

Monografia de Graduação

Processos de separação da fração pesada do gás natural para aplicação em motores de combustão interna

Daniel Cavalcanti Moura de Melo

Natal, março de 2005

MOURA DE MELO, Daniel Cavalcanti – Processos de Separação da Fração Pesada do Gás Natural para aplicação em Motores de Combustão Interna. Monografia, UFRN, Departamento de Engenharia Química, Programa de Recursos Humanos – PRH 14/ANP. Áreas de Concentração: Engenharia de Petróleo e Engenharia de Processos, Natal/RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Chivovone Filho

RESUMO: O gás natural é fonte de energia com grande potencial de utilização, uma vez que ele tem um valor comercial altamente competitivo e causa baixo impacto ambiental. Este trabalho visa apresentar uma gama de composições do gás natural identificando o intervalo de composições ideais para ser usado em motores a combustão interna ciclo Otto. Essa análise é uma etapa essencial para a busca de um sistema ótimo de separação da fração pesada do gás natural para aplicação in loco nas unidades industriais de produção que usam esses tipos de motores.

Palavras Chaves:

- Remoção de Pesados, Gás Natural, Índice de Metano.

ABSTRACT: The natural gas is an energy source with great potential of use, once that it has a highly competitive commercial value and causes low environmental impact. This work aims to find a gamma of compositions of the natural gas identifying the ideal range of compositions to be used in internal-combustion engines Otto cycle. This analysis is an essential step for searching the optimum system of separating heavy fractions of the natural gas intending to apply in industrials unity of local production that uses this type of engines.

Key Words:

- Heavy Fractions, Natural Gas, Methane Number.

Esta monografia é dedicada:

Aos meus Pais.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, professor Osvaldo Chiavone Filho, pela amizade, orientação e dedicação no desenvolvimento deste trabalho.

Ao mestrando e Engenheiro de Processos da Petrobrás/RN Cícero Sena pelo apoio e pelas idéias.

À comissão gestora do PRH-ANP 14: Eduardo Lins de Barros, José Romualdo Vidal e Afonso Avelino Dantas Neto que dedicaram seu tempo compartilhando suas experiências, contribuindo para minha formação acadêmica.

À Agência Nacional de Petróleo – ANP, pelo apoio financeiro e por incentivar os estudos na área de Petróleo e Gás Natural.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	- 7 -
2. OBJETIVOS.....	- 9 -
2.1. Objetivos Específicos.....	- 9 -
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	- 11 -
3.1. Motores de Combustão Interna.....	- 11 -
3.2. O Motor Otto.....	- 12 -
3.3 Gás Natural.....	- 16 -
3.3.1. <i>O que é o Gás Natural</i>	- 16 -
3.3.2. <i>A Origem do Gás Natural</i>	- 16 -
3.3.3. <i>Características do Gás Natural</i>	- 16 -
3.3.4. <i>Gás Natural Associado</i>	- 17 -
3.3.5. <i>Gás Não Associado</i>	- 17 -
3.3.6. <i>Onde pode ser Utilizado</i>	- 18 -
3.3.7. <i>Vantagens do Gás Natural</i>	- 18 -
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	- 23 -
4.1. Determinação das Composições do Gás Natural.....	- 23 -
4.2. Cálculo dos Índices de Metano (MN).....	- 24 -
4.3. Simulações das Condições Operacionais dos Processos de Separação.....	- 25 -
5. CRONOGRAMA DE EXECUÇÃO DE ATIVIDADES.....	- 29 -
6. BIBLIOGRAFIA.....	- 31 -

Capítulo I

INTRODUÇÃO

1. INTRODUÇÃO

O Gás Natural é definido como uma mistura de hidrocarbonetos contendo predominantemente metano, etano, propano e outros componentes de maior peso molecular que à temperatura ambiente e pressão atmosférica permanece no estado gasoso. Apresenta normalmente baixos teores de contaminantes tais como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos sulfurados, com raras ocorrências de gases nobres (hélio e argônio).

O gás natural encontra-se acumulado em rochas porosas no subsolo, freqüentemente acompanhado por petróleo, quando é então chamado de gás associado, constituindo reservatórios naturais. Como combustível possui qualidades excepcionais por ser pouco poluente e por apresentar boas condições de controlabilidade.

Embora o gás natural seja altamente competitivo em relação a quase todos os combustíveis, é na Indústria Petroquímica que ele encontra sua mais nobre aplicação, pelo fato de ser um insumo altamente qualificado para uso como matéria prima tendo em vista a sua pureza e as suas características químicas.

Capítulo II

OBJETIVOS

2. OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho consiste em encontrar um intervalo de composições do gás natural mais adequado em termos de características anti-detonantes, através do Índice de Metano, a fim de se verificar seu rendimento em motores a combustão interna ciclo Otto. Em seguida pretende-se encontrar um ou mais sistemas de separação da fração pesada do gás natural que atenda uma unidade local de produção, como combustível adequado desses motores, uma vez que a presença de pesados afeta o desempenho dos mesmos.

Identificar composições-limite para especificar processos de separação na adequação do gás natural de alto peso molecular para queima em motores a combustão interna ciclo Otto. Além disso, deseja-se aproveitar o gás natural mais rico em componentes pesados sem causar problemas de transporte, eficiência e operação.

2.1. Objetivos Específicos

Encontrar um intervalo de composições do gás natural com características anti-detonantes, através do Índice de Metano;

Encontrar um ou mais sistemas de separação da fração pesada do gás natural fazendo, assim, com que se otimize a queima desse gás em motores de combustão interna ciclo Otto.

Desenvolver um protótipo experimental capaz de atender aos critérios de Índice de Metano mínimo desejado.

Capítulo III

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1. Motores de Combustão Interna

Na planta de potência a vapor, o vapor é um meio inerte para o qual o calor é transferido a partir da queima de um combustível ou de um reator nuclear. Conseqüentemente, ela é caracterizada por grandes superfícies de troca de calor:

Para a absorção de calor pelo vapor na caldeira a uma alta temperatura;

Para a liberação de calor do vapor no condensador a uma temperatura relativamente pequena.

A desvantagem é que, quando o calor deve ser transferido através de paredes (como através das paredes de metais dos tubos da caldeira), a capacidade das paredes de suportarem altas temperaturas e pressões impõe um limite na temperatura de absorção do calor. Por outro lado, em um motor de combustão interna, o combustível é queimado dentro do motor, e os produtos da combustão servem como fluido de trabalho, agindo, por exemplo, sobre um pistão no interior do cilindro. As altas temperaturas são internas e não envolvem superfícies de transferência de calor.

A queima do combustível no interior do motor de combustão interna complica a análise termodinâmica. Além disso, o combustível e o ar escoam, em regime estacionário, para dentro do motor, e os produtos da combustão escoam, também em estado estacionário, para fora do motor; não há um fluido de trabalho que passe por um processo cíclico como ocorre com o vapor em uma planta de potência a vapor.

Contudo, para efetuar análises simplificadas, imaginam-se motores cíclicos, como ar como fluido de trabalho, que são equivalentes em desempenho aos motores de combustão interna reais. Além disso, a etapa da combustão é substituída pela adição ao ar de uma quantidade equivalente de calor.

Nos motores de êmbolos, usualmente conhecidos como motores de combustão interna, a energia química contida no combustível é convertida em energia mecânica. Se existir um alternador acoplado, esta energia mecânica poderá ser convertida em eletricidade. A mistura ar-combustível antes da combustão e os produtos da combustão são os fluidos de trabalho. A potência mecânica disponível é obtida após ocorrer a

transferência de energia entre estes fluidos e os componentes mecânicos do motor. Existem muitos tipos de motores de combustão interna. Os parâmetros normalmente utilizados para os caracterizar são os seguintes:

Aplicação: Transportes, produção de energia elétrica, co-geração.

Desenho do motor: Motores de êmbolos, motores rotativos.

Ciclo: Ciclo de quatro tempos ou ciclo de dois tempos.

Combustível: Gasolina, gás natural, GPL, hidrogênio, gasóleo, álcoois, etc.

