia abundante e de baixo custo. Os sistemas de Cogeração foram então, gradualmente, perdendo participação no mercado.

No entanto, nas últimas décadas os setores energéticos passaram a conviver com “crises sistêmicas”, relacionadas com as dificuldades dos governos criarem condições políticas e econômicas para manter a estabilidade regulatória necessária para atrair fluxos regulares de recursos para investimentos e assegurar mecanismos que facilitem as exigências dos longos processos de licenciamento ambiental dos projetos, para assegurar o abastecimento de energia elétrica, em quantidade e qualidade compatível com o ritmo de crescimento econômico.

Por outro lado com o aumento sustentado da demanda de energia elétrica, complementado com as exigências crescentes do mercado por melhoria da qualidade do fornecimento para corresponder com o avanço da “robotização da economia”, principalmente, a massificação do uso de computadores e da internet, os grandes sistemas centralizados de geração de energia passaram a ser exigidos em novas condições de operação e começaram a dar “sinais de vulnerabilidade”.

Essa tendência vem fortalecendo opiniões e promovendo decisões em favor da criação de oportunidade para o avanço dos “sistemas de geração distribuída”, através do qual os clientes finais (indústria, comércio e serviços), utilizando fontes de

energia primárias disponíveis (biomassa, gás natural, óleos combustíveis e outros), produzem, consomem e administram as suas necessidades de energia elétrica e térmica, com fatores de eficiência energética e de custos posicionados conforme a visão estratégica dos seus empreendedores podendo assim controlar a qualidade do que está sendo produzido bem como controlar a disponibilidade segundo sua própria necessidade.

7 TECNOLOGIA

As oportunidades criadas nas últimas décadas, com o crescente mercado de equipamentos e de tecnologias adequadas para a geração distribuída, atraíram muitos investimentos em pesquisa e surgiram muitos fabricantes que atualmente oferecem tecnologias competitivas para a implantação dos sistemas de Cogeração. Os principais equipamentos que compõem esses sistemas são aqueles que utilizando um combustível (biomassa, gás natural, óleos combustíveis e outros) produzem energia mecânica, para mover um gerador que produz eletricidade e, complementarmente, outros equipamentos produzem energia térmica, que pode ser usada para geração de água gelada ou aquecimento de sistemas. Entre outros equipamentos presentes nas Plantas de Cogeração podemos relacionar os seguintes:

- motores a combustão (ciclo Otto ou Diesel);
- caldeiras que produzem vapor para as turbinas a vapor;
- turbinas a gás Natural;
- caldeiras de recuperação e trocadores de calor;
- geradores elétricos, transformadores e equipamentos elétricos associados;
- sistemas de chillers de absorção, que utilizam calor (vapor ou água quente) para produção de frio (ar condicionado);
- sistemas de ciclo combinado (turbinas a vapor e gás Natural) numa mesma central;
- equipamentos e sistemas de controle de geração e de uso final de energia.

Os sistemas de Cogeração por caracterizarem uma geração distribuída apresentam como principal vantagem, a economia de investimentos em transmissão e uma elevada eficiência energética, quando comparada aos sistemas tradicionais de geração de eletricidade através de Termelétricas convencional. Esse fato pode ser visualizado nas figuras a seguir.

Fazendo uma análise simplória e superficial, para uma mesma quantidade de insumo queimado, a Termelétrica apresenta 65% de perdas enquanto a Cogeração pode apresentar apenas 15% por aproveitar os gases quentes para produção de vapor que será usado no processo interno da indústria. É evidente que existem possibilidades de se aumentar a eficiência de uma Termelétrica mudando e

adicionando alguns processos ao sistema, mas não chegam a ultrapassar a eficiência do sistema de Cogeração.

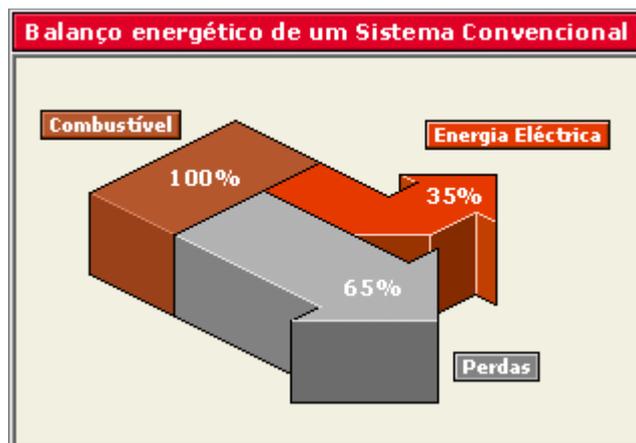


Figura 1 - Balanço energético de um Sistema Convenciona (Cogen)

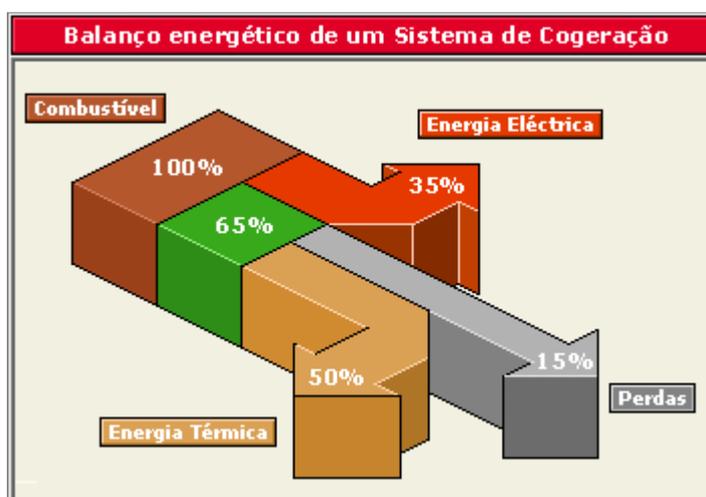


Figura 2 - Balanço energético de um sistema de Cogeração (Cogen)

8 ASPECTOS BÁSICOS DOS SISTEMAS DE COGERAÇÃO

Uma Central de Cogeração apresenta máquinas térmicas semelhantes às utilizadas, por exemplo, em uma Central de Utilidades que gera vapor e energia elétrica de forma independente. A grande distinção entre essas duas formas de geração consiste, basicamente, na caracterização do uso da energia utilizada para atendimento das demandas apresentadas pela empresa ou população. O esquema básico do atendimento das demandas por meio de Central de Cogeração deve apresentar conexão com sistemas independentes de geração eletromecânica, com a concessionária de energia elétrica local e com Caldeiras auxiliares, de modo que aumente a confiabilidade de geração térmica e elétrica nos impedimentos da unidade; essas últimas devem estar presentes para suprir a demanda de energia nas condições de saída forçada das Centrais de Cogeração bem como nas situações em que a estratégia de operação desta última dispõe pelo seu desligamento. A Figura 3 ilustra o esquema básico a ser adotado no planejamento de Centrais de Cogeração.

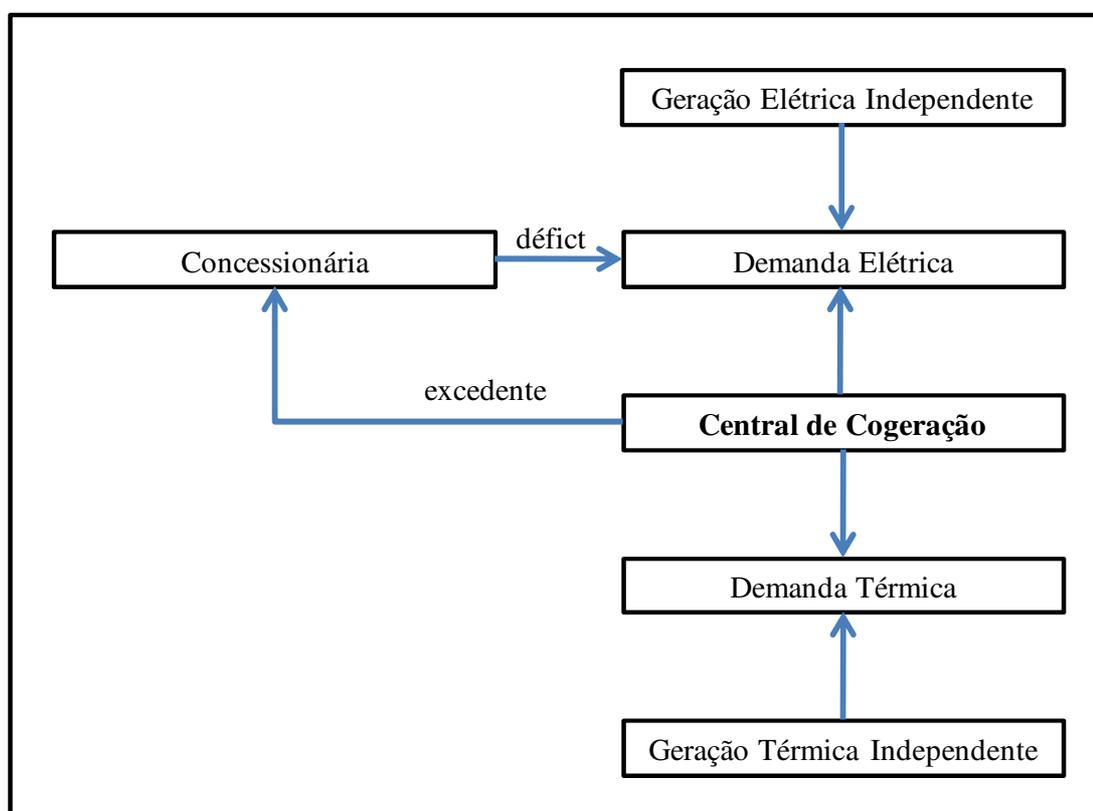


Figura 3 - Esquema básico de atendimento de demandas de energia (Baletieri 2002)

Um projeto de Central de Cogeração além de ser capaz de atender às necessidades de demanda do processo associado, deve ser também economicamente viável. Em função dos elevados custos de investimento que sua implantação representa, implica na necessidade de que o projeto proposto seja adequado em termos conceituais e com limites de custo aceitáveis. Com respeito aos aspectos técnicos, o projeto deve considerar níveis mínimos de eficiência das máquinas, de emissões de poluentes e de confiabilidade, para garantir o adequado funcionamento da unidade de geração. Um projeto de Central de Cogeração adequado em termos conceituais é aquele que não só atende as demandas operacionais prescritas pelo processo, mas também consegue garantir o 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, pagamento de multas contratuais e aumento nos custos dos combustíveis utilizados (mesmo que a central queime resíduos ou subprodutos do processo).

Os principais ciclos termodinâmicos utilizados para configurações de Centrais de Cogeração são:

- Ciclo Rankine ou a vapor
- Ciclo Brayton ou a gás
- Ciclo combinado
- Ciclo Diesel

Em termos de projeto, faz-se necessário definir também, uma vez estabelecido o ciclo, a disposição dos componentes da Central. Quando projetados para atender primeiramente à demanda térmica, sendo os rejeitos dela usados para suprir a demanda eletromecânica, diz-se que o ciclo opera em regime inferior ou bottoming; se por outro lado, o atendimento à demanda eletromecânica se faz primeiramente em relação à demanda térmica, diz-se que o ciclo opera em regime

superior ou topping; Num esquema de instalação do tipo bottoming vapor é gerado e consumido em processos industriais diversos e é utilizado também para a produção de energia elétrica através de uma turbina a vapor. Além disso, a ordem de grandeza da porcentagem de calor gerado nesta instalação (65% numa instalação com caldeira e 50% numa planta com turbina a gás) é bem maior do que a porcentagem de energia elétrica gerada (15% numa caldeira e 28% numa instalação com turbina a gás). É evidente que estes valores servem apenas para ilustrar como funciona a geração de energia e calor numa central deste tipo. Já numa instalação do tipo topping o vapor gerado na caldeira tem como primeira utilidade a geração de energia através de uma turbina a vapor e depois é enviado para algum processo que utiliza essa energia contida.

A escolha acertada do ciclo que deverá compor o sistema de Cogeração permitirá que sejam alcançadas as premissas básicas do projeto, quais sejam o atendimento das demandas operacionais da unidade de processo sob condições favoráveis de custo, eficiência e confiabilidade, com vantagens adicionais em relação à geração de excedentes elétricos, que poderão ou não ser negociados para venda em função do preço de mercado para a energia.

Do ponto de vista dos equipamentos, uma serie de parâmetros devem ser considerados quando do planejamento de uma central de Cogeração; são apresentadas a seguir algumas das variáveis admitidas essenciais para a seleção adequada do ciclo:

- Razão potência/calor gerado pelo equipamento;
- Consumo específico de vapor (steam rate) [kg/kWh];
- Consumo específico de combustível [Kg/kWh];
- Consumo específico de calor (heat-rate) [kg/kWh];
- Eficiência termodinâmica global do equipamento;
- Variações da eficiência sob cargas parciais;

- Temperatura do fluxo térmico retirado do equipamento [$^{\circ}\text{C}$];
- Limite de rejeição do equipamento;
- Disponibilidade e confiabilidade do equipamento;

Os índices potência/calor globais variam segundo faixas, de acordo com variações tecnológicas e com o ciclo adotado.

A eficiência global de Cogeração é obtida pela razão entre todas as formas de energia efetivamente aproveitadas no ciclo e o calor gerado na queima do combustível. Esse índice se revela útil como ferramenta termodinâmica para comparação entre os ciclos, muito embora seu peso na decisão final seja reduzido, uma vez que não expressa a disponibilidade de combustível; por isso, associado a ele, trabalha-se também com o consumo específico do equipamento para sua avaliação; seu valor se situa entre 70 e 90%, e o denominador expressa todo o conteúdo energético fornecido para produzir as quantidades de energia recuperadas na forma eletromecânica e térmica:

O consumo específico de combustível é fator determinante para uma avaliação da viabilidade do retorno do investimento, em face das possibilidades de geração apresentadas pelo equipamento. É definido como a relação entre a vazão em massa de combustível efetivamente queimada pela potência líquida obtida no ciclo. Conhecida a potência, é possível estimar-se o volume de combustível necessário para a operação por certo período.

O consumo específico de vapor (steam rate) é a quantidade de vapor admitido em uma máquina geradora para efetuar determinada unidade de trabalho.

O consumo específico de calor (heat rate) é a relação expressa pelo calor cedido pelo combustível para se conseguir uma unidade de trabalho no gerador.

Do ponto de vista do processo, algumas características devem ser avaliadas para uma adequada seleção do ciclo que deverá ser associada à unidade de processo; é apresentada a seguir a relação das informações necessárias nesta fase:

Unidade de processo:

- quantidade de calor requerida;
- fluxos de massa para calor de processo requerido e os respectivos níveis de temperatura e pressão;
- curvas de carga da potência eletromecânica, com variações diárias e sazonais;
- curvas de carga da potência térmica, com variações diárias e sazonais;
- picos de potência e calor alcançáveis no processo;

Componentes do processo (visando suavizar as curvas de carga):

- existência de equipamentos de resfriamento (chillers);
- existência de equipamentos geradores de água quente;
- existência de bombas de calor.

Combustíveis (considerações operacionais e localização da central)

- disponibilidade e limitações de combustíveis, inclusive resíduos;
- capacidade de armazenagem de combustíveis;
- capacidade de uso de combustíveis duais em equipamentos;
- impactos ambientais decorrentes do seu uso (quantidade de NO_x, SO_x, CO₂ particulados).

9 ESTUDO DE CICLOS TÉRMICOS DE INTERESSE

9.1 Ciclo Rankine

Considere um ciclo baseado em quatro processos que ocorrem em regime permanente. Admita que o estado 1 seja líquido saturado e que o estado 3 seja vapor saturado ou superaquecido. Este ciclo recebe a denominação ciclo Rankine e é o ideal para uma unidade motora simples a vapor. Os processos que compõem o ciclo são:

- 1-2: Processo de bombeamento adiabático reversível, na bomba.
- 2-3: Transferência de calor a pressão constante, na caldeira.
- 3-4: Expansão adiabática reversível, na turbina (ou em outra máquina tal como a máquina a vapor).
- 4-1: Transferência de calor a pressão constante, no condensador.
- O ciclo de Rankine, como já foi exposto, também pode apresentar superaquecimento do vapor, como o ciclo 1-2-3'-4'-1.

Se as variações de energia cinética e potencial forem desprezadas, as transferências de calor e o trabalho líquido podem ser representados pelas diversas áreas do diagrama T-s. O calor transferido ao fluido de trabalho é representado pela área $a-2-2'-3-b-a$ e o calor transferido do fluido de trabalho pela área $a-1-4-b-a$. Utilizando a primeira lei da termodinâmica, podemos concluir que a área que representa o trabalho é igual à diferença entre essas duas, isto é, a área $1-2-2'-3-4-1$.

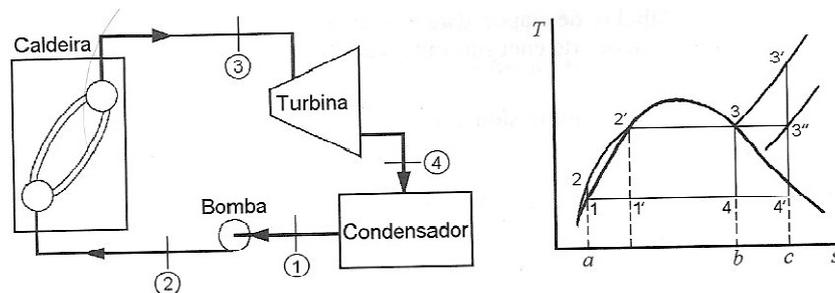


Figura 4 - Ciclo Rankine com superaquecimento e unidade motora

O rendimento térmico é definido pela seguinte relação:

$$\eta_{térmico} = \frac{\bar{w}_{liq}}{q_H} = \frac{\text{área } 1-2-2'-3-4-1}{\text{área } a-2-3'-3-b-a} \quad (1)$$

Na análise do ciclo Rankine é útil considerar que o rendimento depende da temperatura média na qual o calor é fornecido e da temperatura média na qual o calor é rejeitado.

As equações necessárias para o cálculo de um ciclo Rankine são fruto de um balanço de energia através da primeira lei da Termodinâmica e são explicitadas a seguir.

$$W_b = \dot{m}(h_1 - h_2) = \dot{m}v(p_1 - p_2) \quad (2)$$

$$Q_H = \dot{m}(h_3 - h_2) \quad (3)$$

$$W_t = \dot{m}(h_3 - h_4) \quad (4)$$

$$Q_L = \dot{m}(h_4 - h_1) \quad (5)$$

Onde os valores calculados nas equações são o trabalho fornecido pela bomba, o calor fornecido pelo gerador de vapor, o trabalho produzido pela turbina a vapor e o calor retirado pelo condensador. A partir dos valores calculados acima podemos determinar o rendimento térmico do ciclo.

$$\eta_{térmico} = \frac{W_{liq}}{Q_H} = \frac{Q_H - |Q_L|}{Q_H} = \frac{W_t - |W_b|}{Q_H} \quad (6)$$

$$\eta_{térmico} = \frac{(h_3 - h_2) - (h_4 - h_1)}{(h_3 - h_2)} \quad (7)$$

O rendimento de um ciclo Rankine pode ser aumentado pela redução da pressão na seção de descarga da turbina, pelo aumento da pressão no fornecimento de calor e pelo superaquecimento do vapor e por outro lado diminui com o

abaixamento da pressão no condensador e pelo aumento da pressão no fornecimento de calor.

Alem do ciclo Rankine tradicional mostrado acima, existem várias outras configurações que visam aumentar o rendimento do ciclo, como por exemplo, o reaquecimento e o ciclo regenerativo. O ciclo com reaquecimento foi desenvolvido para tirar vantagem do aumento do rendimento provocado pela utilização de pressões mais altas e evitando que a umidade seja excessiva nos estágios de baixa pressão da turbina.

9.2 Ciclo Brayton

O ciclo-padrão a ar Brayton é o ciclo ideal para a turbina a gás simples. A Figura 5 mostra o esquema de uma turbina a gás simples, de ciclo fechado, que utiliza dois processos de transferência de calor. Os diagramas p-v e T-s estão mostrados na Figura 6.

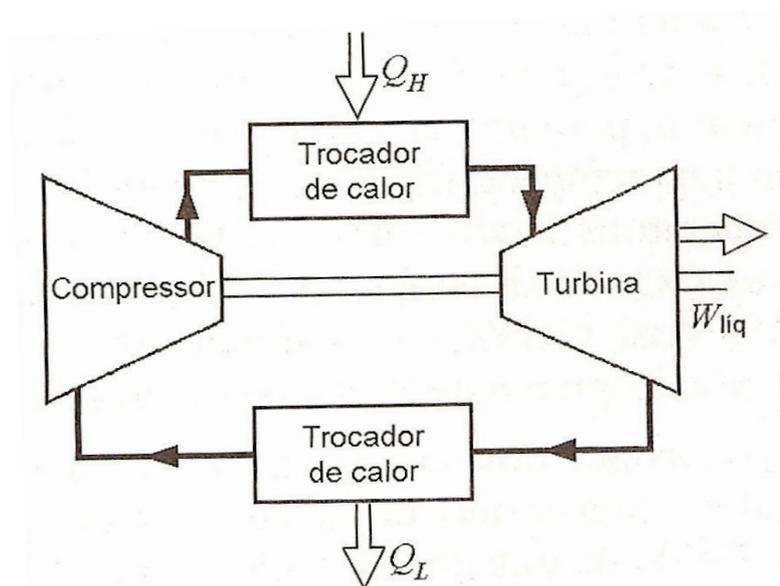


Figura 5 - Ciclo Brayton fechado

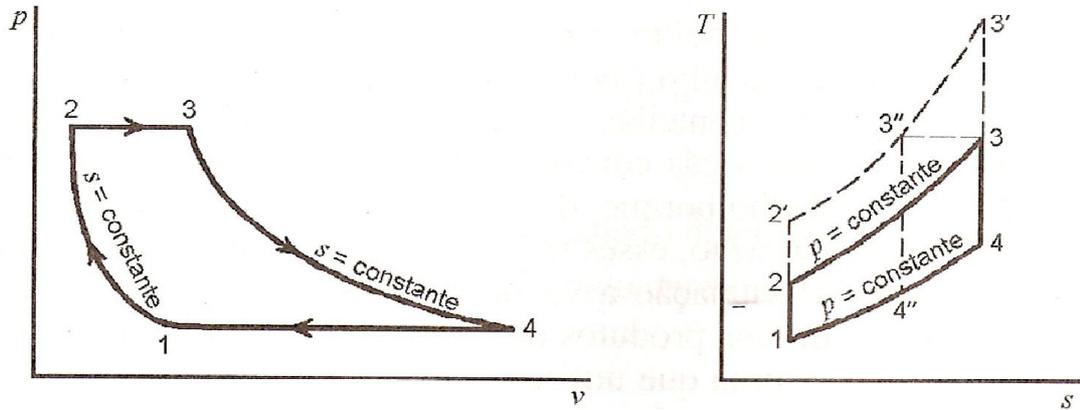


Figura 6 - Diagramas p v e T-s do ciclo Brayton

O rendimento do ciclo-padrão Brayton pode ser determinado do seguinte modo:

$$\eta_{térmico} = 1 - \frac{Q_L}{Q_H} = 1 - \frac{c_p(T_4 - T_1)}{c_p(T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_1(T_4/T_1 - 1)}{T_2(T_3/T_2 - 1)} \quad (8)$$

$$\eta_{térmico} = 1 - \frac{1}{(p_2/p_1)^{(k-1)/k}} \quad (9)$$

Assim, o rendimento do ciclo é função da relação de pressões isentrópicas. O fato de o rendimento aumentar com a relação de pressão torna-se evidente analisando o diagrama T-s da figura 6. Aumentando-se a relação de pressão há um fornecimento de calor maior e calor rejeitado se mantém constante, aumentando assim o rendimento do ciclo. Além disso, o ciclo modificado apresenta uma temperatura T3' maior do que o ciclo original (T3). Numa turbina a gás real, a máxima temperatura do gás que entra na turbina é limitada por considerações metalúrgicas. Além disso existem as irreversibilidades no compressor e na turbina, devido a perda de carga nas passagens do fluido nesses equipamentos.

As eficiências do compressor e da turbina são definidas em relação aos processos isentrópicos. As definições das eficiências para o compressor e turbina utilizando os estados indicados na Figura 7, são os seguintes:

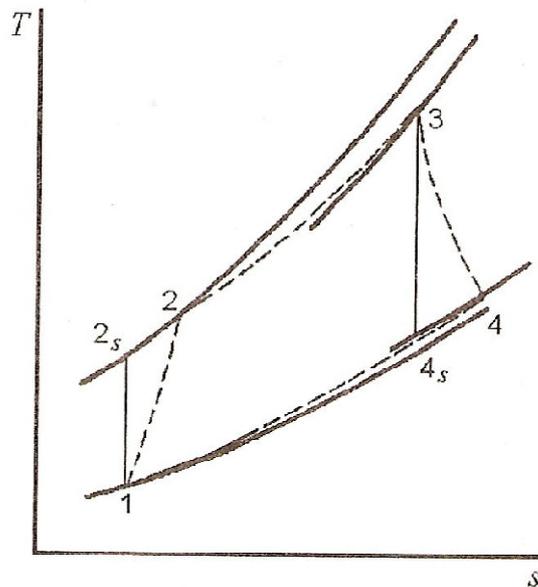


Figura 7 - Efeito das ineficiências sobre o comportamento das turbinas a gás

Uma característica importante do ciclo Brayton é que o compressor utiliza uma grande quantidade de trabalho na sua operação (em comparação ao trabalho gerado na turbina). A potência utilizada no compressor pode representar de 40 a 80% da potência desenvolvida na turbina. Isso é particularmente importante quando se considera o ciclo real, porque o efeito das perdas é de requerer uma quantidade maior de trabalho no compressor e realizar menor quantidade de trabalho na turbina.

Assim, o rendimento global diminui rapidamente com a diminuição das eficiências do compressor e da turbina. De fato, se essas eficiências caírem abaixo de 60%, será necessário que todo o trabalho realizado na turbina seja utilizado no acionamento do compressor e o rendimento global será zero. Isto está em nítido contraste com o ciclo de Rankine, onde é necessário somente 1 ou 2% do trabalho da turbina para acionar a bomba. A razão disto é que, para um processo em regime permanente com variação desprezível de energias cinética e potencial, o trabalho é igual ao produto do volume específico e da variação de pressão. Isso demonstra a vantagem inerente do ciclo que utiliza a condensação do fluido de trabalho, pois o volume específico da fase vapor é muito maior do que o da fase líquida.

10 MERCADO

Pelos números da Associação Paulista de Cogeração de Energia (Cogen/SP), estão em operação mais de 764 projetos no Brasil após o ano de 2000, num total de 6.328,3 MW de energia instalada, o equivalente a cerca de 6% da capacidade instalada do país.

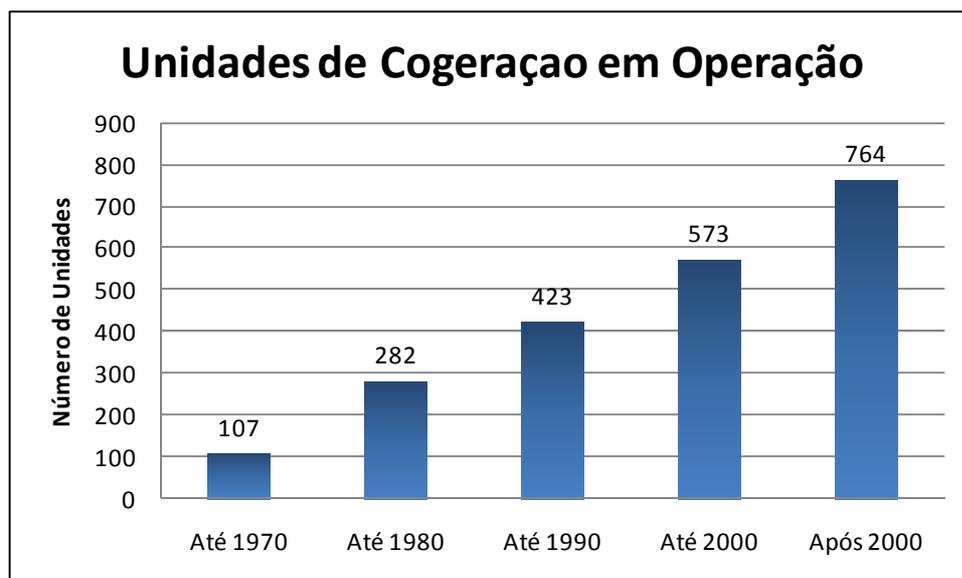


Gráfico 1 - Unidades de Cogeração em Operação (Cogen/SP)

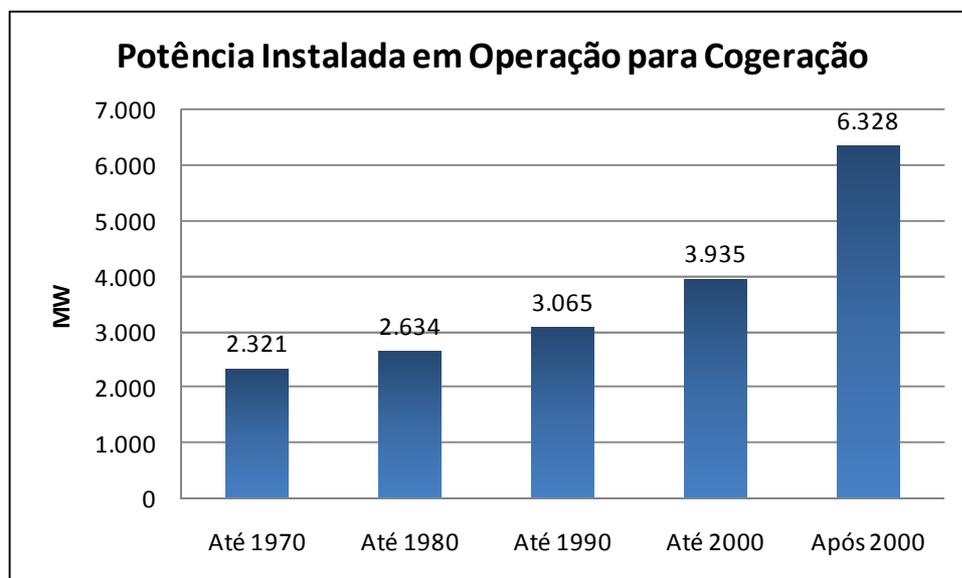


Gráfico 2 - Potência Instalada em Operação para Cogeração (Cogen/SP)

Pode-se observar que nos últimos anos houve um grande crescimento de Centrais de Cogeração que começaram a operar no Brasil. Outro fator interessante é

que analisando os dois gráficos anteriores podemos perceber que os novos empreendimentos são de maior porte, favorecendo projetos cada vez mais eficientes e indicando que está sendo investido mais dinheiro no setor, possivelmente pela necessidade e questão estratégica que o suprimento da demanda de energia representa.

Nos gráficos abaixo nota-se que o setor Sucro-Alcooleiro é o setor com maior número de Centrais de Cogeração integradas ao sistema produtivo e esse fato é consequência ao grande número de plantações de Cana de Açúcar que o Brasil possui. Toda a Cana é beneficiada pelo mercado interno, gerando grande produção de Álcool combustível e Açúcar, que é em grande parte exportado.

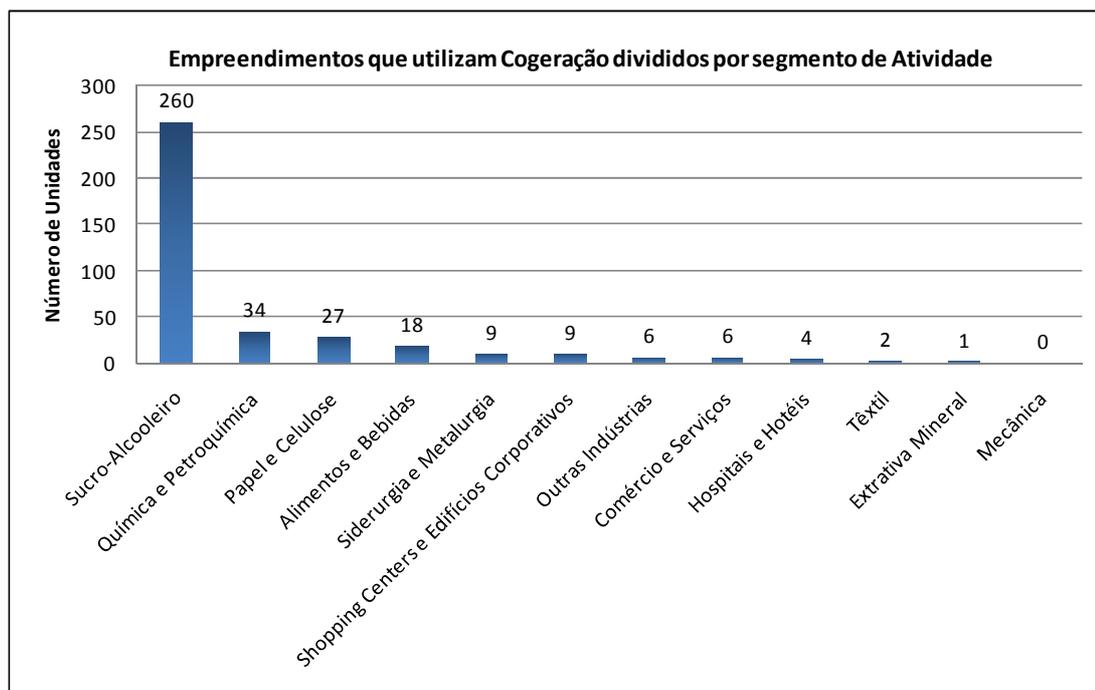


Gráfico 3 - Empreendimentos que utilizam cogeração, por segmento de atividade (Cogen/SP)

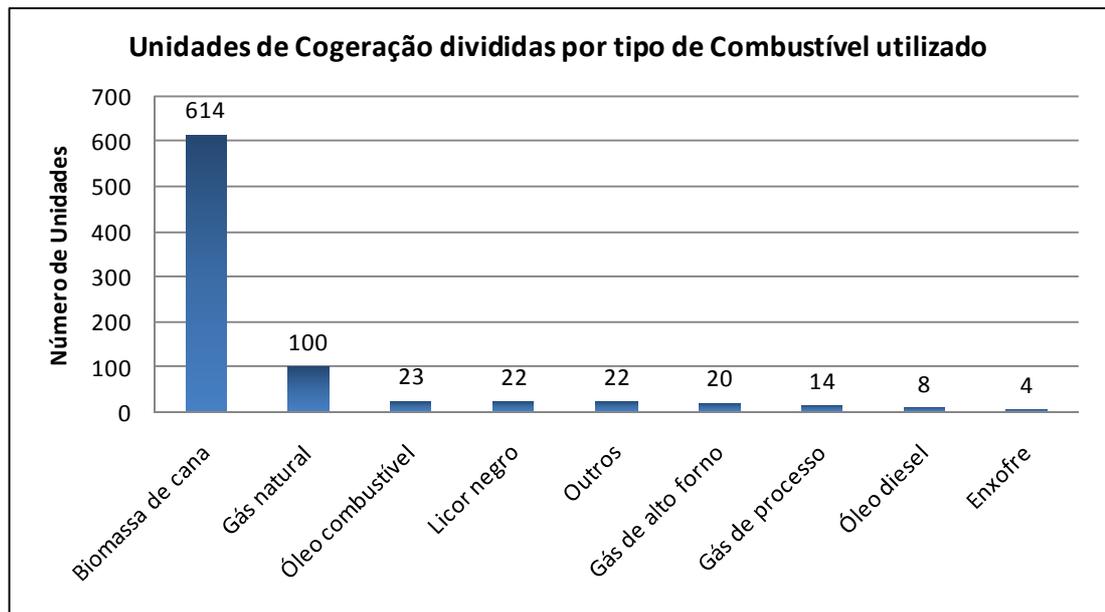


Gráfico 4 - Unidades de Cogeração, por tipo de combustível utilizado (Cogem/SP)

Naturalmente como foi destacado anteriormente, por esse ser um setor extremamente grande, o principal insumo nas Centrais é a Biomassa de Cana que após o beneficiamento da cana in natura, produz muitos rejeitos que são usados na queima das grandes Caldeiras. Logo depois se tem o Gás Natural e Óleos Combustíveis os quais serão alvo de estudo no trabalho proposto.

No gráfico a seguir se pode observar a divisão da Matriz de Energia Elétrica presente no Brasil, comprovando que a geração Hidroelétrica é muito maior que todas as outras, mas por outro lado, já discutido, está explorada quase que em sua totalidade.

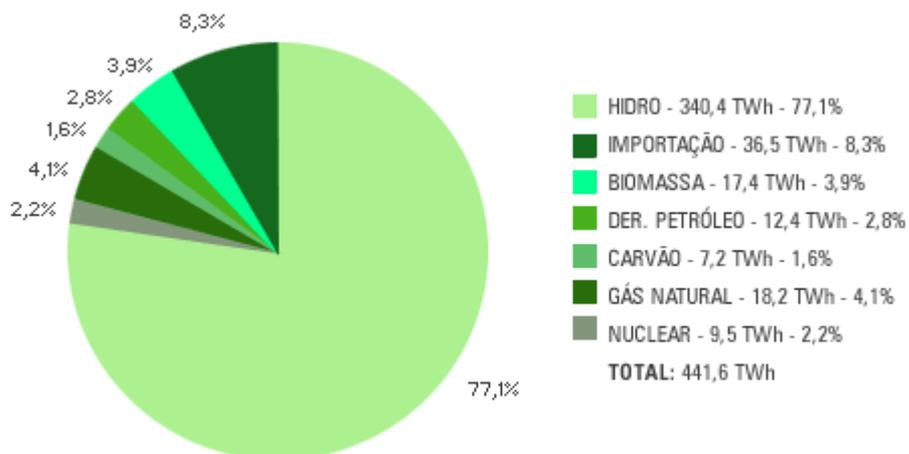


Figura 8 - Matriz Elétrica Brasileira em 2005 (Ministério de Minas e Energia)

Nos gráficos a seguir, tem-se a evolução crescente no consumo de energia no Brasil e também o contínuo crescimento desse mercado, possibilitando e comprovando a necessidade que novas fontes produtoras sejam criadas, beneficiando novamente a geração Cogenerada.

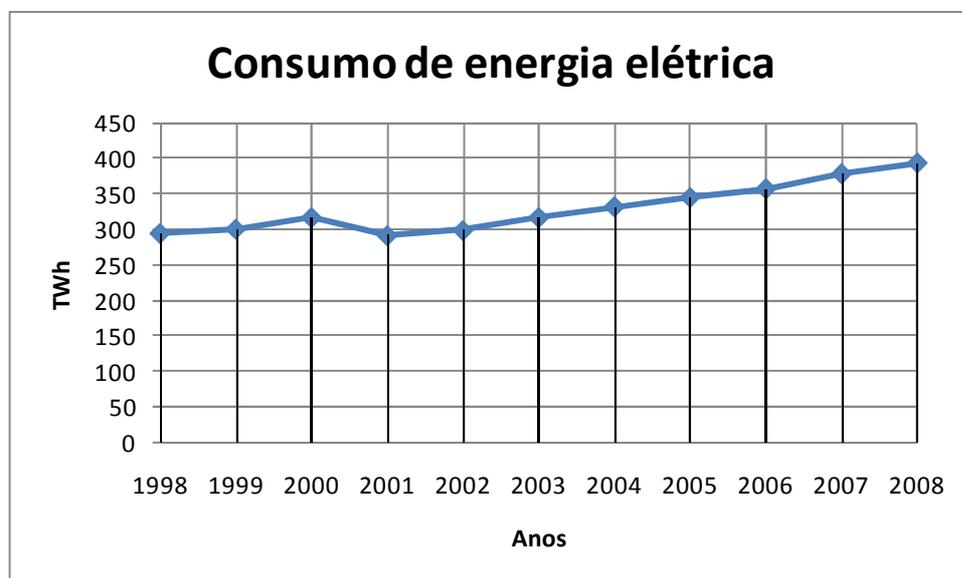


Gráfico 5 - Consumo de energia elétrica no Brasil (MME - Balanço Energetico Nacional)

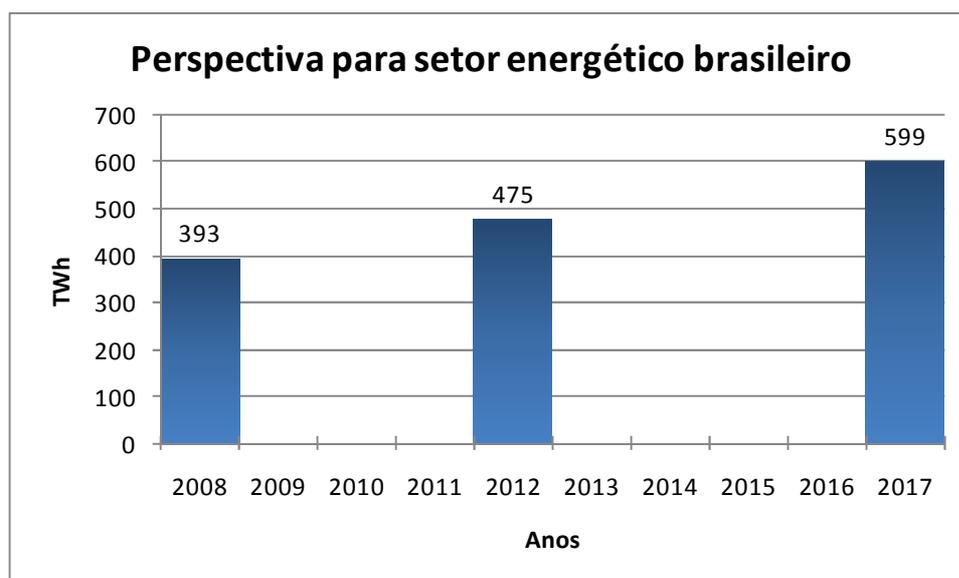


Gráfico 6 - EPE (Plano Decenal de Expansão) [Não inclui auto-produção consumida pelos próprios auto-produtores]

Fato que se pode observar é que em 2001 houve uma queda abrupta no consumo de energia Elétrica. Fato ocorrido não da iniciativa dos consumidores e sim uma necessidade ocorrida devido ao chamado “Apagão”. O consumo de energia naquele ano tendeu ser superior ao produzido e conseqüentemente provocou um comprometimento na sua utilização. Fato ocorrido entre outros pela grande seca que prejudicou o manutenção dos volumes de águas nos reservatórios das Usinas Hidroelétricas causando uma diminuição significativa na produção, o que gerou déficit na oferta, pelo fato dessa matriz ser a base de geração e não termos fontes alternativas suficientes para suprimento em emergências.

Tal situação atentou as autoridades brasileiras que perceberam quão vulnerável à fatores climáticos estávamos sujeitos. Por isso mais Termoelétricas foram construídas e novos projetos Hidroelétricos começaram a ser estudados, sempre esbarrando na dificuldade de autorizações ambientais.

A geração distribuída através da Cogeração é também uma grande saída e muito inteligente já que tem um alto rendimento na produção de energia, aproveitando racionalmente os insumos, conservando assim melhor o meio ambiente.

Consequencia disso é que o governo atualmente incentiva a produção Cogerada fazendo uma diferenciação no preço do Gás Natural Industrial e para Cogeração, visando um aumento na viabilidade de investimentos nesse setor.