Método de preparação da mistura: Carburador, injeção indireta, injeção direta.

Desenho da câmara de combustão.

Método de Ignição: Ignição por faísca, ignição por compressão.

Método de controle da carga: controle da mistura ar-combustível ou do combustível apenas.

Método de arrefecimento: Arrefecimento a água, arrefecimento a ar, etc.

A Figura 1 a seguir representa a geometria básica de um cilindro de um motor de combustão interna:

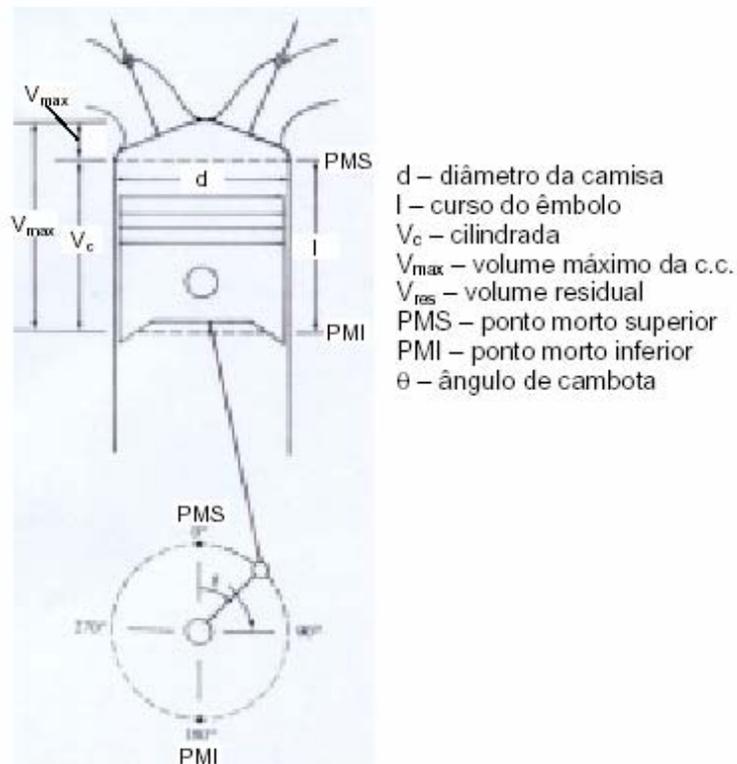


Figura 1: Geometria básica de um cilindro

3.2. O Motor Otto

O motor de combustão interna mais comum é o motor Otto. Seu ciclo é constituído por quatro etapas conforme ilustra a Figura 2 a seguir:

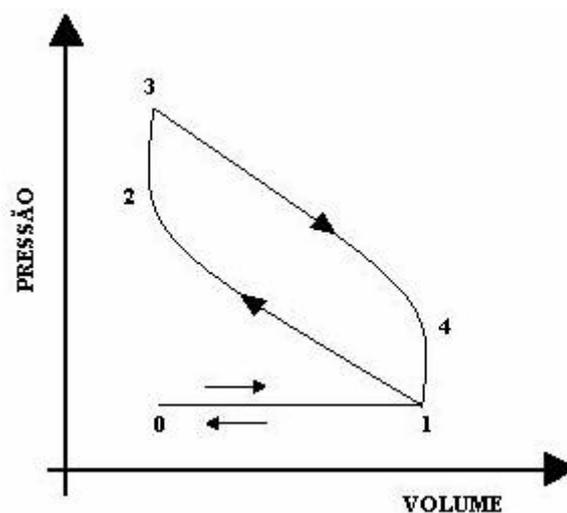


Figura 2: Ciclo Otto do motor de combustão interna

Inicia-se com uma etapa de alimentação, a pressão essencialmente constante, durante a qual um pistão em deslocamento ascendente suga uma mistura de combustível/ar para dentro do cilindro. Ela está representada pela linha $0 \rightarrow 1$. Durante a segunda etapa ($1 \rightarrow 2 \rightarrow 3$), todas as válvulas são fechadas e a mistura combustível/ar é comprimida, aproximadamente de forma adiabática, ao longo da linha $1 \rightarrow 2$; há então a ignição da mistura, e a combustão é tão rápida que o volume permanece praticamente constante enquanto a pressão sobe ao longo da linha $2 \rightarrow 3$. É durante a terceira etapa ($3 \rightarrow 4 \rightarrow 1$) que o trabalho é produzido. Os produtos da combustão, a alta temperatura e a alta pressão, expandem-se, aproximadamente de forma adiabática, ao longo da linha $3 \rightarrow 4$; há então a abertura da válvula de descarga e a pressão cai rapidamente, aproximadamente a volume constante, ao longo da linha $4 \rightarrow 1$. Durante a quarta etapa ou etapa de exaustão ($1 \rightarrow 0$), o pistão empurra os gases de combustão remanescentes (com exceção do conteúdo do espaço morto) para fora do cilindro. O volume apresentado na Figura 1 é o volume total de gás no interior do motor entre o pistão e o topo do cilindro.

O efeito do aumento da razão de compressão, definida como a razão entre os volumes no início e no final da etapa de compressão, é um aumento na eficiência do motor, isto é, um aumento no trabalho produzido por uma quantidade unitária de combustível. Isto é demonstrado em um ciclo idealizado, chamado ciclo padrão a ar, mostrado na Figura 3 abaixo:

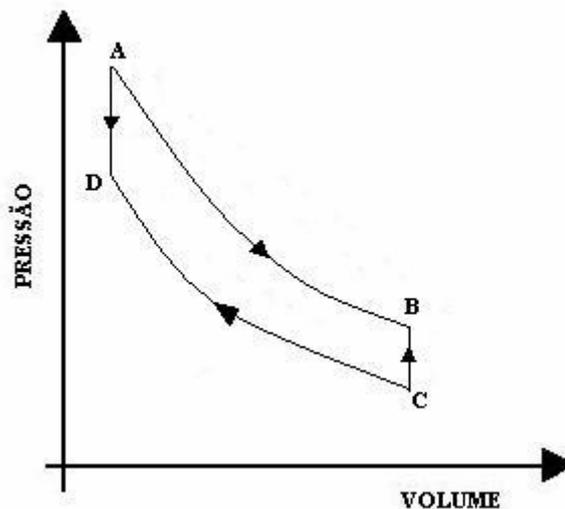


Figura 3: Ciclo Otto padrão a ar

Este ciclo é constituído por duas etapas adiabáticas e duas a volume constante, que formam um ciclo da máquina térmica com o ar como fluido de trabalho. Na etapa DA, uma quantidade de calor suficiente é absorvida pelo ar a volume constante de modo a aumentar a sua temperatura e a sua pressão até valores obtidos com a combustão em um motor Otto real. Então, o ar é expandido adiabaticamente e reversivelmente (etapa AB), resfriado a volume constante (etapa BC) e finalmente comprimido adiabática e reversivelmente ate o estado inicial D.