Segundo dados da ANEEL, pode-se constatar o aumento gradual no preço da energia elétrica no setor Industrial nos últimos anos. A pesquisa foi feita desde o ano de 2003 até o ano de 2009 (mês de agosto). Fato que reforça a necessidade e abre espaço para o aumento da geração própria por grandes consumidores. No gráfico a seguir está representado a avanço dos preços no setor Industrial da região Sudeste.

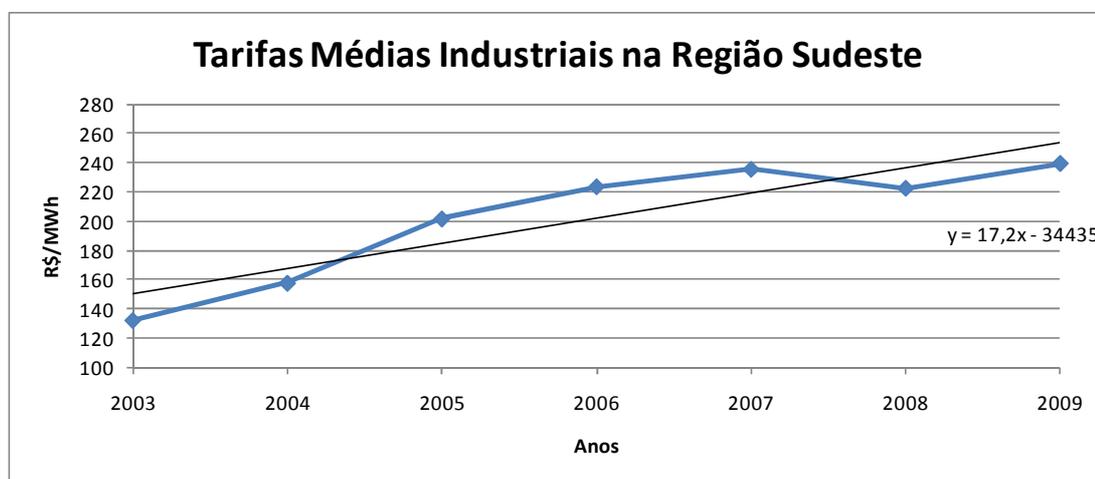


Figura 9 - Tarifa no setor Industrial da região Sudeste (ANEEL)

11 APLICAÇÕES DA COGERAÇÃO

Os processos de Cogeração podem ser aplicados nas suas diferentes formas em inúmeros diferentes setores de atividade. A seguir se apresenta algumas das principais aplicações.

1. Setor Industrial: Calor de Processo e Produção de Vapor

- Indústria Química, Petroquímica e Farmacêutica; Indústria de Beneficiamento de Biomassa; Indústria de Alimentos e Bebidas; Indústria de Papel e Celulose; Indústria Têxtil.

2. Setor Industrial: Aquecimento Direto e Forno a Alta Temperatura

- Indústria de Vidro; Indústria de Cimento; Indústria de Cerâmica; Siderúrgica.

3. Setor Comércio e Serviços: Ar-Condicionado Central e Aquecimento de Água

- Shopping Center; Centros Comerciais; Supermercado; Hotel; Hospital; Lavanderia e Tinturaria; Clubes Desportivos.

12 ANÁLISE CRÍTICA

12.1 Vantagens da Cogeração:

As principais vantagens gerais podem ser avaliadas pelos seguintes fatores:

1. Baixo custo de energia (elétrica e térmica);
2. Grande confiabilidade de fornecimento de energia;
3. Boa qualidade da energia produzida;
4. Pequenos custos de transmissão e de distribuição de eletricidade;
5. Grande eficiência energética;
6. Baixa emissão de poluentes (vantagens ambientais);
7. Cria novas oportunidades de trabalho e de negócios

12.2 Desvantagens da Cogeração:

As principais desvantagens gerais podem ser avaliadas pelos seguintes fatores:

1. Necessidade de planejamento de operação e expansão do sistema elétrico;
2. Necessidade de mão de obra extremamente especializada;
3. Necessidade de espaço físico suficiente para a instalação da Central;
4. Necessidade de isolamento para manutenção do sistema elétrico;
5. Alta variância no preço dos insumos energéticos;
6. Necessidade de estudo e previsão de consumo pela indústria.
7. Alto custo de implementação.

13 COMBUSTÍVEIS

13.1 Gás Natural

O gás natural é um combustível fóssil encontrado em rochas porosas no subsolo. Ele possui aplicações domésticas, industriais e automotivas, em substituição ao óleo diesel, ao álcool e à gasolina e pode estar associado ou não ao petróleo. O acúmulo de energia solar sobre matérias orgânicas do tempo pré-histórico, soterradas em grandes profundidades, forma o gás natural, graças à acomodação da crosta terrestre. Ele é composto por gases inorgânicos e hidrocarbonetos saturados, predominando o metano e, em menores quantidades o propano e o butano.

São inúmeros os ganhos econômicos obtidos pela escolha do gás natural como combustível, mas a principal vantagem é a preservação do meio ambiente. O gás natural é um combustível de baixo índice de poluente. Sua combustão é “limpa”, isenta de fuligem e outros materiais que possam prejudicar o meio ambiente. Geralmente apresenta baixos teores de contaminantes como o nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre. O gás natural permanece no estado gasoso, sob pressão atmosférica e temperatura ambiente. Incolor e inodoro, o gás natural dissipa-se facilmente na atmosfera em caso de vazamento, por ser mais leve que o ar. Para inflamar é preciso que seja submetido a uma temperatura superior a 620°C. Vale lembrar que o álcool se inflama a 200°C e a gasolina a 300°C. Por questões de segurança, o gás natural comercializado é odorizado com enxofre.

Na figura abaixo se pode observar o mapa da distribuição do Gás Natural no território Nacional. Fica evidente que se concentra nas regiões mais industrializadas e que apresenta um consumo maior desse insumo. Presente em quase toda costa leste, interior de São Paulo indo até Mato Grosso do Sul e Brasília; no Amazonas, região do pólo da Zona Franca de Manaus.



Figura 10 - Mapa das distribuidoras locais de gás natural (março 2009)

O preço do Gás Natural era regulado por lei, mas a partir de 01/01/2002 os preços foram liberados sendo atualmente definidos pelo mercado.

13.1.1 Incentivos Governamentais

Atualmente conseqüência da necessidade de criação de outras fontes de geração elétrica, o governo incentiva a produção Cogenerada fazendo uma diferenciação no preço do Gás Natural Industrial e para Cogeração, visando um aumento na viabilidade de investimentos nesse setor.

13.2 Óleos Combustíveis

Segundo a Agência Nacional de petróleo (08/04/09) o Brasil possui 14 refinarias operando no território Nacional. Pode-se observar na figura abaixo o posicionamento das mesmas.



Figura 11 - Refinarias Petrobras (2008)

Abaixo temos a relação completa dos Nomes e Estados de localização de cada uma delas:

- RPBC (SP)
- Lubnor (CE)
- Fafen (BA)
- Fafen (SE)
- Recap (SP)
- Reduc (RJ)
- Refap (RS)
- Regap (MG)
- Reman (AM)

- Repar (PR)
- Replan (SP)
- Revap (SP)
- Rlam (BA)

Pode-se perceber que a maioria das Refinarias se localiza ao longo do litoral leste, já que a maior parte da exploração do petróleo é em águas profundas no oceano. Esse fato é importante pois a Central de Cogeração que usará Óleo combustível, precisa estar preferencialmente próxima a uma dessas refinarias para diminuir os custos de transporte do óleo.

No gráfico abaixo podemos observar as porcentagens relativas a cada tipo de derivado de petróleo que é produzido no Brasil.

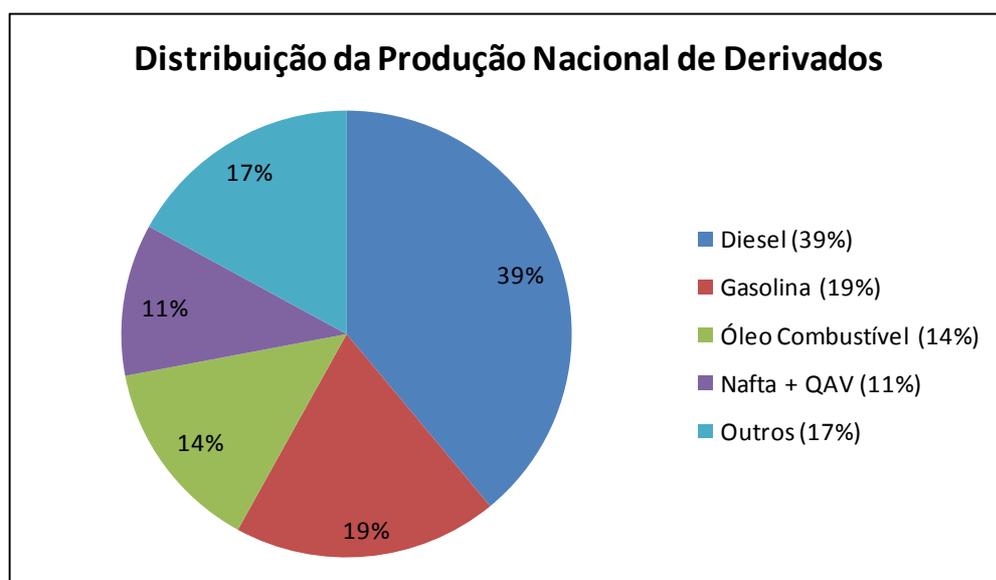


Gráfico 7 - Gráfico de Produção Nacional de Derivados

Pode-se observar que a grande maioria é composta por Diesel seguido pela Gasolina. O fato é que esses combustíveis são mais “nobres” e predominantemente usados na frota de veículos nacionais o que encarece o preço final do produto para uso em grande escala. Logo após, temos os óleos combustíveis que são muito mais baratos e atualmente são usados com frequência na indústria.

O óleo combustível derivado de petróleo, também chamado óleo combustível pesado ou óleo combustível residual, é a parte remanescente da destilação das frações do petróleo, designadas de modo geral como frações pesadas, obtidas em vários processos de refino. A composição bastante complexa dos óleos combustíveis depende não só do petróleo que os originou, como também do tipo de processo e misturas que sofreram nas refinarias, de modo que pode-se atender as várias exigências do mercado consumidor numa ampla faixa de viscosidade.

Largamente utilizados na indústria moderna para aquecimento de fornos e caldeiras, ou em motores de combustão interna para geração de calor, os óleos combustíveis subdividem-se em diversos tipos, de acordo com sua origem e características.

A escolha do óleo combustível como fonte energética em equipamentos industriais prevê o máximo de eficiência possível na queima dos mesmos. Devem-se levar em conta as recomendações do fabricante do equipamento, e aspectos de segurança relativos à armazenagem, transporte e manuseio do produto, para que sejam evitados maiores problemas.

Os tipos de óleos combustíveis fornecidos pela Petrobras no Brasil diferenciam-se entre outros pelas viscosidades e podem ser classificados com nomenclaturas indo de 1A/B, menos viscoso, até o 8A/B, extremamente viscoso, com medidas avaliadas a temperatura ambiente. A letra A ou B após o número representa o teor de enxofre presente no mesmo, sendo que o A apresenta de alto teor (máximo de 5,5% em massa) e B baixo teor (máximo de 1% em massa). A Tabela 1 apresenta o ponto de temperatura ideal para injeção de alguns tipos de óleos em queimadores industriais.

Tabela 1 - Temperatura de injeção de óleos industriais mais comuns (Petrobras)

Óleo	Temperatura
1B	124°C a 141°C
2B	131°C a 149°C
4B	165°C a 182°C
7B	200°C a 235°C

Uma grande inconveniência do uso do óleo combustível se deve ao fato da necessidade do transporte do mesmo através de caminhões até o local da Planta. Esse fato ocorre, pois não existe uma malha desenvolvida de oleodutos para o transporte facilitado do produto, fato compreensível, pois os desdobramentos e dificuldades para a construção de um duto, que em alguns casos precisa ser aquecido, entre a usina produtora e o consumidor final, construído uma malha, é inviável.

A conseqüência disso é que para o uso de óleo combustível tem-se a necessidade de armazenamento e estocagem visando a contínua operação mantendo-se uma quantidade segurança na Planta. Outro fato que se deve levar em conta é a necessidade de aquecimento do óleo para armazenagem e também para um bombeamento econômico até o ponto da queima.

A Tabela 2 nos apresenta a da temperatura mínima de armazenagem operacional, para a manutenção de viscosidade.

Tabela 2 - Temperatura mínima de armazenagem operacional para viscosidade para óleos ultraviscosos (Petrobras)

Temperatura mínima de armazenagem de óleos ultraviscosos		
Tipo de óleo combustível	Viscosidade a 50°C, SSF	Temperatura mínima no tanque °C
A1 / B1	600	52-65
A2 / B2	900	57-67
3A / 3B	2400	65-75
4A / 4B	10000	75-85
7A / 7B	300000	110-120
8A / 8B	1000000	130-140

Não é recomendado armazenar óleos combustíveis em temperaturas muito elevadas e deve-se cuidar para que as temperaturas acima da mínima de armazenagem e manuseio não excedão 10° C do ponto de fulgor, por questões de

segurança. Em nenhuma circunstância a temperatura de armazenagem do óleo combustível deve exceder o seu mínimo ponto de fulgor típico que é a temperatura na qual um combustível libera vapor ou gás em quantidade suficiente para formar uma mistura inflamável por uma fonte externa de calor, por medida de extrema segurança e para que não ocorra nenhuma explosão desse gás.

A seguir temos uma tabela com o poder calorífico dos óleos.

Tabela 3 - Poderes caloríficos típicos de alguns óleos combustíveis (Petrobras)

Poderes caloríficos típicos de alguns óleos combustíveis		
Tipo	Poder Calorífico Superior (kcal/kg)	Poder Calorífico Inferior (kcal/kg)
1A	10200	9650
2A	10100	9550
4A	10050	9500
7A	10000	9450
8A	9950	9400

13.3 Projeção da Produção

Pode-se notar pela figura abaixo, que a produção de Gás Natural e Óleo Combustível irão aumentar no mercado Nacional. Fato muito animador, já que praticamente os mesmos são usados quase e que em sua totalidade na indústria, Esse fato tende a diminuir o preço devido a uma grande oferta que ocorrerá.

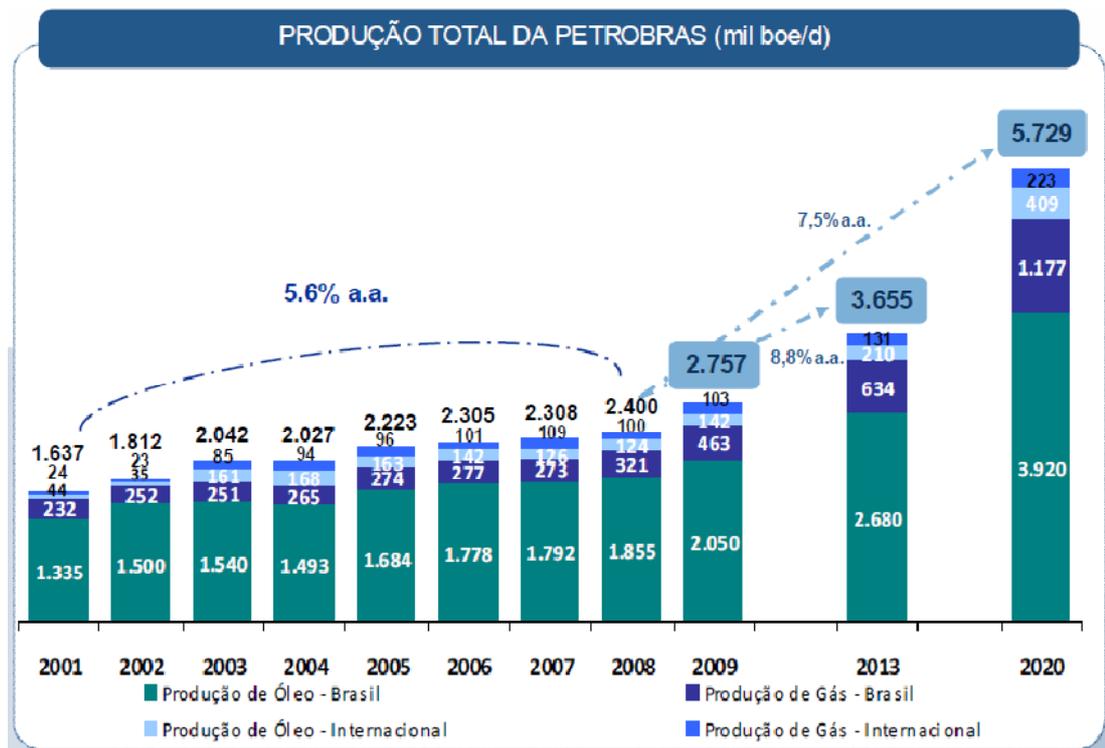


Figura 12 - Projeção da produção (plano de negócios 2009-2013, Petrobras)

14 EQUIPAMENTOS

14.1 CALDEIRAS

Caldeira ou Gerador de vapor é um equipamento que se destina a gerar vapor através de uma troca térmica entre o produto da combustão de um combustível e água. É construído com chapas e tubos cuja finalidade é fazer com que água se aqueça e passe do estado líquido para o gasoso, aproveitando o calor liberado pelo produto da combustão com as partes metálicas da mesma, transferindo calor à água produzindo o vapor.

A finalidade de se gerar o vapor surgiu com a revolução industrial. O vapor no início foi utilizado para mover máquinas e turbinas na intenção de geração de energia e trabalho líquido, mas com advento da necessidade moderna industrial se adicionou a necessidade de cozimentos, higienização e produção em larga escala de alimentos, então se fez necessário à evolução das caldeiras.

A energia necessária à operação, isto é, o fornecimento de calor sensível à água até alcançar a temperatura de ebulição, mais o calor latente a fim de vaporizar a água e mais o calor de superaquecimento para transformá-la em vapor superaquecido, é dada pela queima de um combustível.

14.1.1 Classificação

Conforme o tipo, as caldeiras podem ser classificadas em:

- Flamotubulares;
- Aquotubulares.

14.1.1.1 Caldeiras flamotubulares

No primeiro caso, os gases quentes passam por dentro de tubos, ao redor dos quais está a água a ser aquecida e evaporada. Os tubos são montados à maneira dos feixes de permutadores de calor, com um ou mais passos dos gases quentes através do mesmo. Na Figura 13, podemos ver em corte uma caldeira deste tipo. As caldeiras

flamotubulares são empregadas apenas para pequenas capacidades e quando se quer apenas vapor saturado de baixa pressão.

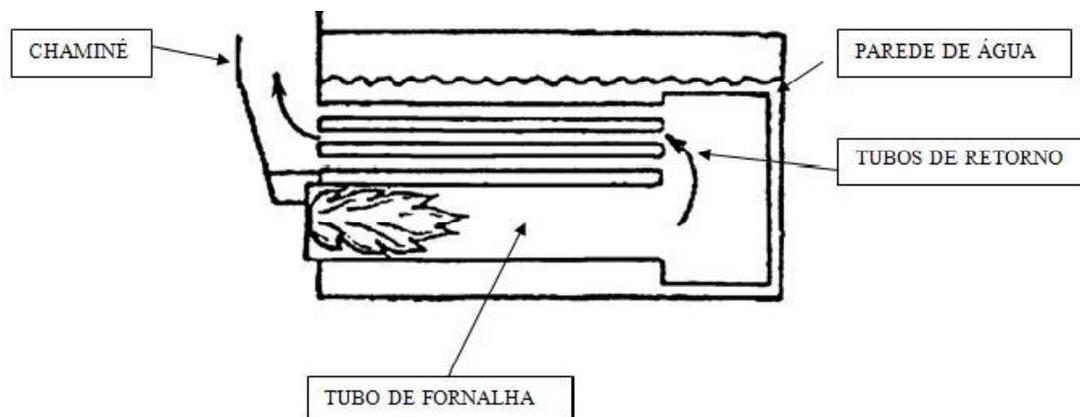


Figura 13 - Caldeira flamotubular de traseira molhada, com dois passes, para óleo e gás

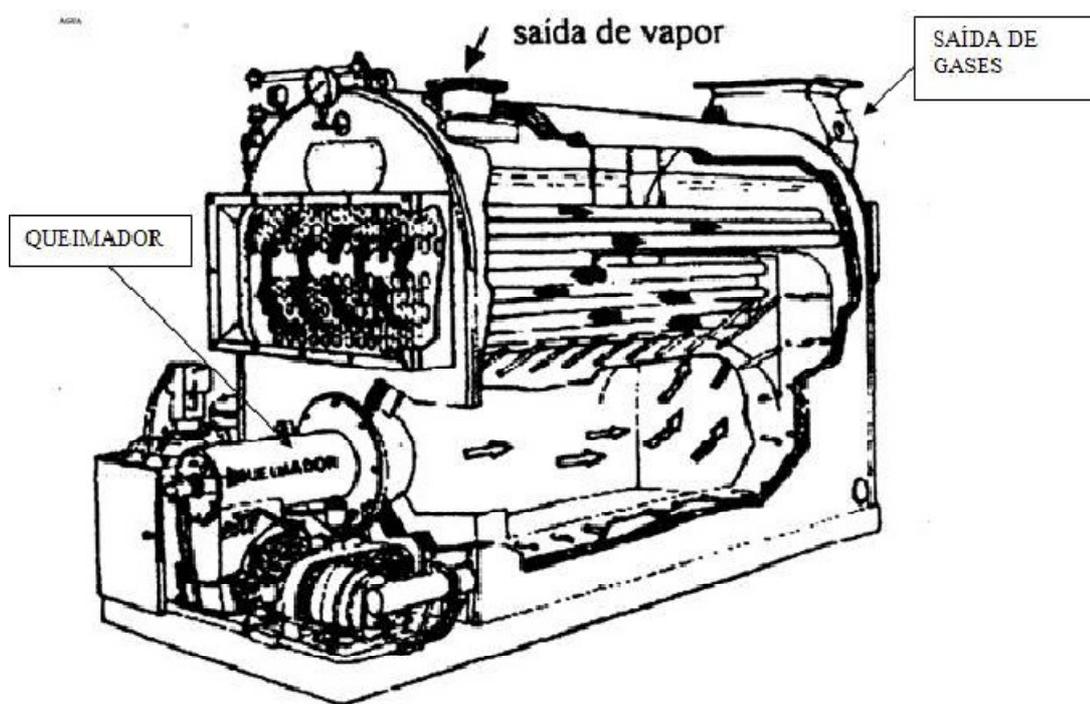


Figura 14 - Caldeira flamotubular de três passes

14.1.1.2 Caldeiras aquotubulares

O outro tipo, que é o mais utilizado atualmente, como o próprio nome indica, tem circulação de água por dentro dos tubos e os gases quentes envolvendo-os. São usadas para instalações de maior porte e na obtenção de vapor superaquecido a altas temperaturas.

Sendo este tipo o mais importante, veremos com mais detalhes seus componentes.

14.1.1.2.1 Componentes principais

Encontramos nestas caldeiras, geralmente, os seguintes componentes:

- Câmara de Combustão
- Tubos
- Coletores
- Tubulão
- Superaquecedor
- Sopradores de fuligem
- Pré-aquecedor de ar.
- Economizador
- Alvenaria (refratários)
- Queimadores
- Ventiladores
- Chaminé

- Válvulas de segurança

A câmara de combustão é a região onde se dá a queima do combustível, com produção dos gases de combustão que fornecem calor à água transferindo calor, principalmente por radiação, necessário para a evaporação da mesma.

Os tubos servem para a circulação de vapor e água dentro da caldeira, a fim de permitir a troca de calor entre os gases quentes de combustão e a água ou vapor.

Os coletores são peças cilíndricas, às quais chegam e saem conjuntos de tubos, cuja finalidade, como o próprio nome indica, é coletar água ou vapor.

O tubulão é um tambor horizontal, situado no ponto mais alto do corpo principal da caldeira, ao qual acham-s conectados, através de tubos, os coletores, que se encontram em níveis diferentes dentro da caldeira.

A água circula várias vezes através do conjunto tubulão-coletores descendo pelos tubos externos e retornando pelos internos. Essa circulação natural é provocada pela diferença de pressão exercida pelas colunas líquidas e pelas correntes de convecção formadas. A coluna externa contendo somente água é mais pesada do que a coluna interna contendo água mais vapor, promovendo então a circulação. A parte vaporizada vai se armazenando no tubulão, enquanto o líquido volta a circular.

Além de acumular o vapor, o tubulão recebe também à água de alimentação, que vem do economizador. O espaço acima do nível d'água no tubulão chama-se espaço de vapor.

Para evitar o arraste de gotículas de líquido junto ao vapor no espaço de vapor existem chicanas com a finalidade de separar o líquido arrastado.

O vapor saturado separado no tubulão passa a outro conjunto de serpentinas, o superaquecedor, onde é obtido o seu superaquecimento. As serpentinas do superaquecedor têm suas extremidades ligadas a dois coletores de vapor. O superaquecedor pode situar-se na zona de radiação ou convecção, conforme o grau de superaquecimento para o qual as caldeiras são projetadas.

O pré-aquecedor de ar é utilizado para, aproveitando parte do calor dos gases residuais de combustão, aquecer o ar de alimentação da fornalha.

No economizador, a água de alimentação passa por uma serpentina ou feixe tubular, a fim de aproveitar também o calor dos gases residuais da combustão antes da entrada no tubulão já pré-aquecido, o que representa uma economia de energia.

As paredes da caldeira são revestidas internamente de tijolos refratários, resistentes a altas temperaturas, que protegem as partes metálicas estruturais da caldeira contra deterioração por alta temperatura e produzem homogeneização da temperatura por reflexão do calor das chamas.

Os sopradores de fuligem são tubos providos de orifícios, inseridos transversalmente aos tubos das serpentinas, em diversos locais de algumas caldeiras. São ligados, externamente à caldeira, ao sistema de vapor. Durante a operação da caldeira, há deposição de fuligem nos tubos, o que dificulta a transferência de calor. De tempos em tempos, então, é injetado vapor através deste sistema com a finalidade de remover a fuligem. Para melhorar a atuação dos mesmos, os sopradores geralmente têm movimento de rotação, atuando assim em maior área.

Os ventiladores têm a finalidade de movimentar o ar de combustão até os queimadores na câmara de combustão e os gases da câmara de combustão até a chaminé. Existem dois tipos funcionais de ventiladores: de tiragem forçada, que apanha o ar atmosférico e o envia através dos dutos da caldeira para a fornalha e o de tiragem induzida, instalado na saída da caldeira, que succiona os gases de combustão de dentro da câmara e os conduz à chaminé.

A chaminé é a parte que conduz os gases de combustão à atmosfera em altura suficientemente grande para que não venham a ser danosos ao meio ambiente.

As válvulas de segurança são válvulas especiais, instaladas no tubulão, cuja finalidade é dar saída ao vapor no caso deste atingir uma pressão superior a um máximo admitido pelas condições de segurança operacional da caldeira.

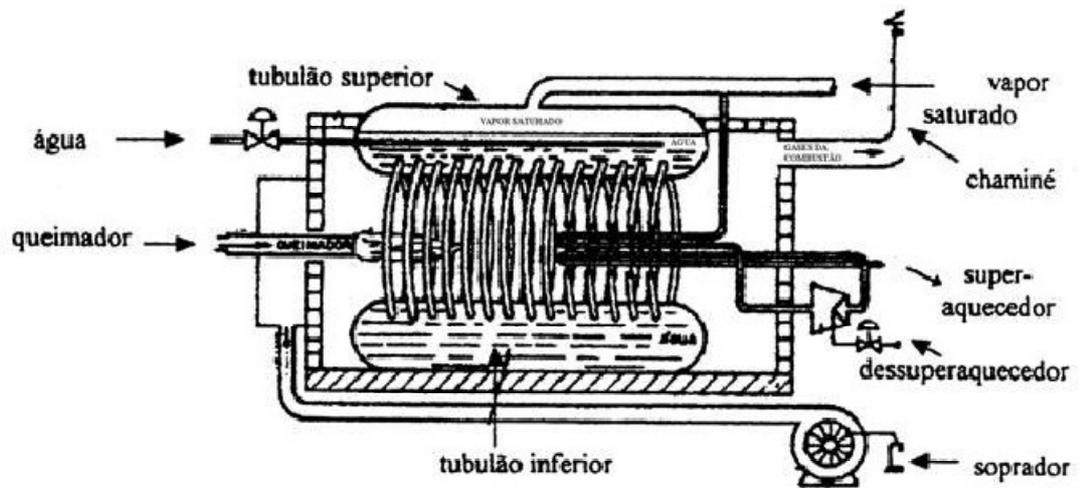


Figura 15 - Caldeira Aqua-tubular típica

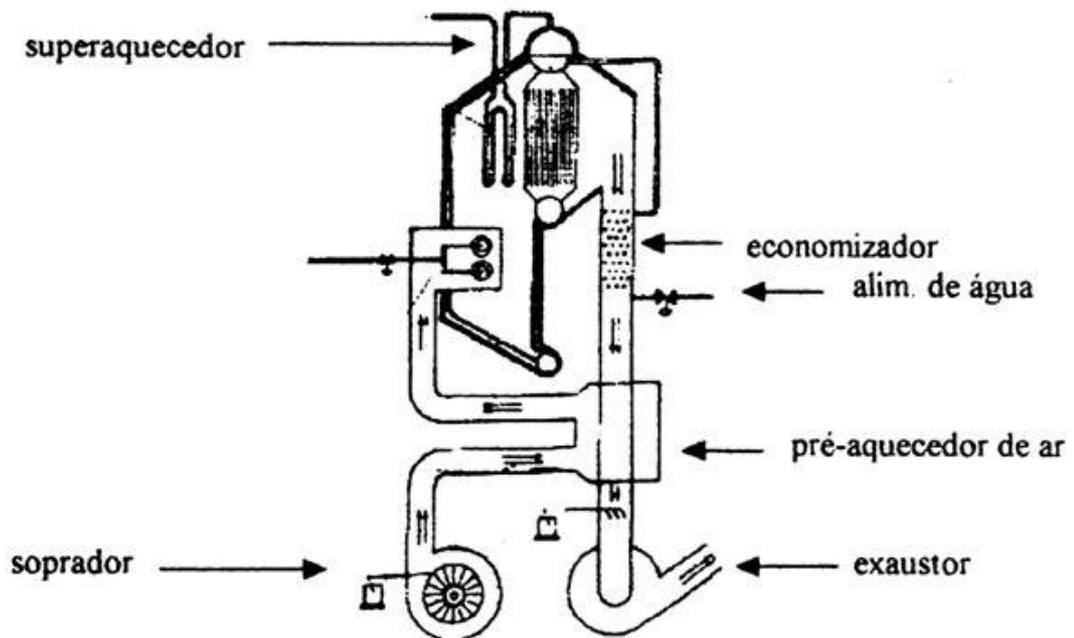


Figura 16 - Caldeira Aqua-tubular

14.2 CONTROLE DE POLUIÇÃO

Devido ao uso de óleo combustível ultra viscoso, equipamentos de controle de emissão atmosférica se fazem necessário.

Para o controle e captura de particulados dos gases de exaustão, os equipamentos mais comuns utilizados na indústria são lavadores de gás, precipitadores eletrostáticos e ciclones. Os precipitadores eletrostáticos são equipamentos industriais que operam carregando eletrostaticamente as partículas que podem ser de até $0,1 \mu\text{m}$ e depois as capta por atração eletromagnética. São máquinas de elevado custo, porém de alta eficácia. A seguir tem-se um esquema simplificado de funcionamento do precipitador eletrostático.

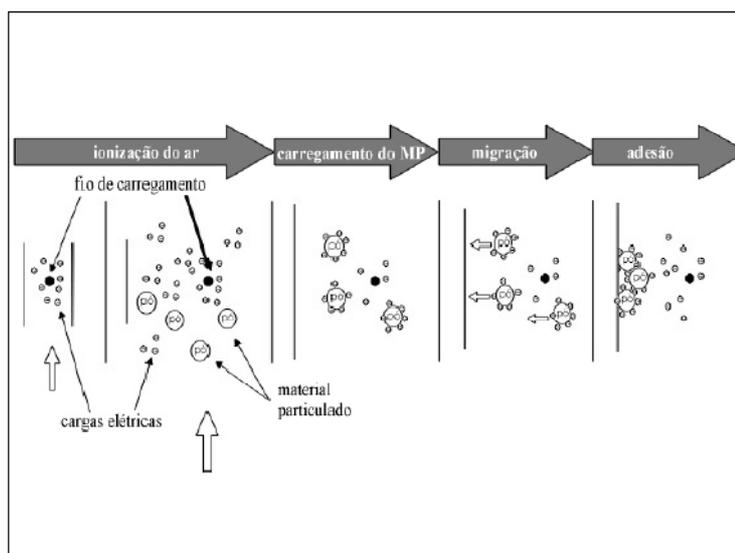


Figura 17 - Precipitador eletrostático

O uso dos precipitadores eletrostáticos tem grande vantagem, pois podem ser usados para altas vazões de gases de exaustão e a altas temperaturas. Possuem um baixo custo de operação e manutenção apesar de necessitarem de grande espaço físico para instalação.

Para redução na emissão de SO_x , são usados lavadores de gás e também outro sistema muito eficaz que é o ajuste dos atomizadores para a queima do óleo.

Os lavadores de gás funcionam propiciando um contato dos gases de exaustão com um determinado fluxo de líquido, borrifado em spray, e em materiais de enchimento capturando os poluentes. Para cada tipo de poluente se usa um determinado líquido.

Para NO_x , são usados queimadores de baixa emissão, seja com injeção de vapor ou utilizando um artifício de queima estagiada que reduz a temperatura da chama, reduzindo a produção de NO térmico.

Existem também equipamentos de adsorção, como por exemplo, carvão ativado, que em contato com os gases é capaz de reter os poluentes. Quando estão saturados e perdem a capacidade de adsorção, podem ser regenerados e reutilizados uma certa quantidade de vezes.

14.3 DESAERADOR

É o equipamento responsável por um dos processos indispensáveis de beneficiamento da água de alimentação da caldeira, portanto toda a água de alimentação é fornecida pela água contida no desaerador.

Parte do vapor gerado na caldeira de recuperação é conduzida, através de uma ramificação da linha principal, a um desaerador. Nesse equipamento, essa fração do vapor encontra o fluxo de água de alimentação da caldeira.

Como resultado do fluxo do vapor através da água, há liberação de gases dissolvidos na água e aquecimento da mistura. O desaerador é parte importante do sistema do controle de qualidade da água que abastece a caldeira.

15 CONTROLE E REDUÇÃO DE EMISSÃO DE POLUENTES

15.1 Importância, composição e equilíbrio dos gases na Atmosfera

A atmosfera e sua estrutura vertical possibilitaram o desenvolvimento da vida no planeta. É composta por: Nitrogênio (N_2) 78,08% que atua como suporte dos demais componentes, de vital importância para os seres vivos, fixado no solo pela ação de bactérias e outros microrganismos, é absorvido pelas plantas, na forma de proteínas vegetais; Oxigênio (O_2) 20,94% é responsável pelos processos respiratórios dos seres vivos; Argônio (Ar) 0,93%; Dióxido de carbono (CO_2) 0,035%; responsável por manter a temperatura da terra equilibrada devido ao processo do efeito estufa; Hélio (He) 0,0018%; Ozônio (O_3) 0,00006%; Hidrogênio (H_2) 0,00005%; Criptônio (Kr) indícios; Metano (CH_4) indícios; Xenônio (Xe) Indícios; Radônio (Rn) indícios.

15.2 Formação de poluentes

Para a produção de vapor ou trabalho útil em um eixo em usinas Termoelétricas e de Cogeração, utiliza-se comumente a queima de algum tipo de combustível como fonte energética primária. Essa queima libera energia térmica, transformando o combustível e o comburente, formando gases que serão responsáveis pela transferência de calor para a água ou movimentação de um eixo. Esses gases então são liberados para a atmosfera e devem ser estudados quanto ao impacto ambiental que podem causar.

Portanto a formação dos poluentes se dá devido à necessidade da oxidação de algum insumo, seja qual for para a obtenção de uma fonte a alta temperatura, no caso dos geradores de vapor, para a troca de calor com a água que será responsável pelo aquecimento de algum processo, ou mesmo realização de trabalho útil a passar por uma turbina a vapor. Ou também no caso de turbinas a gás que a oxidação é necessária para que se crie uma expansão do comburente que irá gerar trabalho útil ao passar pelos estágios girando o eixo da mesma.

Dependendo do tipo de combustível e processo de queima, pode-se gerar mais ou menos poluentes, fato que deve ser muito bem estudado já que pode mudar

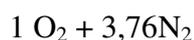
também a eficiência energética do equipamento. Em alguns casos precisamos diminuir a temperatura da chama ou fazer outras manobras de controle para minimizar a produção demasiada de poluentes.

15.3 Combustão e produtos da reação

Para efeito de cálculos práticos de combustão, considera-se a composição volumétrica ou em mols do ar seco como:

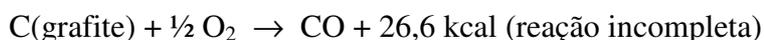
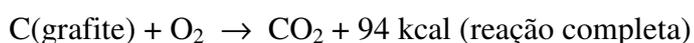
Oxigênio (O₂) 21% e Nitrogênio (N₂) 79%

Assim considera-se a fórmula de ar, em quantidade de matéria ou em volume, como:



Elementos de interesse para oxidação nos combustíveis são o Carbono e Hidrogênio que podem estar presentes na forma isoladas ou combinados na forma de hidrocarbonetos

Reações de combustão: carbono



O monóxido de carbono (CO) é um gás inodoro, incolor, insípido produzido por queima incompleta de combustíveis que contém átomos de carbono. Sua toxicidade foi uma das primeiras a ser intensamente investigada. O monóxido de carbono é um gás inerte, não constituindo grande ameaça à vegetação ou aos materiais expostos à atmosfera. No entanto, se aspirado em determinadas quantidades pode causar a morte.

No sangue ele possui um efeito muito perigoso quando forma um complexo estável com a hemoglobina: se aproximadamente 2% dela estiver ligada ao CO, a atividade normal da pessoa fica debilitada. Se esse percentual estiver entre 10 e 20% pode causar a morte do indivíduo. O complexo formado impede o transporte de oxigênio pelo corpo, levando, inicialmente, à inconsciência e depois à morte.

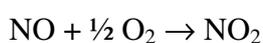
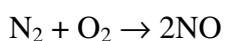
O dióxido de carbono (CO₂) é dos óxidos, o mais abundante, ele é um constituinte natural e é necessário ao crescimento das plantas. A quantidade de dióxido de carbono na atmosfera é de aproximadamente 365 ppm em volume, mas essa quantidade está aumentando cerca de 1 ppm por ano.

O aumento da quantidade de CO₂ juntamente com outros gases causa o aquecimento geral da atmosfera, o chamado efeito estufa.

Reações de combustão: hidrogênio



Alguns elementos adicionais nos combustíveis são O, N, S e P.



Dois NO_x são importantes na poluição do ar: o monóxido de nitrogênio (NO) e o dióxido de nitrogênio (NO₂). Esses poluentes são formados, principalmente, nas câmaras de combustão de motores de veículos, aviões, centrais termoelétricas, fábricas de fertilizantes, de explosivos ou de ácido nítrico, incineradores e queimadas onde, além do combustível, há ar que contém grandes quantidades de nitrogênio e oxigênio que, devido à altíssima temperatura existente, combinam formando os NO_x.

O NO₂ é um gás de cor castanho-avermelhado, de odor característico tóxico e muito irritante. Os óxidos de nitrogênio sofrem, no meio ambiente, transformações fotoquímicas que levam à formação de ozônio (O₃)

Quanto maior o excesso de ar maior é a formação do NO_x, mas com pouco excesso a combustão do combustível fica prejudicada.

Reações de combustão: enxofre



Sob o aspecto energético, não há dúvida que a presença de enxofre apresenta interesse, porém, paralelamente, há um aspecto altamente negativo que anula esta vantagem e torna a presença desse elemento inconveniente. São os produtos da sua oxidação o SO₂ e SO₃.

Tanto o SO₂ como o SO₃ são substâncias extremamente tóxicas e corrosivas, constituindo-se em poderosos agentes poluentes.

O SO₂, muito comum na baixa atmosfera, também é um importante poluente, podendo ser de origem natural ou artificial. O SO₂ natural é proveniente de erupções vulcânicas e da decomposição de animais e vegetais, no solo, nos pântanos e nos oceanos. O artificial resulta da queima de combustíveis fósseis, como o petróleo e seus derivados, como, por exemplo, a gasolina.

Os óleos pesados da destilação de petróleo contêm de 1 a 2% de enxofre. No Brasil esse teor chega a 5%. Um teor de 0,1 a 0,2 ppm já causa danos às pessoas com doenças respiratórias, 0,3 ppm de SO₂ causa sérios danos aos vegetais.

Muitos fatores como temperatura, umidade, intensidade da luz, transporte atmosférico e característica de materiais particulados na superfície podem influenciar

as reações químicas formando partículas. Boa parte do dióxido de enxofre na atmosfera é oxidada a ácido sulfúrico e sulfatos, particularmente sulfato de amônio e sulfato de hidrogênio-amônio.

O principal efeito sobre a saúde é no aparelho respiratório, o SO₂ causa irritação e aumenta a resistência do canal respiratório, principalmente em pessoas asmáticas e com deficiência respiratória, além de secreções da mucosa nasal. O SO₂ quando é convertido em ácidos sulfúrico provoca a chuva ácida.

Mesmo sob condições favoráveis de umidade do ar externo o SO₂ reage com a água presente nos produtos da combustão, formando o ácido sulfuroso (H₂SO₃). O SO₃ dá origem ao ácido sulfúrico (H₂SO₄).



Outra forma de poluente são resíduos particulados:

Considera-se como material particulado qualquer substância, à exceção da água pura, que existe como líquido ou sólido na atmosfera e tem dimensões microscópicas ou submicroscópicas, porém maiores que as dimensões moleculares como, por exemplo, as cinzas volantes dependendo do combustível.

15.3.1 Eficiência da combustão

Na reação é necessária a difusão do oxigênio através dos gases produzidos na combustão (os quais envolvem o sólido), para atingir a superfície do combustível.

Tipos de combustão:

Dependendo das quantidades relativas combustíveis e comburentes alimentadas no processo, podem ocorrer três tipos de combustão:

Incompletas: quando a quantidade de oxigênio alimentada é menor que quantidade estequiometricamente necessária, para oxidar totalmente todas as frações do combustível.

Teoricamente completa: quando a alimentação de oxigênio é feita com a quantidade estequiométrica necessária, para oxidar totalmente todas as frações do combustível.

Completas: quando se alimenta uma quantidade de oxigênio maior que a quantidade estequiométrica necessária para oxidar totalmente todas as frações do combustível.

Levando-se em conta somente o estado físico do combustível, o excesso recomendado varia conforme segue:

Combustíveis gasosos: 5 a 30% de ar em excesso;

Combustíveis líquidos: 20 a 40% de ar em excesso;

Combustíveis sólidos: 30 a 100% de ar em excesso.

A quantidade de excesso de ar tem que ser controlada, pois com o seu aumento, a temperatura da câmara de combustão pode diminuir o que não é interessante para a geração de vapor e aumenta-se o nível de emissão de NO_x. Mas pouco excesso é prejudicial, pois não será utilizado o potencial total do combustível.