Os motores de ignição por faísca (ou motores de explosão) funcionam segundo o ciclo Otto e utilizam gasolina ou combustíveis gasosos. Neste tipo de motores a energia de ativarão necessária para

iniciar a combustão é fornecida através da liberação de uma faísca entre os eletrodos de uma vela. Nos motores de ignição por compressão, usualmente denominados por motores Diesel, o combustível utilizado é o gásóleo ou um combustível mais pesado (menos refinado). O ar introduzido na câmara de combustão (cilindro) sofre uma compressão muito superior à que ocorre nos motores Otto. Como consequência a sua temperatura atinge um valor suficientemente elevado para iniciar a combustão de uma forma espontânea. Devido à sua simplicidade, robustez e elevado razão potência/peso estes dois tipos de motores são utilizados nas mais variadas situações, como por exemplo nos transportes (terrestres, marítimos e aéreos) e na produção de eletricidade. A maioria dos motores funciona segundo o ciclo de quatro tempos, conforme representado na Figura 4:

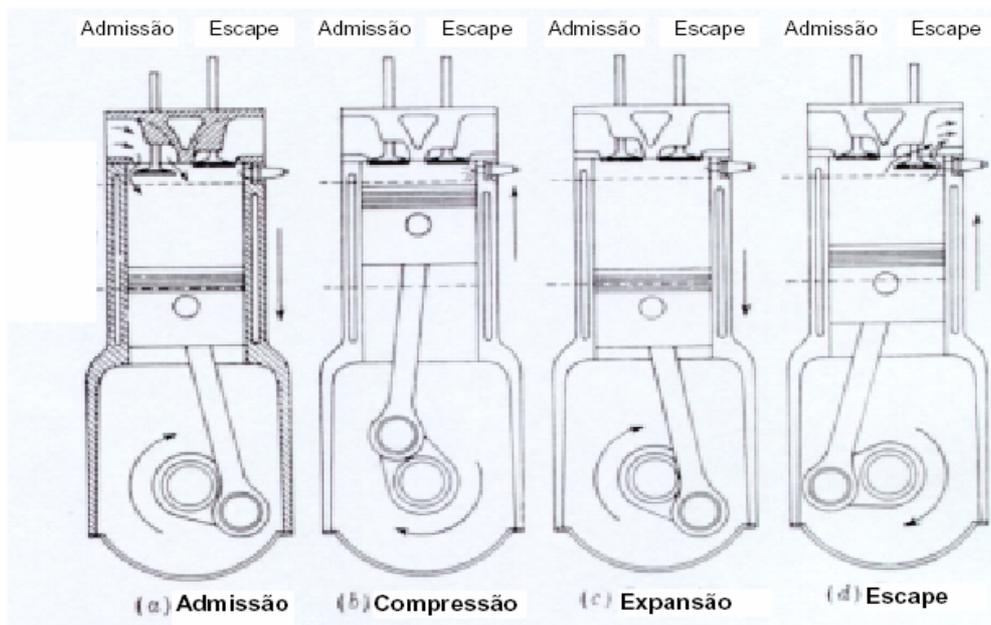


Figura 4: Ciclo de Quatro Tempos (Otto)

O ciclo de dois tempos foi desenvolvido de forma a obter uma maior potência por unidade de volume do motor e um desenho de válvulas mais simples. A Figura 5 representa o tipo mais simples de motores de dois tempos.

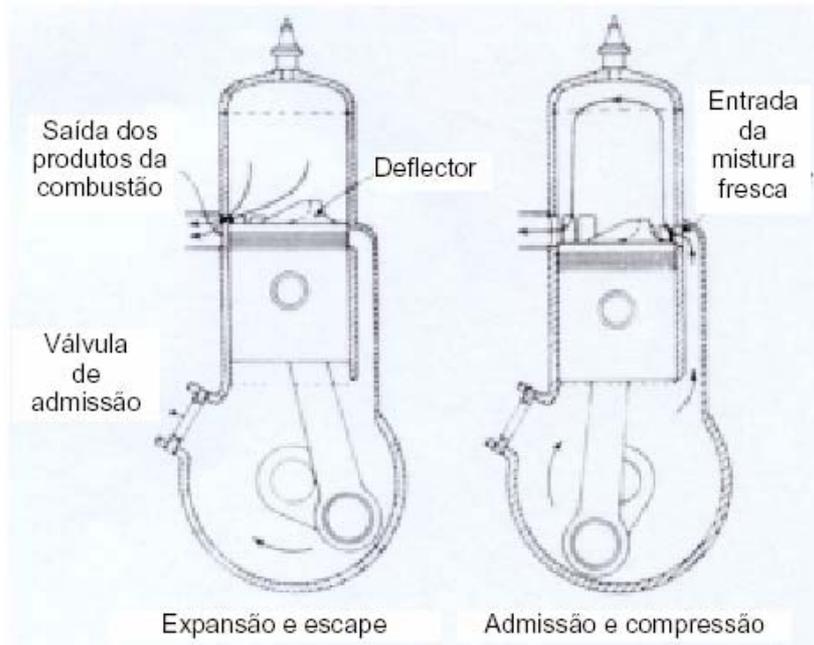


Figura 5: Ciclo a dois tempos

A tabela 1 abaixo mostra os dois tipos de motores a combustão interna tipo Otto quanto a forma de ignição destacando os combustíveis utilizados em cada um deles como também suas principais características.

Forma de Ignição	Combustíveis	Novas características
Faísca	<ul style="list-style-type: none"> • Gasolina • Álcool (metanol, etanol) • Hidrogénio • Gás natural • GPL • ... 	<ul style="list-style-type: none"> • Turbocompressão • Aftercooling / Intercooling • Gestão electrónica do motor • Manutenção electrónica do motor • Quatro válvulas por cilindro • Válvulas com controlo variável • Injecção directa • Tratamento dos gases de escape
Compressão	<ul style="list-style-type: none"> • Diesel (gasóleo) • Biodiesel • Óleo de pirólise • ... 	<ul style="list-style-type: none"> • Injecção electrónica hidráulica • Injecção mecânica • Mudança de injecção indirecta para directa • Turbocompressão • Aftercooling / Intercooling • Gestão electrónica do motor • Manutenção electrónica do motor • Quatro válvulas por cilindro • Tratamento dos gases de escape

Fonte: "Opportunities for Micropower and Fuel Cell / Gas Turbine Hybrid Systems in Industrial Applications", Arthur D. Little Inc

Tabela 1: Tipos de motores de combustão interna quanto à forma de ignição

3.3 Gás Natural

3.3.1. O que é o Gás Natural

O Gás Natural é definido como uma mistura de hidrocarbonetos parafínicos leves, contendo predominantemente metano, etano, propano e outros componentes de maior peso molecular (podendo chegar a faixa do C 12+, dependendo da sua origem), que à temperatura ambiente e pressão atmosférica permanece no estado gasoso.

O gás natural apresenta características adequadas para ser utilizado como combustível em instalações industriais, comerciais, residenciais e como matéria-prima em indústrias químicas, siderúrgicas e de fertilizantes.

Apresenta normalmente baixos teores de contaminantes tais como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos sulfurados, com raras ocorrências de gases nobres (hélio e argônio).

3.3.2. A Origem do Gás Natural

O Gás Natural é extraído de jazidas naturais subterrâneas formadas por rochas sedimentares porosas e permeáveis e cobertas por estratos impermeáveis que impedem a sua saída para o exterior. O Gás, assim como petróleo, formou-se nessas jazidas subterrâneas como resultado da decomposição de sedimentos naturais ao longo de muitos milhares de anos. O gás natural pode estar acompanhado por petróleo (gás associado) ou é encontrado constituindo um reservatório de gás (gás não-associado). O Gás Natural utilizado pela Potigás é, na sua maior parte, gás associado proveniente de dos campos de produção de petróleo e gás do Rio Grande do Norte.

3.3.3. Características do Gás Natural

O metano (CH₄) é o principal componente do gás natural. Mais leve que o ar, à temperatura ambiente permanece gasoso. O gás natural é inodoro, incolor, inflamável e asfíxiante quando respirado em altas concentrações. Para facilitar a identificação de vazamentos, são adicionados compostos à base de enxofre (Mercaptans) ao gás em concentrações suficientes para lhe dar um odor marcante.

Propriedades do Gás Natural

Componentes	% volumétrica
Metano	82,50 a 85,50
Etano	9,70 a 12,05
Propano +	0,59 a 1,62
Nitrogênio	1,40 a 1,60
Gás Carbônico	2,40 a 2,70
Outros Componentes	
	<i>ppm</i>
Gás Sulfídrico	0,70 a 12,00
Mercaptans	0,10 a 0,30
<i>Densidade em relação ao ar</i>	
	0,63 a 0,68

Tabela 2: Propriedades do Gás Natural

As especificações do gás para consumo são ditadas pela Portaria no. 41, emitida pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) em 15/04/1998.