16 PROPOSIÇÃO

Para o estudo completo de viabilidade se faz necessária a escolha de uma indústria real, ou com parâmetros criados mais próximos aos reais possíveis, para que o estudo seja sustentado e com grande margem de aplicabilidade.

Para tanto, devido ao acesso à dados de uma indústria real, o estudo se baseará totalmente na viabilidade para a implantação de uma Central de Cogeração, para uma indústria de médio/grande porte do ramo de produção e beneficiamento de papel e papelão.

A descrição das informações iniciais principais seguem abaixo:

- Produção:

7 dias por semana – 24 horas por dia

- Consumo de vapor:

Média: 30 t/h @ 28,5 kgf/cm² – 230 °C

Pico: 35 t/h @ 28,5 kgf/cm² – 230 °C

- Demanda de energia elétrica:

Média: 6,6 MW

Pico: 8,4 MW

- Consumo atual de combustíveis:

Gás natural = 20.449.186 m³/ano

O estudo a ser realizado se baseará na demanda média de operação, atendendo também as demandas de pico em casos extremos. Portanto, dependendo da escolha e arranjo do ciclo e máquinas a serem utilizados, pode ser necessária a compra de energia elétrica da rede ou pode ser criada a possibilidade de venda de

excedentes. O estudo de viabilidade surge então para sanar esses conflitos e tentar propor um arranjo ótimo para implementação visando criar o melhor arranjo em questões técnicas e econômicas.

17 ESTUDO DE VIABILIDADE

No estudo de viabilidade de implantação de um sistema de Cogeração em uma Indústria já existente é necessário que se faça uma análise comparativa das possíveis soluções energéticas e qual se adéqua melhor as possibilidades e interesses da indústria, comparando também, um Sistema simples, usando apenas Caldeira convencional para atender a demanda de energia térmica da Indústria e comprando toda a energia elétrica necessária, diretamente da Rede Integrada.

Como já discutido anteriormente, para a construção de uma Central de Cogeração, vários fatores devem ser checados. Primeiramente deve-se estudar o local onde ocorrerá a instalação. Para a instalação de uma Planta de Cogeração é preciso que se tenha um espaço considerável para instalação das máquinas, entre elas, Turbinas, Caldeiras, Compressores, Sistemas de tratamento de água, Bombas e espaço para uma sala de operação, próximo ao local captador da energia térmica, em forma de vapor, pois os gastos e perdas com transporte do mesmo podem inviabilizar o projeto.

Ponto chave também é a relação precificada entre a Energia Elétrica comprada diretamente da Rede e o preço do Óleo Combustível e do Gás Natural Industrial e para Cogeração. Essa relação pode ser crucial para implementação ou não da Central, já que para preços baixos de Energia Elétrica e altos de Óleo Combustível e Gás Natural para Cogeração em relação ao Industrial se torna desinteressante a geração própria de Energia Elétrica.

Deve-se após a escolha do arranjo ideal de geração fazer um estudo básico de todos os custos envolvidos. Uma pesquisa de preço dos equipamentos a serem utilizados, preço da operação e manutenção durante a vida da Central incluindo custos com pessoal, custos relativos à construção civil necessária, montagem dos equipamentos, insumos energéticos e preço de compra e venda de Energia Elétrica da Rede Integrada.

O cálculo do preço de venda de insumos e Energia Elétrica se torna extremamente complicado haja vista que são preços variáveis com o tempo e

precisam assim sendo, ser estimados com base em análise e projeção de mercado, algo que exige muita habilidade, conhecimento, estudo e experiência no setor.

Para um estudo básico a proposição é que tratemos o preço como invariante no tempo, mas que contemple uma projeção da média durante o período a ser estudado.

Essencialmente com o crescimento desse mercado, existem empresas de Outsourcing que realizam o estudo e projeto, praticam a implementação e operação/manutenção de contratos de Cogeração para as Indústrias interessadas, visando a excelência em serviços deste tipo, mais conhecidos como produtos de Utilidades. Isso se torna muito interessante, pois a indústria principal não perde o foco de seu “Core Business” e contratualmente é resguardada para o recebimento da Energia acordada.

18 Metodologia

Para o atendimento dos requisitos de produção de vapor e energia térmica será aplicado o seguinte método:

- Operação Média:

Cálculo da Produção de vapor

Cálculo do Consumo de energia

Cálculo do Consumo de gás natural

Cálculo da Contratação de energia complementar e energia de reserva

- Operação de Pico:

Dimensionamento da capacidade dos equipamentos e instalações

Contratação de demanda de energia complementar

Das possíveis soluções, podemos dividi-las em duas categorias. As que têm parte de importação de energia da rede como forma natural de complemento de atendimento da demanda, e as que têm exportação de excedentes. Mas mesmo a com exportação de excedentes, em alguns períodos como, por exemplo, na manutenção preventiva do elemento gerador, pode optar por importação da rede.

Para o exemplo proposto iremos estudar configurações formadas por Turbinas a Gás e Caldeira de recuperação. Está escolha se da devido à mesma possibilitar atender a demanda elétrica e gerar grande energia térmica que será recuperada na Caldeira. Quando a demanda elétrica é muito maior que a térmica, pode-se optar por sistemas de Ciclo Combinado de Potência, utilizando um ciclo Rankine gerando energia elétrica complementar na Turbina a Vapor, em detrimento de menor fornecimento térmico para a Indústria. Ou também uso de motores a gás que rejeitam menos energia térmica comparados com Turbinas.

Para o começo do cálculo deve-se pesquisar por fabricantes de turbinas no mercado e escolher as que mais se adéqüem a demanda final, procurando valores pouco acima e pouco abaixo da potência elétrica média da Indústria. Para alguns casos, onde se quer ter uma maior confiabilidade que a da rede integrada e grande disponibilidade de geração, prefere-se optar por mais de uma turbina na Planta de Cogeração. Isso, pois em caso de uma queda de geração individual de uma das máquinas o fornecimento elétrico não é totalmente prejudicado.

Com os dados de consumo da Turbina, e de sua geração elétrica pode-se dimensionar a necessidade de compra ou possibilidade de venda de excedentes e pode-se calcular a energia térmica rejeitada que será recuperada na Caldeira de Recuperação.

A partir da energia térmica rejeitada que será recuperada na Caldeira de Recuperação, pode-se calcular o consumo de combustível necessário na queima suplementar. A soma das energias térmicas da Turbina e da queima suplementar tem que atender a demanda de vapor para a Indústria.

Como a Caldeira a ser estudada é bi-combustível, pode-se optar pela queima individual de cada um dos combustíveis dependendo da conveniência de preço ou possibilidade de uso do mesmo. No caso do uso do óleo ultra viscoso, pela necessidade do armazenamento térmico e aquecimento para injeção no queimador, tem-se mais uma parcela de energia térmica a ser atendida que deve ser descontada da disponibilizada para a Indústria.

Esse cálculo representa apenas uma parcela de custos para estudo de viabilidade, pois avalia apenas o custo de “Operação” ideal da Planta, deixando de lado os custos de compra dos equipamentos, instalação, obras civis, manutenção, armazenagem do óleo combustível entre outros gastos.

Para o estudo foram adotadas as seguintes hipóteses simplificadoras:

- Valores dos insumos invariantes no tempo.

- Preço de compra e venda de energia invariantes no tempo, mas que contemple uma projeção da média durante o período a ser estudado.
- Demanda de Energia Elétrica e Energia Térmica da Indústria invariantes no tempo.

19 Configurações

A seguir estão apresentadas três configurações de Cogeração que serão estudadas neste Trabalho, e que serão ao final comparadas com um sistema convencional com Caldeira e compra total da energia elétrica da rede:

Primeira Configuração:

Turbina a gás (Taurus 60 - Solar) de capacidade de 5,5 MW ISO + caldeira de recuperação bi-combustível aqua-tubular 35 t/h @ 28,5 kgf/cm² - 230 °C.

TG Taurus 60 – 5,5 MW ISO

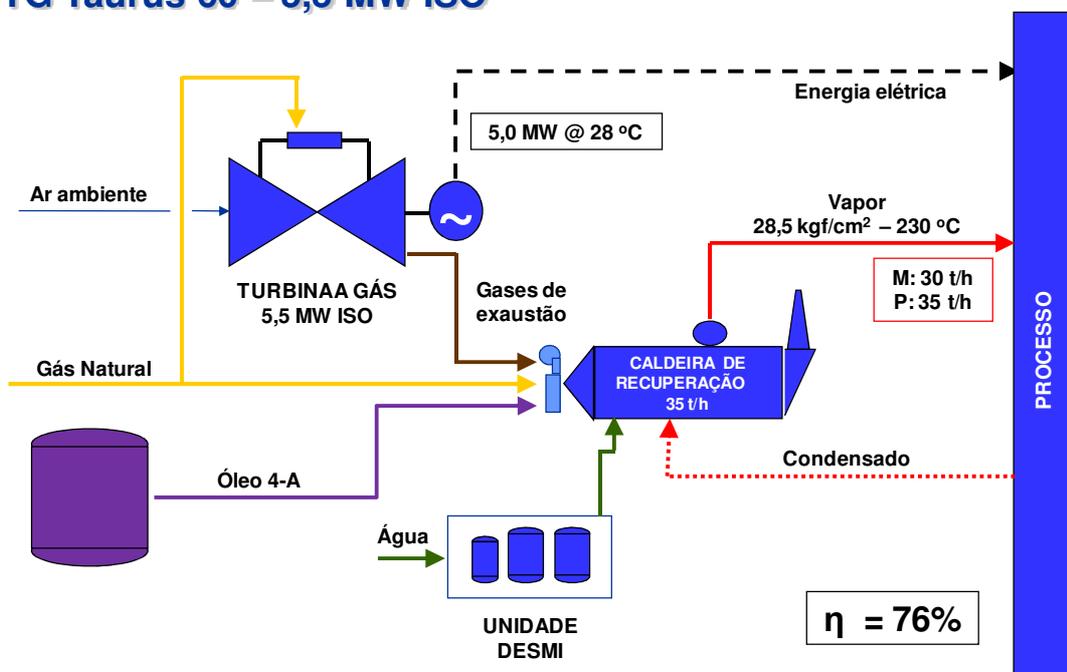


Figura 18 - Configuração com Turbina Taurus 60

Segunda Configuração:

Turbina a gás (Taurus 70 - Solar) de capacidade de 7,5 MW ISO + caldeira de recuperação bi-combustível aqua-tubular 35 t/h @ 28,5 kgf/cm² - 230 °C.

TG Taurus 70 – 7,5 MW ISO

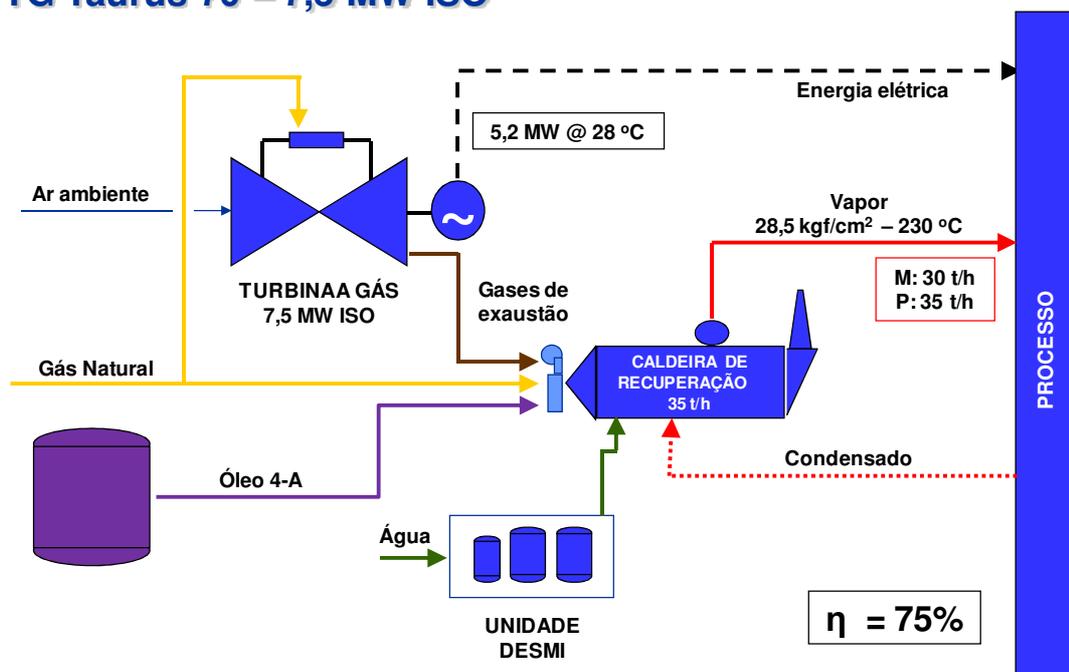


Figura 19 - Configuração com Turbina Taurus 70

Terceira Configuração:

Turbina a gás (Mars 100 – Solar) de capacidade de 11,4 MW ISO + caldeira de recuperação bi-combustível aqua-tubular 35 t/h @ 28,5 kgf/cm² - 230 °C.

TG Mars 100 – 11,4 MW ISO

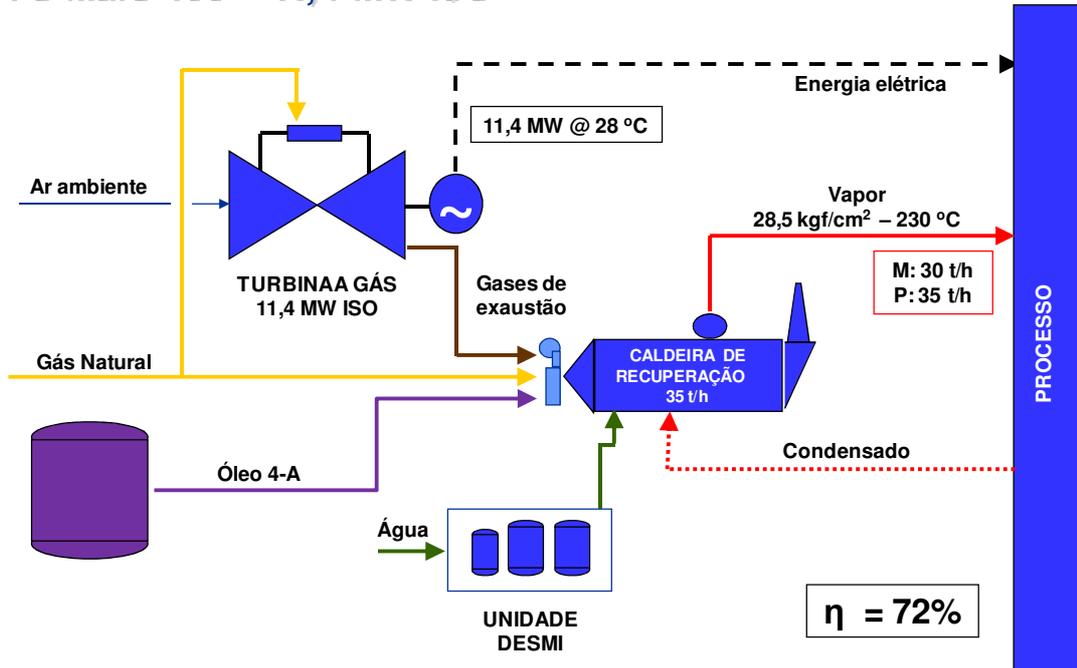


Figura 20 - Configuração com Turbina Mars 100

Quarta Configuração:

Sistema convencional com Caldeira aqua-tubular de capacidade de 35 t/h 28,5 kgf/cm² - 230 °C.

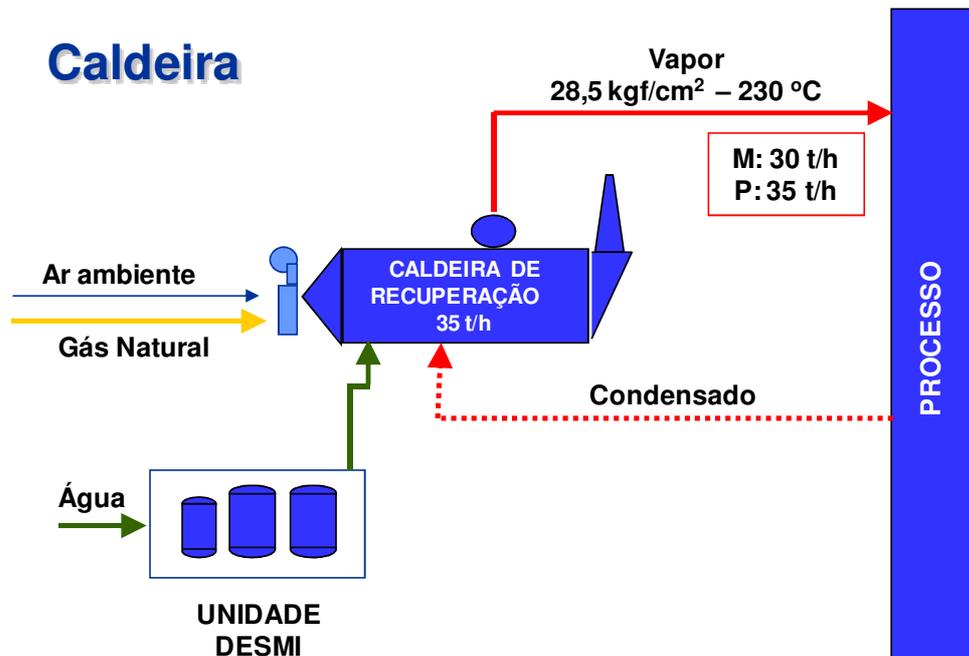


Figura 21 - Configuração com Caldeira Simples

20 CÁLCULOS

Para as rotinas de cálculos foram usadas planilhas em Excel e também o programa ESS. As planilhas podem ser vistas no decorrer do texto que se segue e um exemplo de cálculo com o programa ESS segue em anexo.

20.1 Operação

O fabricante de Turbinas escolhido para o estudo proposto foi a Solar Turbines. Os dados principais das três turbinas escolhidas, sendo elas, Taurus 60, Taurus 70 e Mars 100 foram retirados de suas respectivas fichas técnicas que são fornecidas pelo fabricante. Essas fichas técnicas podem ser vistas nos Anexos.

Com esses dados pode-se calcular a Energia Líquida gerada, Consumo de Combustível e Energia Térmica rejeitada para recuperação para cada turbina.

Abaixo seguem os cálculos para as três configurações propostas:

Tabela 4 - Cálculo com dados da Turbina

Turbina			
calor específico do ar (kJ/kg K)	1,075		
Disponibilidade	95%		
	Modelo Taurus 60	Modelo Taurus 70	Modelo Mars 100
Potência elétrica ISO (kW)	5500	7520	11430
Potência elétrica (kW) @ 28°C	5000	6600	10000
Heat Rate (kJ/kWh)	12200	11200	11250
Vazão dos gases de exaustão (kg/h)	78900	97000	152080
T dos gases de exaustão (°C)	510	485	485
Consumo de gás m ³ /h	1714	2077	3161
Consumo de gás t/h	1,3	1,6	2,4
Energia para recuperação kJ/h	26590286	30213681	47370069
Potência Auxiliar da Planta kW	350	420	580
Potência Líquida kW	4650	6180	9420

Após o cálculo com os parâmetros da Turbina, deve-se seguir para o dimensionamento do consumo na Caldeira de Recuperação, que deve atender a demanda de Vapor da Indústria.

Abaixo apresentamos um exemplo de cálculo para configuração com a Turbina modelo Taurus 70. O cálculo para as outras configurações é análogo,

diferenciando-se somente no caso sem Turbina, onde a queima na Caldeira é a única fonte térmica para a produção do Vapor, exigindo assim, maior queima.

Sabendo as propriedades térmicas do vapor a ser entregue para a indústria, as do retorno de condensado e da água de reposição, pode-se calcular a Energia Térmica total necessária para atendimento dessa demanda.

É importante salientar que devido presença de SO_3 , elemento altamente reativo, nos gases de exaustão da Caldeira, é necessário que se limite a temperatura mínima de saída dos gases de exaustão pela chaminé para evitar a combinação dele com vapor d'água (H_2O) formando o ácido sulfúrico H_2SO_4 , que irá promover a corrosão das paredes da mesma e possivelmente do economizador. Essa temperatura deve ser de aproximadamente 180°C que é uma temperatura segura acima do ponto de orvalho, evitando que haja formação do ácido no interior da Caldeira. A corrosão pode causar diminuição da resistência mecânica do equipamento, diminuição da eficiência de troca térmica, ocasionar o rompimento de tubulações entre outros prejuízos.

Segue a seguir o cálculo da Caldeira de Recuperação.

Tabela 5 - Cálculo da Caldeira de Recuperação

Caldeira				
Porcentagem de Vapor de retorno	80%			
Tvapor de retorno	80	Celsius		
Rendimento da Caldeira	90%			
T dos Gases na Saída da Caldeira	180	Celsius		
Porcentagem de Gás na Caldeira	0%			
	Modelo Taurus 60	Modelo Taurus 70	Modelo Mars 100	Caldeira
Vapor na saída da Caldeira				
Pressão do vapor saturado	28,5	28,5	28,5	28,5
Pressão do vapor saturado	2795	2795	2795	2795
Tvapor	230	230	230	230
Volume específico	0,07158	0,07158	0,07158	0,07158
Energia interna	2604	2604	2604	2604
Entalpia	2804	2804	2804	2804
Entropia	6,215	6,215	6,215	6,215
Líquido comprimido de retorno				
Porcentagem	80%	80%	80%	80%
Vazão	24	24	24	24
Pressão do vapor	300	300	300	300
Tvapor	80	80	80	80
Volume específico	0,001029	0,001029	0,001029	0,001029
Energia interna	334,8	334,8	334,8	334,8
Entalpia	335,1	335,1	335,1	335,1
Entropia	1,075	1,075	1,075	1,075
Energia	59253600	59253600	59253600	59253600
Líquido comprimido de make-up				
Porcentagem	20%	20%	20%	20%
Vazão	6	6	6	6
Pressão da água	100	100	100	100
T água	22	22	22	22
Volume específico	0,001002	0,001002	0,001002	0,001002
Energia interna	92,3	92,3	92,3	92,3
Entalpia	92,4	92	92	92
Entropia	0,325	0,3250	0,3250	0,3250
Energia	16269600	16269600	16269600	16269600
Energia Suplementar Total	58499209	55034475	38633380	83075520
Consumo gás Natural na Caldeira	0	0	0	2334
Consumo de Óleo na Caldeira	1479	1391	976	0
Consumo de Óleo na Caldeira	35485	33384	23435	0

O Óleo combustível 4A usado na Caldeira ficará armazenado em um tanque próprio a uma temperatura maior que a temperatura externa, portanto será necessário calcular a energia térmica gasta para manter o óleo aquecido e também a energia para elevar sua temperatura até a temperatura recomendada na entrada do queimador, proporcionando uma queima eficiente.

No gráfico abaixo são apresentados coeficientes de perdas por unidade de área externa em tanque de armazenamento.

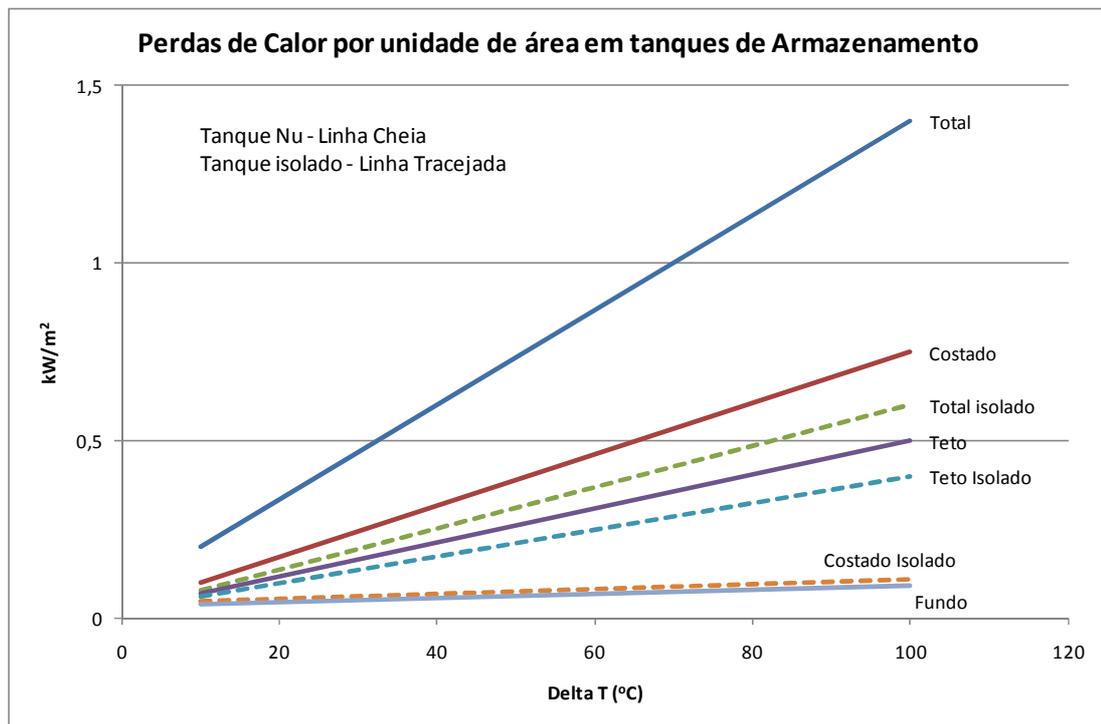


Figura 22 - Perdas de Energia para Armazenamento do Óleo (Apostila UFMG)

O tanque de armazenagem foi calculado em 250 m³ para atender a demanda de consumo de óleo. Tem um raio de 4 metros e possui 5 metros de altura. A temperatura de armazenagem será de 65 °C e a temperatura no bico do queimador deve ser de 180 °C, conforme tabelas do capítulo de Óleos Combustíveis.

Tabela 6 - Dados para Armazenamento do óleo

Tarmazenagem	65 °C
Tqueima	180 °C
Raio do tanque	4 m
Altura do tanque	5 m
Vol. do tanque	251 m ³
Área externa	226 m ²
Fator	0,4 kW/m ² °C

Como a energia requerida para o uso do óleo combustível é inferior a 1% da energia térmica necessária para atender a demanda de vapor da indústria, em um primeiro momento essa energia foi subtraída da energia dos gases de exausto da Turbina que seria recuperada na Caldeira, sem a necessidade de se calcular mais

vapor para atender essa demanda. Essa energia térmica requerida para o uso do óleo pode ser observada na tabela a seguir

Tabela 7 - Aquecimento do Óleo

Sistema de Aquecimento do Óleo				
	Modelo Taurus 60	Modelo Taurus 70	Modelo Mars 100	
Q (ponto de queima)	355948	334866	235071	kJ/h
Q (armazenamento)	325720	325720	325720	kJ/h
Total	681668	660586	560791	kJ/h
Vapor equivalente	0,28	0,27	0,23	t/h

Tabela 8 - Transporte do Óleo Combustível

Transporte de Óleo				
	Modelo Taurus 60	Modelo Taurus 70	Modelo Mars 100	
Volume	35	33	23	t/dia
Volume	248	234	164	t/semana
Caminhões	2,3	2,1	1,5	Carros/dia de semana

Com o consumo contínuo de óleo, para suprir o estoque de segurança será necessário o descarregamento de aproximadamente dois caminhões por dia de semana, com capacidade de 22 toneladas. Esse valor de caminhões por dia mostra que para esse porte de Cogeração o uso de óleo combustível é viável e não exige um grande volume de descarregamentos, o que realmente dificultaria à logística e aumentaria custos de operação.

Com o cálculo da Turbina e da Caldeira de Recuperação teremos o consumo de Combustíveis e Água de reposição total da Central. Os dados utilizados para cálculo do custo dos combustíveis seguem em anexo. O preço do gás natural adotado neste projeto é o preço praticado pela distribuidora Comgás e o preço do óleo 4A é o praticado pela distribuidora da Petrobras. O preço do óleo é ponderado pelo preço unitário e uma estimativa de custo de transporte. A seguir tem-se a planilha com gastos totais de água e combustíveis.

Tabela 9 - Gastos com Água

Água				
	Modelo Taurus 60	Modelo Taurus 70	Modelo Mars 100	Caldeira
Vazão	6	6	6	6 m ³ /h
Vazão	4320	4320	4320	4320 m ³ /mês
Tarifa	6,5	6,5	6,5	6,5 Reais/m ³
Valor da Água de reposição	341.640	341.640	341.640	341.640 Reais/ano

Tabela 10 - Gastos com Combustíveis

Combustível					
	Modelo Taurus 60	Modelo Taurus 70	Modelo Mars 100	Caldeira	
Consumo Total de Gás Natural	15015258	18195539	27692074	20449186	m3/ano
Consumo Total de Óleo	12952097	12184982	8553676	0	kg/ano
Preço do Gás Natural	0,62336	0,62283	0,62013	0,84268	Reais/m3
Preço do Óleo	0,55	0,55	0,55	0,55	Reais/L
Valor de Gás Natural	779.996	944.389	1.431.065	1.436.009	Reais/mês
Valor de Óleo	572.457	538.552	378.055	0	Reais/mês
Valor Total	1.352.453	1.482.941	1.809.120	1.436.009	Reais/mês

Por fim pode-se então calcular o gasto com compra e venda de Energia Elétrica. Os cálculos estão apresentados abaixo e foram baseados na Resolução Homologatória n^o 795 que homologa as tarifas de fornecimento de Energia Elétrica. A Indústria em estudo é do grupo Horo-Sazonal Azul e Subgrupo A2 (88 a 138 kV) alimentada pela CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz), os valores utilizados seguem em anexo. O valor final da compra de energia foi ajustado com 10% de aumento do que o valor praticado atualmente, devido à tendência de aumento mostrada no gráfico do capítulo de Mercado. A seguir segue a tabela de custos.

Tabela 11 - Cálculo da Energia Elétrica

Energia					
	Modelo Taurus 60	Modelo Taurus 70	Modelo Mars 100	Caldeira	
Importação	3750	2220	0	8400	kW
	17082000	3679200	0	57816000	kWh
	4.222.929	1.231.560	0	13.314.345	Reais/ano
Reserva	4650	6180	8400		kW
	2036700	2706840	3679200		kWh
	592.974	788.082	1.178.297		Reais/ano
Venda	0	0	1.642.763		Reais/ano
Total	5.297.494	2.221.606	-464.465	14.645.780	Reais/ano

Para o caso com modelo Mars 100 que a energia elétrica excedente será vendida para a Rede Integrada, foi utilizado o valor médio de mercado dos últimos oito anos, descontado o valor do ano de 2001, que é um ponto completamente fora da curva, devido ao chamado apagão, que foi o colapso do sistema elétrico brasileiro devido à falta de oferta de energia, o que acarretou uma disparada no preço da energia. Os valores fornecidos pela CCCE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) seguem em anexo. O valor médio usado foi ajustado com 15% de aumento, definido com valor de 70 Reais/MWh.

Com isso tem-se o custo de operação de cada configuração de Cogeração e seu montante final já pode ser previamente comparado com o Sistema com simples Caldeira Convencional, lembrando ainda que custos de implantação e manutenção precisam ainda ser estudados e incluídos para se ter uma noção mais exata de todos os custos envolvidos.

Abaixo segue tabela com os custos de operação consolidados para cada alternativa.

Tabela 12 - Custos de Operação

	Operação (Reais/ano)							
	Taurus 60		Taurus 70		Mars 100		Caldeira	
Gás Natural	9.359.956	43%	11.332.665	56%	17.172.779	80%	17.232.112	53%
Energia Elétrica	5.297.494	24%	2.221.606	11%	-464.465	-2%	14.645.780	45%
Óleo	6.869.482	31%	6.462.623	32%	4.536.665	21%	0	0%
Água	341.640	2%	341.640	2%	341.640	2%	341.640	1%
Total	21.868.572	100%	20.358.535	100%	21.586.618	100%	32.219.532	100%

20.2 Manutenção

Abaixo temos algumas tabelas demonstrativas de parâmetros de custos de manutenção utilizados com base em algumas propostas e também em comparação com base de dados de outras Plantas da empresa EnergyWorks (Empresa de Outsourcing de Centrais de Cogeração com aproximadamente 100 MW instalados no país):

Tabela 13 - Custos de Manutenção

	Manutenção (Reais)							
	Taurus 60		Taurus 70		Mars 90		Caldeira	
Equipamentos	1.200.000	45%	1.400.000	49%	1.600.000	52%	300.000	30%
Mao de Obra	900.000	34%	900.000	31%	900.000	29%	400.000	41%
Consumíveis	80.000	3%	80.000	3%	80.000	3%	35.000	4%
Estrutura	120.000	5%	120.000	4%	120.000	4%	20.000	2%
Seguro	150.000	6%	160.000	6%	180.000	6%	30.000	3%
Outros	200.000	8%	200.000	7%	200.000	6%	200.000	20%
Total	2.650.000	100%	2.860.000	100%	3.080.000	100%	985.000	100%

20.3 Instalação

Abaixo temos algumas tabelas demonstrativas de custos de Implantação da Planta de Cogeração utilizados com base em algumas propostas e também em comparação com base de dados de outras Centrais da Empresa EnergyWorks (Empresa de Outsourcing de Centrais de Cogeração com aproximadamente 100 MW instalados no país):

Tabela 14 - Custos de Implantação

	Implantação (Reais)							
	Taurus 60		Taurus 70		Mars 100		Caldeira	
Projeto	1.500.000	5%	1.500.000	5%	1.500.000	4%	500.000	6%
Turbina	8.000.000	28%	10.000.000	32%	13.000.000	37%	0	0%
Caldeira	6.500.000	22%	6.500.000	21%	6.500.000	18%	6.000.000	67%
Construção Civil	3.500.000	12%	3.850.000	12%	4.235.000	12%	500.000	6%
Sistema Elétrico	2.500.000	9%	2.750.000	9%	3.025.000	9%	500.000	6%
Compressores	2.000.000	7%	2.200.000	7%	2.420.000	7%	800.000	9%
Controle de Poluentes	2.000.000	7%	1.800.000	6%	1.600.000	5%	0	0%
Automação	1.000.000	3%	1.000.000	3%	1.000.000	3%	200.000	2%
Outros	2.000.000	7%	2.000.000	6%	2.000.000	6%	500.000	6%
Total	29.000.000	100%	31.600.000	100%	35.280.000	100%	9.000.000	100%

20.4 Cogeração Qualificada

Para certificar que as configuração propostas podem ser enquadradas como Cogeração Qualificada segundo RESOLUÇÃO NORMATIVA No 235 da ANEEL (que segue em anexo), ou seja, que usam a energia de uma forma racional e eficiente, foram estudados e calculados todos parâmetros, comprovando que realmente se enquadram aos parâmetros estabelecidos na resolução. Somente sendo qualificada segundo os parâmetros da ANEEL, a Planta de Cogeração pode gozar de todos os incentivos e benefícios governamentais, como por exemplo, redução na tarifa do Gás Natural. Segue tabela com resultado do cálculo, os parâmetros calculados devem obedecer à regra abaixo.

$$\frac{E_t}{E_f} \geq 15\%$$

$$\left(\frac{E_t}{E_f}\right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq F_c \%$$

Tabela 15 - Parâmetros para Cogeração Qualificada

	Modelo Taurus 60	Modelo Taurus 70	Modelo Mars 100
Et	20.574	20.574	20.574
Ef	33.194	35.821	41.981
Ee	4.650	6.180	9.420
Fc	0,41	0,44	0,44
X	2,14	2,13	2,13
0,15*Ef	4.979	5.373	6.297
(Et/Ef)/X + (Ee/Ef)	0,430	0,442	0,454
	É Cogeração	É Cogeração	É Cogeração
Eficiência	76,0%	74,7%	71,4%
Mecânica/Térmica	0,23	0,30	0,46

Abaixo segue explicação segundo a Resolução para cada parâmetro estudado.

Energia da fonte (Ef): energia recebida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, com base no conteúdo energético específico, que no caso dos combustíveis é o Poder Calorífico Inferior (PCI);

Energia da utilidade eletromecânica (Ee): energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central;

Energia da utilidade calor (Et): energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando das energias brutas entregues ao processo as energias de baixo potencial térmico que retornam à central;

Eficiência Energética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidade eletromecânica e utilidade calor;

Eficiência Exergética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidades equivalentes à eletromecânica;

Fator de cogeração (F_c %): parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, o qual aproxima-se do conceito de Eficiência Exergética

Fator de ponderação (X): parâmetro adimensional definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, obtido da relação entre a eficiência de referência da utilidade calor e da eletromecânica, em processos de conversão para obtenção em separado destas utilidades.

21 ESTUDO DE VIABILIDADE

Para o estudo de viabilidade foi determinado uma estimativa de valores de Operação mínima da Planta de Cogeração durante 15 anos sob mesmas características e configurações.

Os resultados finais das três Cogerações e da Caldeira convencional são representados abaixo:

Tabela 16 - Resultado Final

	Taurus 60	Taurus 70	Mars 100	Caldeira	[]
Operação					
Energia Elétrica	5.297.494	2.221.606	-464.465	14.645.780	Reais/ano
Gás Natural	9.359.956	11.332.665	17.172.779	17.232.112	Reais/ano
Óleo	6.869.482	6.462.623	4.536.665	0	Reais/ano
Água	341.640	341.640	341.640	341.640	Reais/ano
Total	21.868.572	20.358.535	21.586.618	32.219.532	Reais/ano
Manutenção					
Total	2.650.000	2.860.000	3.080.000	985.000	Reais/ano
Total (Manut + Oper)	24.518.572	23.218.535	24.666.618	33.204.532	Reais/ano
Implantação					
Total	29.000.000	31.600.000	35.280.000	9.000.000	Reais
Tempo de Operação	15	15	15	15	Anos
Total Corrigido	26.451.906	25.325.202	27.018.618	33.804.532	Reais/ano
	2.204.325	2.110.433	2.251.552	2.817.044	Reais/mês
Comparação	4,45%	Menor	6,69%	33,48%	
Tempo de Retorno	3,3	3,2	4,1		Anos

Após a análise dos resultados a opção que se mostra economicamente mais viável, observando apenas os custos de Operação e Manutenção, é a configuração com a Turbina Taurus 70 no valor de aproximadamente 23,2 milhões de Reais por ano, por ter um equilíbrio de consumo de combustível e compra de Energia Elétrica

da Rede Integrada. É seguida pela configuração com a Turbina Mars 100, que por vender excedentes de energia elétrica à rede, compensa os altos custos de combustíveis que possui.

Observando apenas o valor de Manutenção ou Implantação, o Sistema com Caldeira convencional, sendo composto por aproximadamente 985 mil de Reais por ano com Manutenção, e apenas 9 milhões de Reais para Implantação por não possuir nenhuma Turbina, é o que se destaca. É seguida pela opção com a Turbina Taurus 60 que por ser menor que as concorrentes, é conseqüentemente mais barata.

Por fim a opção mais viável levando em conta o valor Total Corrigido, que significa a divisão de todos os custos equivalentemente durante os 15 anos de previsão de operação, é a opção com a turbina Taurus 70 com um valor de aproximadamente 2,1 milhões de Reais por mês. Comparado com o sistema com Caldeira convencional, a redução mensal chega próxima a 700 mil Reais, uma redução percentual de aproximadamente 25%.

O tempo estimado de retorno do Capital investido é de 3,2 anos, fato que indica uma forte viabilidade econômica para implantação e construção de Plantas de Cogeração, possibilitando grande crescimento no setor, que ainda é bem discreto no Brasil.

Mesmo com o possível o aumento da Energia Elétrica, tanto para compra como para venda, pelo fato do valor de venda ser muito baixo comparado com a compra da rede, ainda não seria a melhor opção uma Central grande de Cogeração, visando venda de excedentes elétricos como é o caso do uso da Turbina Mars 100.

21.1 Análise da distribuição dos Custos

A seguir pode-se observar a divisão dos custos para alternativa com a turbina Taurus 70 durante os 15 anos previstos de operação.

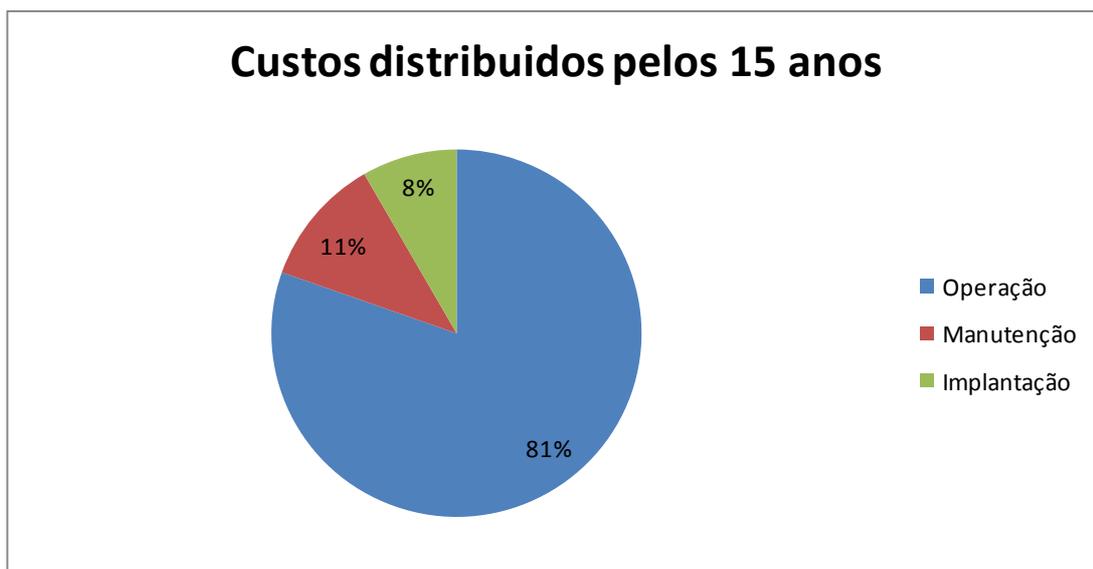


Figura 23 - Distribuição dos custos Totais

Fica evidente que a maior parte dos custos, cerca de 80% é referente aos custos de operação devido a custos com compra de combustíveis e energia elétrica complementar.

É importante ressaltar que todos os custos com pessoal, mesmo os referente a operação da Planta, foram atribuídos à custos na manutenção por critério de divisão, e por representarem grandezas mais próximas.

A seguir temos a distribuição dos custos divididos em Operação, Manutenção e Instalação para a o entendimento de cada parcela em separado.