Especificações do Gás Natural

<i>CARACTERÍSTICAS</i>	<i>UNID.</i>	<i>B (baixo)</i>	<i>M (médio)</i>	<i>A (alto)</i>
PCS	kcal/m ³	8000 a 9000	8800 a 10200	10000 a 12500
Densidade relativa		0,54 a 0,60	0,55 a 0,69	0,66 a 0,82
Teor de H ₂ S, máx.	mg/m ³	20	20	20
Teor de Enxofre, máx.	mg/m ³	80	80	80
Teor de CO ₂ , máx.	% vol.	2	2	2
Teor de Inertes, máx.	% vol.	4	4	4
Teor de O ₂ , máx.	% vol.	0,5	0,5	0,5
Pto de orvalho de água, máx	°C	-45	-45	-45

Tabela 3: Especificações do Gás Natural

3.3.4. Gás Natural Associado

Gás Associado (GNA) é aquele que, no reservatório, está dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás. Neste caso, a produção de gás é determinada diretamente pela produção do óleo. Caso não haja condições econômicas para a extração, o gás natural é reinjetado na jazida ou queimado, a fim de evitar o acúmulo de gases combustíveis próximos aos poços de petróleo. O GNA é mais interessante do ponto de vista econômico, devido ao grande acúmulo de propano e de hidrocarbonetos mais pesados.

3.3.5. Gás Não Associado

Gás não associado é aquele que, no reservatório, está livre ou em presença de quantidades muito pequenas de óleo. Neste caso, só se justifica comercialmente produzir o gás. As maiores ocorrências de gás natural no mundo são de Gás Natural Associado.

As reservas provadas nacionais são da ordem de 228,7 bilhões de metros cúbicos, nas quais se destacam os Estados do Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte e Amazonas. A maior parte do gás existente no país (80%) está associada a jazidas de petróleo, limitando a extração do produto.

Para complementar a produção nacional, viabilizou-se a importação da Bolívia e Argentina. Os gasodutos Bolívia-Brasil e Uruguaiana-Porto Alegre irão abastecer mais de 150 municípios brasileiros, atravessando os estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, além de também beneficiar indiretamente Rio de Janeiro e Minas Gerais.

3.3.6. Onde pode ser Utilizado

- ✓ **Uso Industrial:** Na indústria, o gás natural é utilizado como combustível para fornecimento de calor, geração de eletricidade e de força motriz, como matéria-prima nos setores químicos, petroquímicos e de fertilizantes, e como redutor siderúrgico na fabricação de aço. Proporciona uma combustão limpa, isenta de agentes poluidores, ideais para processos que exigem a queima em contato direto com o produto final, como na indústria de cerâmica, fabricação de vidro e cimento.
- ✓ **Uso Doméstico e Comercial:** Largamente utilizado em residências e no comércio. Em países de clima frio, seu uso básico é para aquecimento interno de ambientes. No Brasil, seu uso residencial e comercial é no aquecimento de água, através de aquecedores e boilers, e no preparo de alimentos, em fogões.
- ✓ **Uso Automotivo:** No uso em automóveis, ônibus e caminhões, o gás natural recebe o nome de "gás veicular", oferecendo vantagem no custo por quilômetro rodado. Como é seco, o gás natural não provoca resíduos de carbono nas partes internas do motor, o que, de um lado, aumenta a vida útil do motor e o intervalo de troca de óleo e, do outro, reduz significativamente os custos de manutenção. O gás natural é uma boa opção nos centros urbanos, pois ajuda a diminuir a poluição, emitindo menos poluentes que a queima da gasolina, álcool ou diesel. A fim de usufruir do gás veicular, o motorista deve instalar um kit em seu carro, tornando-o bi-combustível, ou seja, apto a rodar tanto com combustíveis convencionais, quanto com este novo produto.

3.3.7. Vantagens do Gás Natural

As vantagens do uso do gás natural são muitas, tanto para o consumidor como para a sociedade. A começar pelo baixo custo.

Vantagens para o Consumidor

Os benefícios do gás natural para os consumidores são vários. Na atividade industrial e comercial destacam-se as seguintes:

- ✓ É econômico, custo reduzido comparado a outros combustíveis;

- ✓ Sua queima gera uma grande quantidade de energia;
- ✓ Proporciona maior eficiência de queima;
- ✓ Sua combustão é facilmente regulável;
- ✓ Admite grande variação do fluxo;
- ✓ Economiza vapor ou eletricidade para aquecimento - não é necessária a atomização;
- ✓ Requer fácil adaptação das instalações existentes;
- ✓ Exige menor investimento em armazenamento/uso de espaço, pois não necessita estocagem;
- ✓ Fornecido continuamente 24h/dia - 365 dias/ano;
- ✓ Simplifica os controles;
- ✓ Proporciona menor custo de manutenção, manuseio do combustível e de outros custos operacionais;
- ✓ Prolonga a vida útil dos equipamentos;
- ✓ Reduz a corrosão e não causa incrustações nos equipamentos;
- ✓ Proporciona ganhos econômicos e financeiros, pois não requer estoque e seu pagamento ocorre após o consumo;
- ✓ Reduz problemas de poluição e controle do meio ambiente evitando gastos com sistemas antipoluentes e com tratamento de afluentes;
- ✓ Proporciona maior segurança. Sendo mais leve que o ar, em caso de vazamento, o gás se dissipa rapidamente na atmosfera, diminuindo o risco de explosões e incêndios. Além disso, para que o gás natural se inflame, é preciso que seja submetido a uma temperatura superior a 620 graus centígrados (o álcool se inflama a 200°C e a gasolina a 300°C).

Vantagens no Comércio, Serviços e Gás Residencial

- ✓ Mais econômico;
- ✓ Proporciona maior comodidade e conforto: substitui as garrafas e depósitos de gás combustível;
- ✓ Abastecimento contínuo, 24h/dia - 365 dias/ano;
- ✓ Grande variedade de aplicações. Além do uso como combustível e pode também ser usado na refrigeração de ambientes, aparelhos de ar condicionado e refrigeradores a gás, oxi-corte e motores;
- ✓ Proporciona maior segurança: não exige estocagem e em caso de um eventual vazamento, sendo o gás natural é mais leve que o ar, dissipa-se mais facilmente que o GPL;
- ✓ Não é tóxico;
- ✓ Aumenta a qualidade de vida.

Vantagens na Geração de Energia Elétrica

- ✓ Maior flexibilidade;
- ✓ Geração de energia elétrica junto aos centros de consumo;
- ✓ Disponibilidade ampla;
- ✓ Custo bastante competitivo com outras alternativas de combustível;
- ✓ Permite o surgimento de mercado de gás ininterrupto.

Vantagens para a População e a Sociedade

- ✓ Geração de energia através de uma forma de energia mais econômica e limpa em relação a outros combustíveis;
- ✓ Desenvolvimento regional;
- ✓ Reduz sensivelmente a emissão de poluentes;
- ✓ Contribui para a preservação da natureza e do meio ambiente;
- ✓ Substitui a lenha reduzindo o desmatamento e a desertificação;
- ✓ Melhoria do rendimento energético;
- ✓ Diversificação da matriz energética;
- ✓ Redução da dependência do petróleo pelo uso de fontes de energia regional;
- ✓ Atração de investimentos externos;

Vantagens como Combustível Veicular (GNV)

- ✓ É mais barato que os outros combustíveis e com um metro cúbico de gás natural é possível rodar mais quilômetros do que com um litro de gasolina ou álcool;
- ✓ A economia total chega a mais de 70 % nos gastos com o veículo;
- ✓ Sendo seco não dilui o óleo lubrificante no motor;
- ✓ A queima do gás natural não provoca depósitos de carbono nas partes internas do motor, aumentando sua vida útil do motor e o intervalo de troca de óleo;
- ✓ Maior segurança. O abastecimento do veículo é feito sem que o produto entre em contato com o ar, evitando-se assim qualquer possibilidade de combustão;
- ✓ Maior versatilidade: o kit de conversão torna os veículos bi-combustível;
- ✓ Número crescente de Postos de GNV.