21.2 Custos de Operação

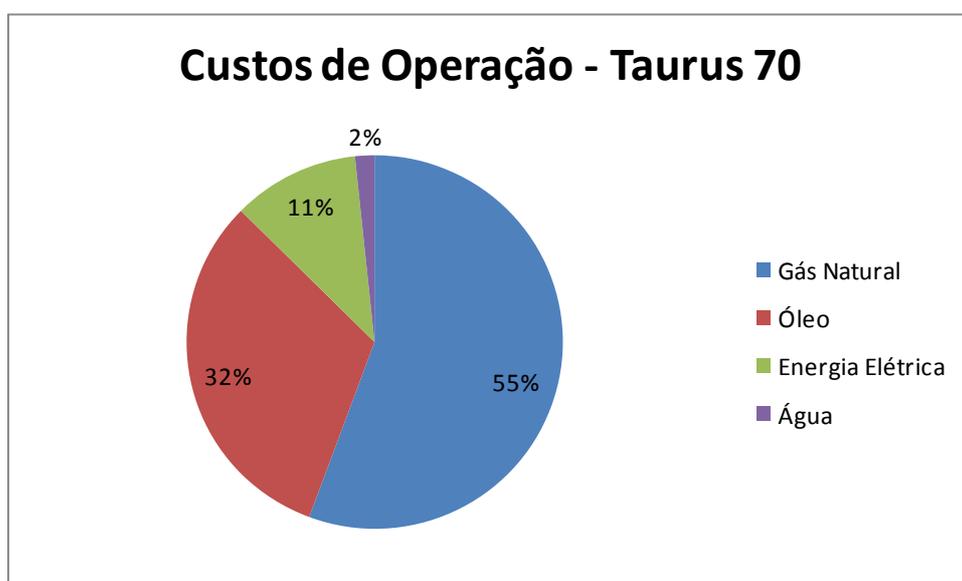


Figura 24 - Distribuição dos custos de Operação

Aproximadamente 85% dos custos de operação são relacionados aos insumos energéticos, fato que reforça a importância estratégica de se adotar combustíveis de baixo custo e de abundância de oferta, pois o impacto nos custos finais e na viabilidade do projeto pode ser diretamente ligado a essa escolha. O impacto desses custos no total nos custos totais chega a aproximadamente 64%.

O custo de compra de Energia Elétrica representa apenas 10 % dos custos de operação, mas sua contribuição nos custos finais é de aproximadamente 9%, o que evidencia sua grande contribuição nos custos, indicando que um aumento muito grande nessa parcela pode contribuir pela escolha de uma alternativa com menos compra de energia elétrica.

21.3 Custos de Manutenção

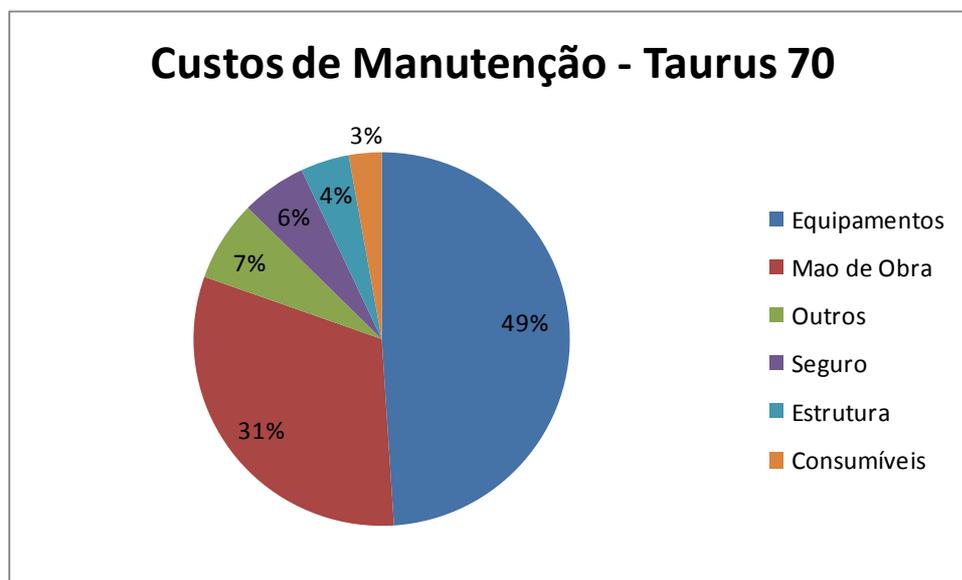


Figura 25 - Distribuição dos custos de Manutenção

Devido a necessidade de eficiência e confiabilidade da Planta de Cogeração, os custos relativos a manutenção de equipamentos, podem chegar a aproximadamente 50% dos custos. A manutenção da Turbina em específico é a que mais contribui para essa grande participação, pois necessita de “overhaul” (revisões completas, com troca de componentes) periódicos para garantia de pleno funcionamento da máquina

21.4 Custos de Implantação

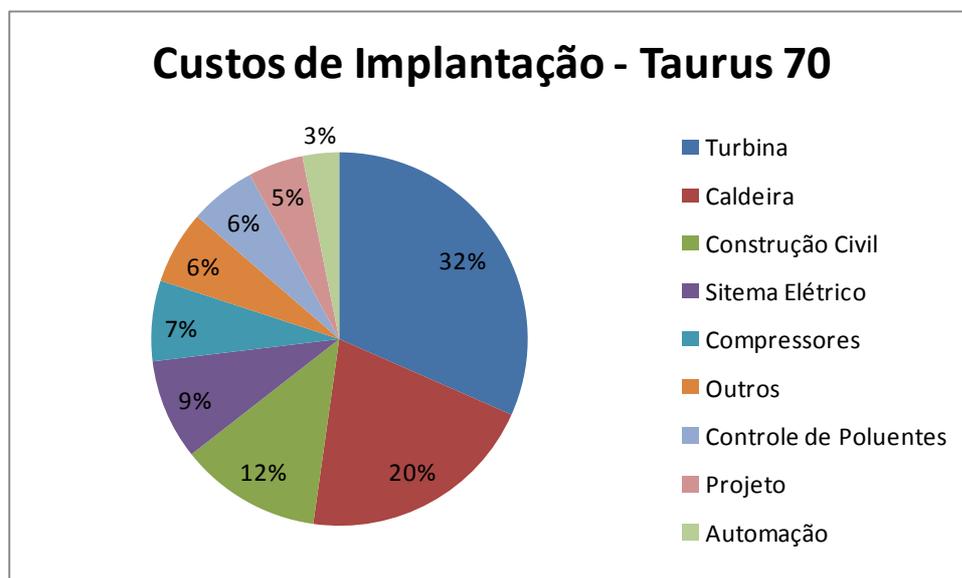


Figura 26 - Distribuição dos custos de Implantação

A turbina e caldeira juntas correspondem a pouco mais de 50% do total dos custos de Implantação, fato que revela grande importância na determinação e compra desses equipamentos.

A construção civil por representar 12% nos custos, deve ser muito bem avaliada. Necessidades de grandes transformações na área da construção podem encarecer demasiadamente a obra. É necessário que se use e escolha um local que reduza esses custos.

22 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DA PLANTA ESCOLHIDA

Para a finalização do Trabalho, a configuração da Planta escolhida, com a Turbina Taurus 70, foi simulada no programa GTPRO 19, licença cedida pela EnergyWorks, para comparação dos resultados. Os resultados são apresentados abaixo.

Tabela 17 - Comparação do resultado obtido com simulado

	Estudo	GT PRO 19	Comparação
Potência Líquida (kW)	6180	6088	1,5%
Consumo de Gás Natural (kg/h)	1587	1538	3,1%
Consumo de Óleo Combustível (kg/h)	1391	1409	-1,3%

Pode-se perceber que a diferença entre o resultado do estudo e o resultado da simulação com GT Pro 19, sob mesmas condições, mostra um resultado razoável para o modelo proposto. A maior diferença se deu no consumo de Gás Natural na Turbina com aproximadamente 3,1% a mais que o simulado, possivelmente, pois o programa ajusta precisamente as condições ambientes para o cálculo do consumo na turbina.

23 ANÁLISES E RESULTADOS

O uso da Caldeira Bi Combustível com queima de Gás Natural e Óleo ultra-viscoso 4A encarece o preço de implantação do empreendimento pela dificuldade logística e de controle de poluentes que a queima do óleo acarreta, mas o grande trunfo é torna o empreendimento versátil para condições mais diversas de preços dos combustíveis. Fato que pode ser explorado ainda mais com possíveis contratos de volumes de Gás Natural intermitente.

O ponto de inversão de benefício do uso do gás natural em detrimento ao óleo nessa na configuração proposta, visando redução nos custos de operação, é quando o preço do metro cúbico de Gás Natural for no máximo 2,45% superior ao preço do litro de Óleo Combustível.

O valor de Gás Natural para Cogeração abaixo de 0,569631 Reais/m³ inverteria a viabilidade do uso da Caldeira Bicomcombustível. Seria mais viável o uso somente do Gás Natural, analisando os custos distribuídos no período de 15 anos. Para esse cálculo foram retirados os custos da construção civil do tanque e equipamentos de controle de emissão.

Importante informação foi conseguida em conversa com Luis Fabiani, que trabalha na empresa Dynamis, referência nacional em estudos e projetos técnicos na área térmica que confirmou que é sim possível desenvolver um queimador de Caldeira Bicomcombustível com queima suplementar de Gás Natural e Óleo ultra viscoso. Dúvida que surgiu devido a não existir no mercado queimador com tais características, mostrando pioneirismo no estudo. O queimador pode ser o mesmo usado para queima de gás natural e óleos leves, a menos das pastilhas de nebulização, pois como os óleos leves têm uma temperatura de ebulição muito baixa, logo que ele é injetado ele se transforma em gás ocorrendo-o risco de se formar um bolsão de combustível sem O₂ para a queima, o que não ocorre com os óleos pesados.

Houve um contato inicial com a Empresa Petrobras para pedido de maiores informações dos óleos comercializados, mas devido à política restritiva da mesma,

são necessárias uma série de condições para que eles forneçam tais dados, o que dificulta bastante os estudos nessa área.

Fica claro após esse estudo preliminar que o mercado de Cogeração no Brasil está em crescimento e permanecerá por alguns anos devido à constante alta nos preços de energia elétrica e possibilidade grande de redução de custos do Gás Natural e Óleos Combustíveis, já que constantemente são encontradas novas jazidas de exploração no Brasil.

Novas tecnologias e estudos serão sempre interessantes e de grande importância para melhora na eficiência energética de sistemas geradores bem como diminuição de emissões de agentes poluidores do meio ambiente.

24 ANEXOS

24.1 Turbinas

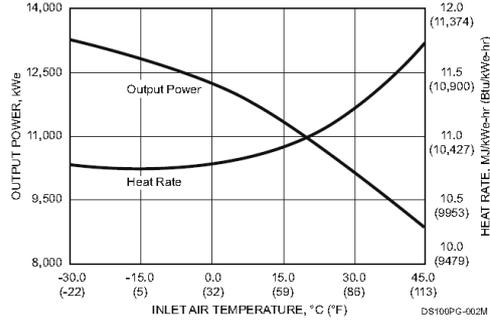
Solar Turbines MARS 100 A Caterpillar Company Gas Turbine Generator Set Power Generation

Performance

Output Power Continuous Duty	11 430 kW _e
Heat Rate	10 885 kJ/kW _e -hr (10,320 Btu/kW _e -hr)
Exhaust Flow	152 080 kg/hr (335,275 lb/hr)
Exhaust Temp.	485°C (905 °F)

Nominal Rating – ISO
 At 15°C (59°F), sea level
 No inlet/exhaust losses
 Relative humidity 60%
 Natural gas fuel with
 LHV = 35 MJ/m³ (940 Btu/scf)
 No accessory losses
 Engine efficiency: 33%
 (measured at generator terminals)

Available Power



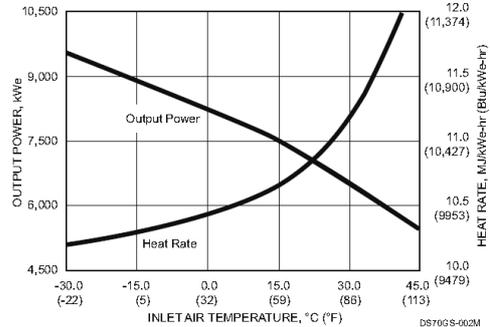
Solar Turbines TAURUS 70 A Caterpillar Company Gas Turbine Generator Set Oil & Gas Applications

Performance

Output Power	7520 kW _e
Heat Rate	10 650 kJ/kW _e -hr (10 100 Btu/kW _e -hr)
Exhaust Flow	97 000 kg/hr (213,840 lb/hr)
Exhaust Temp.	485°C (905°F)

Nominal Rating – ISO
 At 15°C (59°F), sea level
 No inlet/exhaust losses
 Relative humidity 60%
 Natural gas fuel with
 LHV = 35 MJ/m³ (940 Btu/scf)
 No accessory losses
 Engine efficiency: 33.8%

Available Power



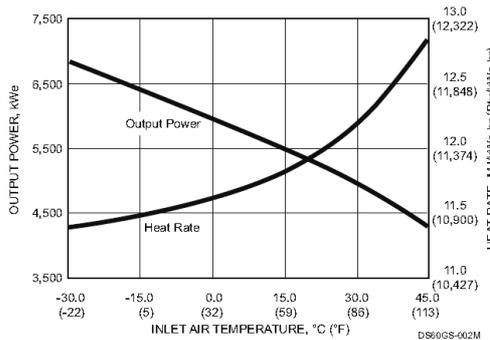
Solar Turbines TAURUS 60 A Caterpillar Company Gas Turbine Generator Set Oil & Gas Applications

Performance

Output Power Continuous Duty	5670 kW _e
Heat Rate	11 430 kJ/kW _e -hr (10,830 Btu/kW _e -hr)
Exhaust Flow	78 385 kg/hr (172,810 lb/hr)
Exhaust Temp.	510°C (950°F)

Nominal Rating – ISO
 At 15°C (59°F), sea level
 No inlet/exhaust losses
 Relative humidity 60%
 Natural gas fuel with
 LHV = 35 MJ/m³ (940 Btu/scf)
 No accessory losses
 Engine efficiency: 31.5%

Available Power



24.2 Fatores de conversão

kgf/cm ² para kPa	98,07
kcal para J	4186,8

24.3 Gás Natural

Gás Natural		
PCI	8500	kcal/m ³
Massa específica	0,764	kg/m ³
PCI	35588	kJ/m ³
PCI	46581	kJ/kg

CÁLCULO DA TARIFA MÉDIA DO GÁS COMBUSTÍVEL											
PORTARIA ARSESP nº 063, de 29/05/2009											
Cia de Gás:		COMGÁS - SEGMENTO COGERAÇÃO									
Projeto:											
Consumo de gás:		Alt.1 1.251.272 m ³ /mês			Alt.2 1.516.295 m ³ /mês			Alt.3 2.307.673 m ³ /mês			
FAIXA DE CONSUMO (m ³ /mês)	CONSUMO	PREÇO (R\$/m ³) s/ ICMS		Volume Mensal Total por Faixa	VALOR TOTAL A SER PAGO	Volume Mensal Total por Faixa	VALOR TOTAL A SER PAGO	Volume Mensal Total por Faixa	VALOR TOTAL A SER PAGO		
		GÁS	MARGEM								
0	a 5.000,00	0,521156	0,3144780	5.000	4.178,17	5.000	4.178,17	5.000	4.178,17		
5.000,01	a 50.000,00	0,521156	0,2492770	45.000	34.669,48	45.000	34.669,48	45.000	34.669,48		
50.000,01	a 100.000,00	0,521156	0,2160930	50.000	36.862,44	50.000	36.862,44	50.000	36.862,44		
100.000,01	a 500.000,00	0,521156	0,1667390	400.000	275.157,99	400.000	275.157,99	400.000	275.157,99		
500.000,01	a 2.000.000,00	0,521156	0,1719980	751.272	520.746,88	1.016.295	704.448,92	1.500.000	1.039.730,99		
2.000.000,01	a 4.000.000,00	0,521156	0,1567040	0	0,00	0	0,00	307.673	208.559,17		
TOTAL				R\$/MÊS	871.614,96	R\$/MÊS	1.055.317,00	R\$/MÊS	1.599.158,25		
Preço gás (Commodity + Transporte)				R\$/m ³	0,5211560	R\$/m ³	0,5211560	R\$/m ³	0,5211560		
Margem média de distribuição				R\$/m ³	0,1754274	R\$/m ³	0,1748280	R\$/m ³	0,1718184		
Preço médio do gás				R\$/m ³	0,6965834	R\$/m ³	0,6959840	R\$/m ³	0,6929744		
Preço com ICMS				12%	R\$/m ³	0,7915720	R\$/m ³	0,7908909	R\$/m ³	0,7874709	
Custo sem ICMS, PIS e COFINS				R\$/m³	0,6233630	R\$/m³	0,6228266	R\$/m³	0,6201333		

24.4 Óleo Ultra-Viscoso - 4A

Óleo 4A	
Densidade (kg/m ³) - 20/4°C	1,037
Fulgor (°C)	101
Ponto Fluidez (°C)	-
Enxofre (% peso)	4,0
Cinzas (% peso)	-
PCS (kcal/kg)	10.000
PCI (kcal/kg)	9.450
Preço (Reais/L)	0,55

24.5 Compra de Energia

Tabela 18 - Parâmetros para cálculo da Energia Elétrica da CPFL (ANNEL)

DP =	16,15
DFP =	2,11
Demanda =	19,00

DP =	14,52	PS =	316,21	FPS =	194,24
DFP =	1,89	PU =	285,23	FPU =	176,28
TUSD ENC =	23,08	MÉDIA =	197,16		

24.6 Venda de Excedentes para Rede

Tabela 19 – Preço de venda de energia elétrica para rede (CCEE)

Ano	Mês	Semana	SE			S			NE			N		
			Pesado	Médio	Leve									
Media	2001		497	497	497	42	42	42	618	618	618	497	497	497
Media	2002		46	45	45	15	14	14	88	88	88	14	14	13
Media	2003		13	13	13	14	14	13	14	14	14	13	13	13
Media	2004		19	19	19	19	19	19	42	42	42	19	19	19
Media	2005		30	29	29	38	36	30	19	19	19	29	26	26
Media	2006		69	68	66	71	70	68	33	33	33	58	58	57
Media	2007		97	96	95	90	90	89	94	93	93	94	93	93
Media	2008		139	138	136	138	138	134	139	138	137	139	137	130
Media	2009		47	46	45	49	49	46	38	38	37	28	28	28
Média	Geral		106	106	105	53	52	51	120	120	120	99	98	97
Média	Geral s/ 2001		57	57	56	54	54	52	58	58	58	49	48	47

24.7 Simulação usando o EES

Simulação para a configuração com a Turbina Taurus 70.

// Entradas//

Demanda_pico=8,4 [MW]
 Demanda_media=6,6 [MW]
 Vapor_pico=35000 [kg/h]
 Vapor_media= 30000 [kg/h]
 PCI_oleo=39565,26 [kJ/m^3]
 preco_gas=0,622826 [\$]

//Turbina Taurus 70//

Pot= 6600 [kW]
 Pot_liq=6180 [kW]
 Heat_Rate= 11200 [kJ/kWh]
 Vgases=97000 [kg/h]
 Tgases=485 [C]

Tsaida=180 [C]
disp_turbina=0,95
PCI=35588 [kJ/m³]
c_ar=1,075 [kJ/kg.C]
Consumo=(Pot*Heat_Rate)/PCI
Energ_recup=Vgases*c_ar*(Tgases-Tsaida)*disp_turbina
Total_turbina=preco_gas*Consumo*365*24 [Reias/ano]

//Caldeira de Recuperação//

rend=0,9
preco_oleo=0,55 [\$/L]
densidade=1,037 [kg/l]

//Vapor para a Indústria//

P_saida=2795 [kPa]
T_saida=230 [C]
h_saida=Enthalpy(Steam;T=T_saida;P=P_saida)

//Líquido de retorno//

Porcentagem=,80 []
P_retorno=300 [kPa]
T_retorno=80 [C]
h_retorno=Enthalpy(Steam;T=T_retorno;P=P_retorno)
Energ_retorno=Vapor_media*Porcentagem*(h_saida-h_retorno)

//Líquido de reposição//

P_reposicao=100 [kPa]
T_reposicao=22 [C]
h_reposicao=Enthalpy(Steam;T=T_reposicao;P=P_reposicao)
Energ_reposicao=Vapor_media*(1-Porcentagem)*(h_saida-h_reposicao)

Energ_oleo=661951 [kJ/h]

E_suplementar=(Energ_retorno+Energ_reposicao)*(1+(1-rend))-
Energ_recup*disp_turbina+Energ_oleo

Consumo_cald=E_suplementar/PCI_oleo*365*24

Total_cald=((Consumo_cald*preco_oleo)/densidade)

//Água//

Tarifa=6,5 [\$/m³]
vazao_agua=Porcentagem*Vapor_media/1000
Valor_agua=vazao_agua*Tarifa

//Energia// //dados de planilha do excel//

Importacao=1231560 [\$/ano]
Reserva=788082 [\$/ano]

Total_energ=(Importacao+Reserva)*1,1

//Total de Operação por Ano//

Total=Total_turbina+Total_cald+Total_energ [\$/ano]

24.8 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 235, DE 14 DE NOVEMBRO DE 2006

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL,

no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos arts. 1º, incisos II, IV e VIII e 2º, inciso I da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, com base no art.4º, inciso IX, Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, o que consta no Processo 48500.004724/05-41, e considerando que:

a atividade de cogeração de energia contribui para a racionalidade energética, possibilitando melhor aproveitamento e menor consumo de fontes de energia, quando comparada à geração individual de calor e energia elétrica; em função da Audiência Pública nº 003/2006, em caráter documental, realizada no período de 22 de fevereiro a 07 de abril de 2006, foram recebidas sugestões de diversos agentes do setor de energia elétrica, bem como da sociedade em geral, que contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os requisitos para o reconhecimento da qualificação de centrais termelétricas cogedoras, com vistas a participação nas políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos.

Art. 2º O disposto nesta Resolução aplica-se a:

I – pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada ao serviço público ou à produção independente; ou

II – pessoa física, pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada à autoprodução, com excedente para comercialização eventual ou temporária.

DAS TERMINOLOGIAS E DOS CONCEITOS

Art. 3º Para os fins e efeitos desta Resolução são adotadas as terminologias e conceitos a seguir definidos:

I – Cogeração: processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária, observando que:

a) a instalação específica denomina-se central termelétrica cogeneradora, cujo ambiente não se confunde com o processo ao qual está conectada, sendo que, excepcionalmente e a pedido do interessado, a cogeração poderá alcançar a fonte e as utilidades no processo, além das utilidades produzidas pela central termelétrica cogeneradora a que está conectado, condicionando aquelas à exequibilidade de sua completa identificação, medição e fiscalização, a critério exclusivo da ANEEL; e

b) a obtenção da utilidade eletromecânica ocorre entre a fonte e a transformação para obtenção da utilidade calor;

II - Cogeração qualificada: atributo concedido a cogeneradores que atendem os requisitos definidos nesta Resolução, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração;

III - Energia da fonte (E_f): energia recebida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, com base no conteúdo energético específico, que no caso dos combustíveis é o Poder Calorífico Inferior (PCI);

IV - Energia da utilidade eletromecânica (E_e): energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central;

V - Energia da utilidade calor (E_t): energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando das energias brutas entregues ao processo as energias de baixo potencial térmico que retornam à central;

VI - Eficiência Energética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidade eletromecânica e utilidade calor;

VII - Eficiência Exergética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidades equivalentes à eletromecânica;

VIII - Fator de cogeração (F_c %): parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, o qual aproxima-se do conceito de Eficiência Exergética; e

IX - Fator de ponderação (X): parâmetro adimensional definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, obtido da relação entre a eficiência de referência da utilidade calor e da eletromecânica, em processos de conversão para obtenção em separado destas utilidades.

DOS REQUISITOS PARA QUALIFICAÇÃO

Art. 4º A central termelétrica cogeneradora, para fins de enquadramento na modalidade de “cogeração qualificada”, deverá atender os seguintes requisitos:

I - estar regularizada perante a ANEEL, conforme o disposto na legislação específica e na Resolução nº 112, de 18 de maio de 1999; e

II – preencher os requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações a seguir:

a) $\frac{Et}{Ef} \geq 15\%$

b) $\left(\frac{Et}{Ef}\right) \div X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc\%$

§ 1º Os valores de “X” e “Fc” das fórmulas de que trata o inciso II deverão ser aplicados em função da potência elétrica instalada na central de cogeração e da respectiva fonte, obedecida a seguinte tabela:

Fonte/potência elétrica instalada	X	Fc%
Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão:		
Até 5 MW	2,14	41
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,13	44
Acima de 20 MW	2,00	50
Demais combustíveis:		
Até 5 MW	2,50	32
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,14	37
Acima de 20 MW	1,88	42
Calor recuperado de processo:		
Até 5 MW	2,60	25
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,17	30
Acima de 20 MW	1,86	35

§ 2º No caso de queima alternada ou mesclada de diferentes fontes, os valores de “X” e “Fc”, representativos dessa situação, serão obtidos por ponderação dos valores contidos na tabela de que trata o parágrafo anterior, segundo a participação energética de cada fonte.

§ 3º Poderão candidatar-se à qualificação os blocos de cogeração pertencentes a uma central termelétrica contendo blocos de geração pura, desde que se distingam os primeiros dos segundos, e os blocos de cogeração apresentem medições perfeitamente individualizadas que permitam o cômputo das suas energias Ef, Ee e Et e a sua fiscalização.

DA SOLICITAÇÃO DE QUALIFICAÇÃO

Art. 5º A qualificação de central termelétrica cogeneradora deverá ser objeto de requerimento à ANEEL, acompanhado de relatório contendo as seguintes informações:

I - memorial descritivo simplificado da central e do processo associado;

II - planta geral do complexo destacando onde está inserida a central;

III - diagrama elétrico unifilar geral da central;

IV - caracterização do calendário do ciclo operativo da central, com indicação do seu regime operativo e o conseqüente fator de utilização média das instalações;

V- balanço da energia elétrica em kWh/h, indicando, tanto para “carga plena” quanto “carga média”, as informações referentes a:

a) geração bruta;

b) consumo em serviços auxiliares da central;

c) consumo no processo industrial associado; e

d) intercâmbio externo, se houver importação ou exportação;

VI - fluxograma do balanço térmico na “carga plena” e na “carga média”, indicando para cada situação a vazão mássica e as variáveis de estado de todos os fluidos envolvidos, na entrada e saída dos principais equipamentos e instalações da central;

VII - demonstração da eficiência energética individual dos principais equipamentos integrantes do ciclo térmico de cogeração; e

VIII - demonstração do atendimento aos requisitos de racionalidade a que se refere o inciso II do art. 4º. Parágrafo único. A documentação técnica, em todas as suas partes, deverá estar assinada pelo engenheiro responsável pelas informações, incluindo a comprovação de sua carteira-inscrição e certificado de regularidade perante o Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia – CREA.

Art. 6º O requerimento da qualificação deverá considerar os dados energéticos extraídos da efetiva operação da central, podendo, na sua falta, ser instruído com as informações do planejamento operativo.

Art. 7º A ANEEL poderá solicitar outros dados e informações adicionais ou a complementação daqueles já apresentados, para melhor instrução e análise da qualificação requerida.

Art. 8º As centrais termelétricas que utilizam exclusivamente a biomassa como fonte primária de energia não necessitam de qualificação para fazer jus aos benefícios previstos na legislação, respeitadas as respectivas condições de aplicação.

AS OBRIGAÇÕES DO COGERADOR QUALIFICADO

Art. 9º Uma vez reconhecida a qualificação, o agente obriga-se a manter em arquivo o registro mensal dos montantes energéticos referentes à *Ef*, *Ee* e *Et*, bem como o demonstrativo da sua apuração, com base na efetiva operação da central termelétrica cogeneradora, observando os seguintes procedimentos:

I – no caso da qualificação tiver sido outorgada com base nas informações do planejamento operativo, o agente deverá encaminhar à ANEEL, até nove meses após o início da operação, a apuração e a demonstração do atendimento aos requisitos de racionalidade a que se refere o inciso II do art.4º desta Resolução, em base mensal, bem como o acumulado dos seis primeiros meses de operação; e II - os arquivos anteriores aos últimos sessenta meses perdem a validade para fins de comprovação à ANEEL.

Parágrafo único. Deverão ser informadas à ANEEL as alterações que impliquem a violação de qualquer das condições de qualificação da central termelétrica cogeneradora.

Art. 10. O desatendimento não eventual às condições de qualificação da central termelétrica sujeitará o agente à revogação do ato de reconhecimento da qualificação, à cessação dos benefícios incorridos e à aplicação da respectiva penalidade conforme os arts. 7º e 15 da Resolução nº 063, de 12 de maio de 2004.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 11. Mantêm-se em vigor todas as qualificações reconhecidas sob a vigência da Resolução nº 21, de 20 de janeiro de 2000, equiparando-se o regime precário ao permanente.

Parágrafo único. Essas qualificações passam a se sujeitar ao disposto nesta Resolução no tocante às condições de manutenção da qualificação e de sua violação, respectivamente, nos termos dos arts. 4º e 10 desta Resolução.

Art. 12. Fica revogada a Resolução nº 021, de 20 de janeiro de 2000.

Art. 13. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

24.9 INSTRUÇÃO NORMATIVA IBAMA Nº 7, DE 13 DE ABRIL DE 2009

DOU 15.04.2009

O PRESIDENTE DO INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA, nomeado pela Portaria nº 383,

de 02 de junho de 2008, da Ministra de Estado Chefe da Casa Civil da Presidência da República, publicada no Diário Oficial da União de 03 de junho de 2008, no uso das atribuições que lhe conferem o Art. 22, do Anexo I ao Decreto nº 6.099, de 27 de abril de 2007, que aprovou a Estrutura Regimental do IBAMA, publicado no Diário Oficial da União do dia subsequente, Considerando que o Art. 225 da Constituição Federal de 1988 estabelece o direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao poder público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações.

Considerando as disposições da Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981 e seu Decreto Regulamentador nº 99.274, de 6 de julho de 1990, que institui a Política Nacional do Meio Ambiente e define licenciamento ambiental como um de seus instrumentos;

Considerando a Resolução CONAMA nº 237, de 19 de dezembro de 1997, que normatiza procedimentos sobre o licenciamento ambiental e fixa competências dos órgãos licenciadores;

Considerando a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima que reconhece que as atividades humanas estão aumentando substancialmente as concentrações atmosféricas de gases de efeito estufa, e que esse aumento está intensificando o efeito estufa natural e resultando em provável aquecimento adicional da superfície e da atmosfera da Terra podendo afetar negativamente os ecossistemas naturais e a humanidade;

Considerando que os países signatários da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima devem adotar medidas de precaução para prevenir, evitar ou minimizar as causas da mudança do clima e mitigar seus efeitos negativos;

Considerando que todos os países signatários da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima devem formular, implementar, publicar e atualizar regularmente programas nacionais e, conforme o caso, regionais, que incluam medidas para mitigar as emissões antrópicas por fontes e promover remoções por

sumidouros de todos os gases de efeito estufa não controlados pelo Protocolo de Montreal;

Considerando que o Plano Nacional sobre Mudança do Clima tem como um de seus objetivos eliminar a perda líquida de cobertura florestal no Brasil até 2015, prevendo, além da conservação da floresta, dobrar a área de florestas de 5,5 milhões de hectares para 11 milhões de hectares em 2020, sendo 2 milhões de hectares em florestas nativas;

Considerando a necessidade de organização dos procedimentos de licenciamento ambiental de Usinas Termelétricas visando a mitigação das emissões de Gases de Efeito Estufa;

Considerando os compromissos assumidos diante da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima, de estimular em território nacional a adoção de melhores tecnologias, práticas e processos, que controlem, reduzam ou previnam as emissões antrópicas de gases de efeito estufa. RESOLVE: Art. 1º No procedimento de licenciamento ambiental deverão ser adotadas medidas que visem à mitigação das emissões de dióxido de carbono (CO₂) oriundas da geração de energia elétrica de usinas termelétricas movidas a óleo combustível e carvão.

Art. 2º Na fase de Licença Prévia, o Termo de Referência para elaboração do Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental EIA/RIMA, deverá conter item específico estabelecendo a necessidade de apresentação de Programa de Mitigação das Emissões de Dióxido de Carbono (CO₂) entres os programas ambientais de mitigação de impacto.

Parágrafo único. O Programa de Mitigação de Emissões de Dióxido de Carbono deverá ser definido pelo empreendedor e o IBAMA respeitando-se os seguintes critérios:

I - Pelo menos 1/3 (um terço) das emissões de dióxido de carbono deverão ser mitigadas por meio de programa de recuperação florestal, conforme cálculos definidos no Anexo 2.

II - No máximo 2/3 (dois terços) das emissões de dióxido de carbono deverão ser mitigadas por meio de investimentos em geração de energia renovável, ou medidas que promovam eficiência energética, a ser definido em conjunto com o órgão ambiental competente.

Art. 3º Projetos de recuperação florestal voluntariamente desenvolvidos pelos empreendedores serão considerados para os fins dispostos nesta IN.

§1º São considerados projetos de recuperação florestal voluntários todos aqueles que, atendidos os prazos de adequação previstos no Anexo I, estiverem em fase de implantação espontânea por parte dos empreendedores, inclusive aqueles desenvolvidos antes do pedido de licenciamento ambiental.

§2º Na hipótese do caput, a apresentação dos projetos para fins de Mitigação das Emissões de Dióxido de Carbono (CO₂) não impedirão a obtenção de créditos de carbono.

Art. 4º O programa de recuperação florestal deverá priorizar áreas de preservação permanente e reservas legais, preferencialmente localizadas na Área de Influência Direta - AID e Área de Influência Indireta - AII do empreendimento ou em unidades de conservação e terras públicas degradadas.

I- Aos empreendimentos localizados em bacias hidrográficas onde exista comitê de bacia implantado, recomenda-se consulta ao respectivo comitê para definição das áreas a serem recuperadas.

II- Os empreendedores e os Comitês de Bacia poderão celebrar Termo de Cooperação para execução das atividades de recuperação florestal.

III - O programa de recuperação florestal, para os fins dispostos nesta IN, não poderá ser desenvolvido em áreas objeto de ilícitos administrativos ambientais, especialmente em áreas desmatadas irregularmente, sem a prévia autorização do IBAMA.

Art. 5º A metodologia de recuperação florestal deverá ser discutida com o IBAMA, observando as melhores práticas existentes e as características ambientais locais.

§1º Atendendo aos objetivos do Plano Nacional de Mudanças Climáticas, pelo menos cinquenta por cento da área deverá ser recuperada com espécies nativas.

§2º Respeitada a legislação ambiental vigente, especialmente a atinente a áreas de preservação permanente e reserva legal, poderão ser utilizadas espécies exóticas na execução dos projetos de recuperação florestal, nos 50% (cinquenta por cento) restantes.

Art. 6º O empreendedor terá a opção de recorrer ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo que esteja em vigor para implementação das atividades de recuperação florestal, promoção de eficiência energética e geração de energia por fontes renováveis, desde que os projetos de reflorestamento no âmbito do MDL respeitem os percentuais de plantio de espécies nativas e exóticas previstos no parágrafo primeiro do art. 5º desta IN.

Parágrafo único. Esforços adicionais aos previstos no inciso I do Parágrafo único do art. 2º poderão ser usados para fins de obtenção de créditos de carbono no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL, DA Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima, dado o caráter voluntário da implementação.

Art. 7º O início da execução das atividades para Mitigação das Emissões de Dióxido de Carbono (CO₂) deverá se dar juntamente com o início da execução das obras de instalação do empreendimento, por ocasião da Licença de Instalação.

Art. 8º O empreendedor deverá comprovar a execução do Programa de Mitigação das Emissões de Dióxido de Carbono (CO₂) como condição para obtenção da Licença de Operação.

Parágrafo único - A comprovação de que trata o caput se fará por meio de relatórios e laudos técnicos contendo, no mínimo:

I-laudos fotográficos;

II-documentação de comprovação da localização da área, em relação ao empreendimento e bacias hidrográficas afetadas;

III-declaração firmada por técnico competente atestando a implantação do programa;

IV-coordenadas geográficas dos fragmentos recuperados;

V-cópia de contratos mantidos com os proprietários do imóvel onde o programa será realizado, identificando em cada um deles a área recuperada e o prazo necessário a execução integral do programa, quando for o caso.

Art. 9º O empreendedor deverá apresentar ao IBAMA relatório anual das atividades associadas ao Programa de Mitigação de Emissões de Dióxido de Carbono (CO₂).

Art. 10 O empreendedor aplicará o cálculo definido no Anexo 2 com base em sua potência para estimar as emissões de carbono a serem mitigadas, tanto por meio de recuperação florestal, quanto por medidas de eficiência energética e ou geração de energia por outras fontes.

Art. 11 Na renovação da Licença de Operação - LO os cálculos para Mitigação das Emissões de Dióxido de Carbono (CO₂)deverão ser refeitos com o objetivo de que seja mantido e ajustado o programa por todo o tempo de vida útil do empreendimento.

Art. 12 Os processos em tramitação no Ibama deverão se adequar a esta Instrução Normativa em conformidade com a Tabela de Adequação de processos constante do Anexo 1.

Art. 13 Esta Instrução Normativa entra em vigor na data de sua publicação.

ROBERTO MESSIAS FRANCO

ANEXO

1

TABELA DE ADEQUAÇÃO DE PROCESSOS

1.em fase de elaboração de TR - incluir item ao TR;

2. em fase de elaboração de EIA/RIMA - comunicar ao empreendedor sobre a necessidade do programa, sendo que a entrega do programa poderá ser realizada em prazo adequado;

3. em fase de análise de EIA/RIMA - comunicar ao empreendedor da necessidade do programa, e estabelecer prazo adequado a sua apresentação;

4. em fase de obtenção de LP - comunicar ao empreendedor da necessidade do programa, e estabelecer prazo adequado a sua apresentação. A concessão da LP dependerá da apresentação, análise e aprovação do programa;

5. em fase de prorrogação de LP - comunicar ao empreendedor da necessidade do programa, e estabelecer prazo adequado a sua apresentação. A concessão da prorrogação da LP, depende da apresentação, análise e aprovação do programa;

6. em fase de renovação de LO - comunicar ao empreendedor da necessidade do programa, e estabelecer prazo adequado a sua apresentação. A renovação da LO estará condicionada a apresentação, análise, aprovação e início do programa;

7. não será exigido o programa para os empreendimentos que estiverem atualmente em fase de obtenção ou prorrogação de LI ou LO.

ANEXO 2

TABELA DE CÁLCULO DAS EMISSÕES A SEREM MITIGADAS E ÁREAS A SEREM RECUPERADAS

Consumo de Combustível	FE a (ton CO ₂ /MWh)	Energia gerada (MWh) b PI x 8760 x 25	FC c (%)	Toneladas Carbono d (ton C) (MWh x FE x FC) / 3,67	1/3 Emissões e (ton C)	Hectares f	2/3 Emissões g (ton C)
Carvão	1,21		20				
Óleo	1,15		15				

Legenda:

a - Fatores de emissão calculados com base na média ponderada de todas as térmicas que despacharam energia no sistema interligado no ano de 2007. Dados ONS e MME.

b - Energia gerada em 25 anos calculada com base na multiplicação da Potência Instalada (MW) X Tempo de Operação Pleno da UTE (8760 horas/ano) X 25 anos, que representa a vida útil média do empreendimento.

c - Fator de Capacidade é aplicado para adequar o tempo de operação considerado às horas médias efetivas de funcionamento das UTEs.

d - Emissões de carbono em toneladas obtidas dividindo-se as emissões de CO₂, pelo fator 3.67. Emissões de CO₂ são calculadas com base na multiplicação da energia gerada, em 25 anos, pelo fator de emissão e pelo fator de capacidade.

e - 1/3 das emissões de carbono, valor mínimo a ser mitigado por meio de recuperação florestal

f - Cálculo da área a ser recuperada, é obtido pela divisão de 1/3 das emissões de carbono pelo fator de 120 toneladas de carbono/ hectare. Utiliza-se o valor de 120 ton C/hectare, pois representa uma abordagem conservadora baseada em dados de literatura que variam entre 120 a 350 ton C/hectare.

g - 2/3 das emissões de carbono a serem mitigadas por meio de projetos de eficiência energética e ou outras fontes.

DOU

24.10 RESOLUÇÃO Nº 382, DE 26 DE DEZEMBRO DE 2006- CONAMA

Estabelece os limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas.

25 BIBLIOGRAFIA

[1] BALESTIERI, José A. P. Cogeração – Geração Combinada de Eletricidade e Calor. Editora da UFSC. Florianópolis. 2002.

[2] INCROPERA, Frank P. e DEWITT, David P. Fundamentos de Transferência de Calor e Massa. LTC. Rio de Janeiro, 2002.

[3] JARENO, XAVIER PONCE. Projeto de um Gerador de Vapor a Óleo Combustível. 1990. Tese entrega a Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Professor orientador Hildo Pera.

[4] PERA, HILDO. Geradores de Vapor: um compêndio sobre a conversão de energia com vistas à preservação da ecologia. Editora Fama 1990.

[5] VAN WYLEN, Gordon J., SONNTAG, Richard E., BORGNAKKE, Claus. Fundamentos da Termodinâmica. Tradução da 6ª edição americana. Edgard Blücher. São Paulo. 2003.

[6] GIACAGLIA, GIORGIO E. - Cogeração por ciclos de turbinas a gás - São Paulo. Fdte/EPUSP, 1987

[7] R. Gonzáles P.; S. Nebra P.; A. Walter S.; W. Galarza S.- Análise da viabilidade econômica e financeira para sistemas de cogeração- estudo de caso: HC-UNICAMP.

[8] Plano de Negócios 2009 – 2013 da Petrobras.

Sítios:

www.aneel.gov.br (Agencia Nacional de Energia Elétrica) – Informações sobre consumo e distribuição de energia no Brasil (Acessado em maio 2009).

www.petrobras.com.br (Petróleo Brasileiro S/A) – Informações sobre combustíveis e insumos energéticos (Acessado em abril 2009).

www.mme.gov.br (Ministério das Minas e Energia) – Informações referentes a legislação e regulamentação do setor energético (Acessado em abril 2009).

www.cogensp.com.br (Associação Paulista de Cogeração de Energia) – Informações e dados de números da Cogeração no Estado de São Paulo (Acessado em maio 2009).

www.ccee.org.br (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) – Informações de preço de venda de energia no mercado livre semanalmente (Acessado em abril 2009).

www.inee.org.br (Instituto Nacional de Eficiência Energética) – Informações de sistemas de energia visando alta eficiência energética (Acessado em junho 2009).

www.anp.gov.br (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e B combustíveis) - Informações sobre combustíveis e insumos energéticos (Acessado em abril 2009).

www.wikipedia.org (Wikipedia, the free encyclopedia) – Informações em Geral (Acessado em abril 2009).

www.google.com (buscador virtual de sítios) – Sítio utilizado para pesquisa em Geral na WEB (Acessado em abril 2009).

www.ibama.gov.br (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) – Normas, Legislações e Resoluções referentes a controle de emissão e poluentes atmosféricos e resíduos industriais (Acessado em abril 2009).

<http://www.lete.poli.usp.br/teaching/pme-2520-emissoes-atmosfericas/> (Laboratory of Environmental and Thermal Engineering) – Aulas da disciplina PME 2502 da Escola Politécnica da USP, Emissões Atmosféricas. (Acessado em maio 2009).

<http://mysolar.cat.com> (Indústria de Turbinas Solar)

www.energyworks.com.br (Empresa de Outsourcing de Centrais de Cogeração com aproximadamente 100 MW instalados no país)

<http://www.sabesp.com.br> (Empresa de fornecimento de água e recebimento de esgoto)

www.demec.ufmg.br/disciplinas/ema003/liquidos/oleocomb (Apostila do Curso de Sistemas Térmicos I (EMA003) da Faculdade UFMG)

www.thermoflow.com (sítio do software GT PRO19)

www.fchart.com (sítio do software EES)

Softwares:

Microsoft Office Excel 2007

Computer-Aided Thermodynamic Table 2

GT PRO 19

EES (Engineering Equation Solver) – Academic Professional V8.401