Equivalência Energética

Combustível	Unidade	Fator de Conversão
Gás Natural	Metro cúbico	1,0000
Lenha Mista	Metro cúbico	95,7
Óleo Combustível 1A	Litro	1,0214
Óleo Diesel	Litro	0,9235
Querosene	Litro	0,8834
Gás de Cozinha (GLP)	Kg	1,2665
Carvão Vegetal	Kg	0,6856
Coque de Petróleo	Kg	0,6666
Energia Elétrica	Kwh	0,0915
Calor	MMBTU	0,037302
Calor	GigaCal	106,3

Tabela 4: Equivalência Energética do Gás Natural

Fator de Conversão para metro cúbico de Gás Natural considerando as eficiências da queima do combustível.

Capítulo IV

RESULTADOS E DISCUSSÕES

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1. Determinação das Composições do Gás Natural

Primeiramente foi feito um estudo para saber como variava as composições molares das diversas frações de hidrocarbonetos presentes no Gás Natural. Esse estudo baseava em analisar as composições de diversas amostras de gás coletadas na região de Guamaré – RN e em seguida fazer um tratamento estatístico para cobrir todas as possíveis composições. O intuito dessa etapa preliminar foi de analisar o Índice de Metano (MN) das amostras. O resultado desse levantamento foi aproximadamente 8.000.000 de possíveis composições para o gás. O valor do Índice de Metano mínimo (que será usado como referência) foi estipulado de acordo com a turbina que será usada para queimar o gás e transformá-lo em energia elétrica. Esse valor mínimo para o MN foi de 70 e será tratado como o Índice de Metano Padrão (IM-P).

Disponha-se inicialmente de uma tabela com a faixa de variação para cada componente do gás natural (em fração molar). Esses dados estão apresentados abaixo:

C1 -	por balanço.	
C2 -	0 A 15%	(VARIACAO 1,0%)
C3 -	0 A 10%	(VARIACAO 1,0%)
IC4 e NC4 -	0 A 5%	(VARIACAO 0,5%)
IC5 e NC5 -	0 A 3%	(VARIACAO 0,3%)
C6 AO C8 -	0 A 2%	(VARIACAO 0,2%)
C9 AO C12 -	0 A 1%	(VARIACAO 0,1%)
CO2 -	0 A 3%	(VARIACAO 0,3%)
N2+O2+H2O -	0 A 6%	(VARIACAO 0,5%)

Tabela 5: Faixas de variação para os componentes do gás

Fazendo todas as possibilidades de combinações, chega-se a aproximadamente 8.000.000 de composições possíveis que foram geradas na forma de tabela. A seguir, será exemplificada a apresentação dos resultados para um conjunto de 16 amostras após o tratamento estatístico.

	H2O	CO2	N2	C1	C2	C3	iC4	C4	iC5	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	TOT
Am-01	0,02	1,80	1,50	73,02	12,00	5,00	2,00	1,00	1,00	0,80	0,70	0,50	0,30	0,20	0,10	0,05	0,01	100,00
Am-02	0,02	1,80	1,50	74,02	11,00	5,00	2,00	1,00	1,00	0,80	0,70	0,50	0,30	0,20	0,10	0,05	0,01	100,00
Am-03	0,02	1,80	1,50	75,02	10,00	5,00	2,00	1,00	1,00	0,80	0,70	0,50	0,30	0,20	0,10	0,05	0,01	100,00
Am-04	0,02	1,80	1,50	75,02	9,00	6,00	2,00	1,00	1,00	0,80	0,70	0,50	0,30	0,20	0,10	0,05	0,01	100,00
Am-05	0,02	1,80	1,50	76,02	8,00	6,00	2,00	1,00	1,00	0,80	0,70	0,50	0,30	0,20	0,10	0,05	0,01	100,00
Am-06	0,02	1,80	1,50	77,02	7,00	6,00	2,00	1,00	1,00	0,80	0,70	0,50	0,30	0,20	0,10	0,05	0,01	100,00
Am-07	0,02	1,80	1,50	80,02	6,00	4,00	2,00	1,00	1,00	0,80	0,70	0,50	0,30	0,20	0,10	0,05	0,01	100,00
Am-08	0,02	1,80	1,50	73,73	11,64	4,85	1,94	0,97	0,97	0,78	0,68	0,49	0,29	0,19	0,10	0,05	0,01	100,00
Am-09	0,02	1,80	1,50	78,31	9,31	3,88	1,55	0,78	0,78	0,62	0,54	0,39	0,23	0,16	0,08	0,04	0,01	100,00
Am-10	0,02	1,80	1,50	82,00	7,45	3,10	1,24	0,62	0,62	0,50	0,43	0,31	0,18	0,13	0,06	0,03	0,01	100,00
Am-11	0,02	1,80	1,50	84,94	5,96	2,48	0,99	0,50	0,50	0,40	0,34	0,25	0,14	0,10	0,05	0,02	0,01	100,00
Am-12	0,02	1,80	1,50	87,29	4,77	1,98	0,79	0,40	0,40	0,32	0,27	0,20	0,11	0,08	0,04	0,02	0,01	100,00
Am-13	0,02	1,80	1,50	89,16	3,82	1,58	0,63	0,32	0,32	0,26	0,22	0,16	0,09	0,06	0,03	0,02	0,01	100,00
Am-14	0,02	1,80	1,50	90,65	3,06	1,26	0,50	0,26	0,26	0,21	0,18	0,13	0,07	0,05	0,02	0,02	0,01	100,00
Am-15	0,00	0,00	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
Am-16	0,00	1,00	1,00	86,00	9,00	2,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00

Tabela 6: Forma de apresentação dos resultados das composições do Gás Natural

4.2. Cálculo dos Índices de Metano (MN)

O próximo passo foi calcular o Índice de Metano (MN) de todas as composições geradas para assim identificar as que estão abaixo do Índice de Metano Padrão (IM-P).

Esse cálculo foi baseado na norma fornecida pela ISO (International Organization for Standardization) que sugere que para se calcular o Índice de Metano de uma determinada composição do gás natural, é necessário primeiramente calcular o Índice de Octano (MON) da mesma através da equação:

$$MON = (13778 \cdot x_{\text{metano}}) + (29948 \cdot x_{\text{etano}}) + (-18193 \cdot x_{\text{propano}}) + (-167062 \cdot x_{\text{butano}}) + (181233 \cdot x_{\text{CO}_2}) + (26994 \cdot x_{\text{N}_2})$$

Equação 1: Cálculo do MON

onde x é a fração molar do correspondente componente metano, etano, propano, butano, CO₂ e N₂. Em seguida usa-se a equação abaixo que relaciona o MON com o MN:

$$MN = 1,445 \times MON - 103,42$$

Equação 2: Cálculo do MN

Para as amostras exemplificadas na Tabela 6, temos os seguintes valores para o MON e o MN.

	MON	MN
Am-01	101,95	43,90
Am-02	103,02	45,44
Am-03	104,1	47,00
Am-04	103,62	46,31
Am-05	104,7	47,87
Am-06	105,78	49,43
Am-07	109,98	55,50
Am-08	102,99	45,40
Am-09	109,75	55,17
Am-10	115,21	63,06
Am-11	119,54	69,32
Am-12	123,02	74,34
Am-13	125,78	78,33
Am-14	127,98	81,51
Am-15	137,78	95,67
Am-16	121,23	71,76

Tabela 7: Valores do MON e MN

Esses resultados foram plotados em um gráfico para se melhor visualizar quais amostras estão abaixo do IM-P necessitando assim de tratamento de remoção. O gráfico abaixo esquematiza a forma de apresentação dos resultados, onde a linha vermelha representa o valor de Índice de Metano Padrão (IM-P) e os pontos verdes representam o Índice de Metano de cada amostra.

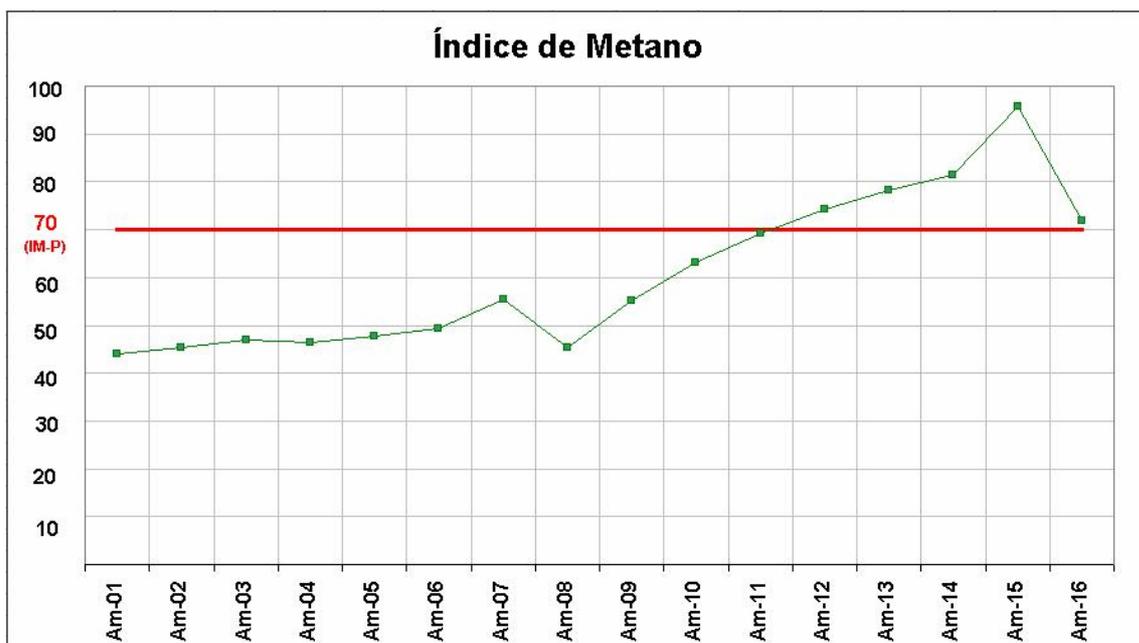


Gráfico 1: Índice de Metano das amostras

Observa-se que o gás natural representado pelas amostras Am-01 até Am-10 necessitam de processamento para adequação do Índice de Metano. O gás natural representado pelas amostras de Am-11 até Am-16 já está adequado e pode ser utilizado em motores a combustão interna – ciclo Otto.

Se analisarmos os resultados apresentado anteriormente em conjunto com as equações do cálculo do Índice de Metano, podemos observar que à medida que as frações mais pesadas de hidrocarbonetos (C_3+) vão aumentando na composição do Gás Natural ocorre uma diminuição do MN. Isto implica que, para colocarmos as amostras que estão fora de especificação dentro da faixa do MN desejado, se faz necessário uma remoção dessas frações pesadas do gás.

4.3. Simulações das Condições Operacionais dos Processos de Separação

Deseja-se encontrar processos de separação adequados a cada faixa de pressão, temperatura e composição de entrada do gás natural de forma que o Índice de Metano fique adequado ao uso em motores a combustão interna – ciclo Otto.

Para se chegar a tal objetivo, fez-se uso do simulador HYSYS que é o mais adequado quando se trabalha com petróleo, gás e derivados.

O processo escolhido para começar a fazer as simulações foi o de Absorção. A idéia foi colocar em contato o gás natural com um líquido absorvente. O esquema foi montado no HYSYS e a figura abaixo mostra a aparência do processo simulado:

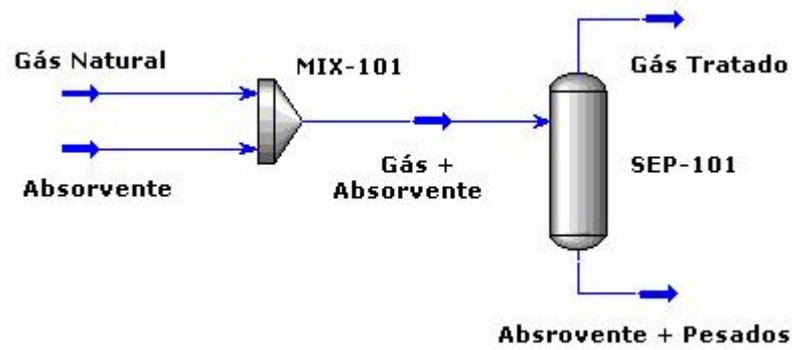


Figura 6: Processo de Separação

As condições operacionais do processo como também as composições molares de cada corrente está representado nas tabelas abaixo:

gas		
Temperature	60.00	C
Pressure	500.0	kPa
Mass Flow	1.000e+004	kg/h
Comp Mole Frac (Methane)	0.7030	
Comp Mole Frac (Ethane)	0.1000	
Comp Mole Frac (Propane)	0.0800	
Comp Mole Frac (i-Butane)	0.0200	
Comp Mole Frac (n-Butane)	0.0200	
Comp Mole Frac (i-Pentane)	0.0100	
Comp Mole Frac (n-Pentane)	0.0100	
Comp Mole Frac (n-Hexane)	0.0050	
Comp Mole Frac (n-Heptane)	0.0050	
Comp Mole Frac (n-Octane)	0.0050	
Comp Mole Frac (n-Nonane)	0.0030	
Comp Mole Frac (n-Decane)	0.0030	
Comp Mole Frac (n-C11)	0.0030	
Comp Mole Frac (n-C12)	0.0030	
Comp Mole Frac (CO2)	0.0150	
Comp Mole Frac (Nitrogen)	0.0050	
Comp Mole Frac (H2O)	0.0100	

Tabela 7: Gás a ser Tratado

Absorvente		
Temperature	30.00	C
Pressure	500.0	kPa
Molar Flow	7.028e-004	kgmole/h

Tabela 8: Condições Operacionais do Absorvente

As composições molares do absorvente variam de acordo com o líquido que está utilizando no processo. Para este ensaio foi utilizado 100 % em mol de C₁₀.

Gás Tratado		
Temperature	60.00	C
Pressure	500.0	kPa
Molar Flow	381.2	kgmole/h
Comp Mole Frac (Methane)	0.7131	
Comp Mole Frac (Ethane)	0.1013	
Comp Mole Frac (Propane)	0.0809	
Comp Mole Frac (i-Butane)	0.0201	
Comp Mole Frac (n-Butane)	0.0201	
Comp Mole Frac (i-Pentane)	0.0099	
Comp Mole Frac (n-Pentane)	0.0098	
Comp Mole Frac (n-Hexane)	0.0047	
Comp Mole Frac (n-Heptane)	0.0042	
Comp Mole Frac (n-Octane)	0.0032	
Comp Mole Frac (n-Nonane)	0.0012	
Comp Mole Frac (n-Decane)	0.0007	
Comp Mole Frac (n-C11)	0.0003	
Comp Mole Frac (n-C12)	0.0001	
Comp Mole Frac (CO2)	0.0152	
Comp Mole Frac (Nitrogen)	0.0051	
Comp Mole Frac (H2O)	0.0101	

Tabela 9: Gás Tratado

Absorvente + Pesados		
Temperature	60.00	C
Pressure	500.0	kPa
Molar Flow	5.577	kgmole/h
Comp Mole Frac (Methane)	0.0152	
Comp Mole Frac (Ethane)	0.0089	
Comp Mole Frac (Propane)	0.0209	
Comp Mole Frac (i-Butane)	0.0116	
Comp Mole Frac (n-Butane)	0.0153	
Comp Mole Frac (i-Pentane)	0.0168	
Comp Mole Frac (n-Pentane)	0.0209	
Comp Mole Frac (n-Hexane)	0.0270	
Comp Mole Frac (n-Heptane)	0.0629	
Comp Mole Frac (n-Octane)	0.1271	
Comp Mole Frac (n-Nonane)	0.1234	
Comp Mole Frac (n-Decane)	0.1629	
Comp Mole Frac (n-C11)	0.1874	
Comp Mole Frac (n-C12)	0.1984	
Comp Mole Frac (CO2)	0.0007	
Comp Mole Frac (Nitrogen)	0.0000	
Comp Mole Frac (H2O)	0.0005	

Tabela 10: Absorvente + Pesados

Se observarmos as frações pesadas (C_5+) nas amostras de gás antes e depois da absorção, podemos ver que o líquido absorvente conseguiu retirar parte da fração pesada do Gás Natural como também enriqueceu as frações mais leves (C_3-) da amostra.

Capítulo V

CRONOGRAMA

5. CRONOGRAMA DE EXECUÇÃO DE ATIVIDADES

Período para desenvolvimento do projeto: 3 semestres

ATIVIDADES	2003.2	2004.1	2004.2
Disciplinas			
Revisão Bibliográfica			
Determinação das composições do GN			
Determinação do Índice de Metano das composições calculadas			
Determinação do processo de separação das frações pesadas do GN			
Estagio Supervisionado			

Capítulo VI

BIBLIOGRAFIA

6. BIBLIOGRAFIA

SMITH, J. M., VAN NESS, H. C., ABBOTT, M. M.; *Introdução à Termodinâmica da Engenharia Química*; 5ª. ed. Rio de Janeiro; Livros Técnicos e Científicos, 2000.

Suppliers Association; *Engineering Data Book Gas Processors*; Ninth Edition 1972

Campbell J. M., Hubbard R. A., Maddox R. N.; *Gas Conditioning and Processing Volume 1 - The Basic Principles*; Sixth Edition 1990, Campbell Petroleum Series .

Campbell J. M., Lilly L. L., Maddox R. N.; *Gas Conditioning and Processing Volume 2 - The Equipament Modules*; Sixth Edition 1989, Campbell Petroleum Series.

Erbar J. H., Sheerar L. F., Maddox R. N.; *Gas Conditioning and Processing Volume 3 - Advanced Techniques and Applications*; 1st Edition 1982, Campbell Petroleum Series.

Sheerar L. F., Maddox R. N.; *Gas Conditioning and Processing Volume 4 - Gas and Liquid Sweetening*; Third Edition 1982, Campbell Petroleum Series.

van Wylen G.; Borgnakke R. S. C.; *Fundamentos da Termodinâmica Clássica - Tradução da 4ª Edição Americana*; 1995, Editora Edgar Blücher.

TAYLOR F. C.; *Análise dos Motores de Combustão Interna Volume 1*, Segunda Edição 2001, Editora Edgar Blücher.

TAYLOR F. C.; *Análise dos Motores de Combustão Interna Volume 2*, Segunda Edição 2001, Editora Edgar Blücher.

Centro de Estudos da Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente (www.cceeta.pt)

ANEXO II

RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO**



Aluno: Daniel Cavalcanti Moura de Melo
Matrícula: 20003068-6
Orientador: Osvaldo Chiavone Filho

Natal, Março de 2005

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família e em especial aos meus pais e irmã Germano, Ana Lúcia e Cynthia, pelo apoio inabalável que sempre me deram e desde a hora em que resolvi sair de casa para estagiar em outro estado. Sei que estão orgulhosos de mim por ter concluído mais esta fase da minha vida, e esta vitória não é só minha e sim, de todos nós. Especialmente quero agradecê-los por ter suportado os encargos dos meus estudos, e pela confiança que me depositaram ao longo dos meus anos de vida, sei que é a vós, que devo o fato de ser aquilo que sou hoje. Sem vocês não teria chegado aqui. Obrigado!

Agradeço muito à minha querida namorada, Loiane, que suportou a distância e a saudade durante todo esse tempo. Conseguimos juntos superar mais uma etapa da minha vida. Sem seu apoio, amor, compreensão, companheirismo e paciência incondicionais eu não teria conseguido concluir essa estágio com sucesso e tranquilidade. Eu te amo.

À família Lemos, uma nova família que fiz durante o estágio em Salvador, e aos meus companheiros nessa casa (Felipe, Renato e Valdêmia) que me acolheram de braços abertos, aconselharam-me e me deram atenção nos momentos que me senti só.

Este relatório não teria se realizado se não fosse o apoio de duas instituições às quais pertenci: a Universidade Federal do Rio Grande do Norte a qual me concebeu os conhecimentos técnicos e ética profissional e a FAFEN ENERGIA que me possibilitou aplicar os conhecimentos adquiridos no curso de graduação de Engenharia Química, além de me integrar à realidade industrial enfrentada por um Engenheiro Químico no exercício de sua profissão. Às duas instituições meu reconhecimento e agradecimento pela ajuda à concretização do meu curso de graduação.

Desejo expressar um agradecimento especial ao professor José Romualdo Vidal que se dedicou de forma intensa na aquisição deste estágio e aos meus orientadores, o professor Osvaldo Chiavone Filho/UFRN e o Gerente de Operação João Antônio da Fonseca Neto (FAFEN ENERGIA), pela serenidade e competência nas várias trocas de idéias sobre os temas tratados neste relatório.

À ANP, através da comissão gestora do PRH-14, pelo apoio financeiro que me foi concedido através do projeto de pesquisa que participei ao longo do curso.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	- 3 -
2.	HISTÓRICO DA EMPRESA	- 5 -
3.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	- 7 -
3.1.	Seleção do Acionador Principal	- 7 -
3.1.1.	Motores Alternativos	- 8 -
3.1.2.	Turbinas à Gás	- 8 -
3.1.3.	Caldeiras Recuperadoras	- 9 -
3.1.4.	Turbinas a Vapor	- 11 -
3.1.5.	Tecnologias Emergentes	- 11 -
3.2.	Capacidade Produtiva das CCPS's	- 11 -
3.3.	Configuração das CCPS's	- 12 -
3.3.1	Instalações com uma Turbina a Gás	- 12 -
3.3.2	Instalações com mais de uma Turbina a Gás:	- 13 -
3.4.	Eficiência e Disponibilidade	- 14 -
3.4.1	Eficiência Térmica	- 14 -
3.4.2	Disponibilidade	- 14 -
3.5.	Considerações Econômicas	- 15 -
3.6.	Considerações Ambientais	- 16 -
4.	ATIVIDADES REALIZADAS	- 19 -
4.1.	Relatório Diário de Exploração	- 19 -
4.2.	Análise de Performance da Usina	- 20 -
5.	CONCLUSÕES	- 26 -
6.	ANEXOS	- 28 -

Capítulo I

INTRODUÇÃO

1. INTRODUÇÃO

Em tempos de escassez de energia elétrica, cresce a procura por uma opção de fonte de energia que seja abundante, não ofereça riscos de interrupção, que tenha baixo impacto no meio ambiente e a garantia de uma distribuidora de confiança. E o gás natural, quando usado para fins de co-geração, tem se apresentado como uma das melhores alternativas.

A co-geração, por sua vez, é uma forma de gerar calor e eletricidade, que pode ser feita por meio da queima de gás natural. Para entender o que é esse sistema, é preciso saber que todo gerador elétrico acionado por um motor que usa um combustível é chamado de gerador termelétrico. Por maior que seja a eficiência desse gerador, cerca de 70% da energia contida no combustível é transformada em calor e perdida para o meio-ambiente. Trata-se de uma limitação física que independe do tipo de combustível (diesel, gás natural, carvão etc.) ou do tipo de motor (a explosão, turbina a gás ou a vapor).

A co-geração, ao contrário, permite a produção simultânea de energia elétrica, térmica e de vapor, a partir do mesmo combustível: no caso, o gás natural. O calor que seria dissipado é recuperado dos gases de escape e produz vapor, ar quente e refrigeração, que podem ser utilizados nos processos industriais, gerando mais energia elétrica, por exemplo.

Quando se dispõe de gás natural, uma boa solução para a co-geração é a utilização de uma turbina a gás. Nesta solução, a relação vapor-eletricidade pode se adaptar com maior flexibilidade às necessidades normais das indústrias. O balanço da eficiência energética de uma turbina a gás para 100% de energia primária é de 30% de energia elétrica, 50% de energia térmica e 20% de perdas.

O ganho com eficiência neste sistema proporciona a produção de uma energia elétrica confiável, com baixo custo, ficando a unidade industrial ou comercial independente da qualidade de fornecimento do distribuidor de energia. Fato da maior importância para usuários que necessitam de um abastecimento contínuo e ininterrupto, como hospitais, hotéis, shopping centers e grandes empreendimentos ou mesmo indústrias.

A co-geração com gás natural também reduz bastante a emissão de resíduos contaminantes, se comparada, por exemplo, à co-geração com outros combustíveis. Então, além de economizar energia, este processo contribui para diminuir os níveis de poluição.

O estágio teve basicamente como objetivo global acompanhar o processo de produção de energia e vapor (ciclo de co-geração e ciclo combinado). Como objetivos específicos, podemos destacar a otimização do processo levando em consideração suas variáveis de controle, aperfeiçoamento das lógicas operacionais de diversos equipamentos e acompanhamento de procedimentos de segurança industrial e do meio-ambiente.

Capítulo II

HISTÓRICO DA EMPRESA

2. HISTÓRICO DA EMPRESA

A FAFEN ENERGIA é uma Usina Termelétrica de Co-geração em Ciclo Combinado desenvolvida até Dezembro de 2004 em sociedade (80/20) entre a EDP Brasil, subsidiária da Eletricidade de Portugal e a Petrobrás. A partir dessa data, a Petrobrás comprou as ações da EDP e se tornou proprietária única da Usina.

A Usina está localizada no Pólo Petroquímico de Camaçari, a cerca de 40 km de Salvador, capital da Bahia. Sua principal atividade é fornecer energia elétrica e vapor para as fábricas de fertilizantes nitrogenados (plantas da amônia, uréia e ácido nítrico) da Petrobrás, no mesmo local. O excedente de energia elétrica é exportado para o Sistema Interligado Nacional, por conexão com a Coelba – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia, através de duas linhas de transmissão em 69 KV com 7 km de extensão.

A FAFEN ENERGIA é integrante do Programa Prioritário de Termoeletricidade do Governo Federal. Foi autorizada como Produtor Independente de energia elétrica pela resolução ANEEL nº 204, de 06 de Junho de 2001. Sua repotenciação foi autorizada como pela resolução da ANEEL nº 565, de 22 de Outubro de 2002.

A empresa foi construída em regime de contrato *turn-key* com investimento de US\$ 100 milhões, ocupando uma área de 18.000 m². A usina, que utiliza como combustível o gás natural, é basicamente constituída por:

- ✓ Três Turbinas a Gás, cada uma acionando um gerador de 30 MVA;
- ✓ Uma Turbina a Vapor (condensante), acionando um gerador de 62 MVA;
- ✓ Três Caldeiras de Recuperação de Calor;
- ✓ Uma caldeira auxiliar para a geração de vapor de *backup*;
- ✓ Quatro transformadores primários interligando os geradores ao sistema;
- ✓ Dois transformadores secundários interligados ao sistema da Petrobrás;
- ✓ Subestação elétrica e linhas de transmissão;
- ✓ Prédios de administração e centro de controle, oficina, almoxarifado e escritórios.

A capacidade de geração da Usina é de 133 MW da energia elétrica (líquida) e 42 ton/h de vapor, sendo a sua eficiência de 53%. A configuração no projeto permite alcançar alto nível de confiabilidade no suprimento de energia elétrica e vapor para as fábricas de fertilizantes da Petrobrás. A utilização do gás natural para a queima nas turbinas, associado à utilização da tecnologia avançada DLE (Dry Low Emissions), assegura a produção com baixo nível de emissões atmosféricas, garantindo o padrão ambiental exigido.

Capítulo III

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

As usinas termelétricas convencionais, queimando combustíveis fósseis, têm uma eficiência térmica da ordem de 30 a 40%, isto é, só estas percentagens da energia contida no combustível são transformadas em trabalho mecânico. O restante é perdido em forma de calor, seja na exaustão ou na condensação do vapor. Em uma unidade de co-geração, a energia que seria inaproveitada é usada para prover calor a um processo, ou aquecimento de ambientes.

Desta forma, podemos definir co-geração como sendo a produção conjunta de trabalho mecânico e calor utilizável a partir da queima do mesmo combustível. O trabalho mecânico é em geral usado para acionar um gerador elétrico, mas poderá ter outras finalidades como o acionamento de compressores ou a propulsão de navios. O calor é quase sempre utilizado para geração de vapor para processo, ou água quente para aquecimento.

Uma instalação de co-geração pode ter eficiência térmica de até 85%. Além de dar melhor uso à energia do combustível, reduz-se o impacto ambiental, especialmente quanto às emissões gasosas. Ao lado destas vantagens econômicas e ecológicas, há alguns pontos negativos na co-geração. Como o vapor e a água quente não podem ser levados a longas distâncias, deverão existir localmente demandas para suas produções, sem o que a eficiência térmica global do processo ficará prejudicada. Além disto, estas utilidades deverão ser geradas às temperaturas requeridas localmente. Por estes motivos, a energia elétrica tem geralmente um peso maior que o calor, e as avaliações econômicas de uma instalação têm que levar estes fatos em consideração.

A seleção, avaliação e eventual implementação de uma instalação de co-geração são tarefas complexas, que pressupõem um conhecimento detalhado das demandas de calor e eletricidade, e seus respectivos custos. Provavelmente cada instalação terá mais de uma solução, todas exigindo estudos minuciosos dos aspectos técnicos e econômicos para que a melhor dentre elas seja selecionada. Este trabalho não se propõe a descrever com detalhes todos os passos da seleção e avaliação de uma instalação de co-geração; abordará portanto apenas aspectos de maior relevância e alguns exemplos gerais.

3.1. Seleção do Acionador Principal

A peça mais importante de uma instalação de co-geração é o acionador principal, que pode ser uma caldeira/turbina a vapor, motores alternativos ou turbinas a gás. Há ainda as chamadas "tecnologias emergentes", como células de combustível, ou motores Stirling (uma tecnologia há muito conhecida, mas que só recentemente vem sendo explorada comercialmente). Poderão ser usadas eventualmente combinações dos tipos de acionadores mencionados acima.

Cada acionador tem características específicas que o tornam mais ou menos adequado a uma aplicação específica de co-geração, sendo essencial que estas características sejam levadas em conta no processo de seleção. Potências da ordem de 5 MW ou menos (por exemplo, hospitais) são melhor atendidas pelos motores alternativos. Acima de 20 MW, usam-se em geral caldeiras/turbinas a vapor, ou turbinas a gás. Uma associação de turbinas a gás e a vapor, conhecida como sistema de

ciclo combinado (CCPS) vem sendo muito usado em instalações maiores. No intervalo 5 MW/20 MW, qualquer das duas tecnologias pode ser usada.

3.1.1. Motores Alternativos

Os motores a pistão podem ser com ignição elétrica ou diesel. Há exemplos de co-geração com grandes motores diesel, como nos modernos navios, onde este tipo de motor vem sendo um padrão. Combinados a um sistema de recuperação de calor, podem responder pelas necessidades de aquecimento e ar condicionado das embarcações, sem necessidade de energia adicional.

Podemos alinhar as seguintes particularidades dos motores alternativos:

- ✓ São adequados para instalações de potência inferior a 20 MW, pois são produzidos em série e têm custo competitivo;
- ✓ Usam em geral óleos combustíveis líquidos, mas podem queimar gás;
- ✓ Têm boa eficiência térmica (38-42%), porém com calor a baixa temperatura, limitando-se na prática ao aquecimento de água e de ambientes;
- ✓ São instalações compactas, exigem pouca infra-estrutura e podem ser montados rapidamente;
- ✓ Têm exigências de manutenção estritas, e disponibilidade menor que as demais soluções;

3.1.2. Turbinas à Gás

O principal elemento das termelétricas de ciclo combinado são as turbinas a gás, uma tecnologia em grande parte proveniente dos jatos desenvolvidos para as aeronaves militares e civis, onde o combustível é o querosene. Nas termelétricas, o combustível vem sendo cada vez mais o gás natural, embora seja quase sempre dada a possibilidade de operar com um segundo combustível, como o diesel, para evitar interrupções no caso de problemas no suprimento do gás.

Nas instalações de co-geração, os gases de exaustão da turbina passam por uma caldeira de recuperação de calor, onde se produz vapor na pressão desejada. O vapor assim obtido pode ser usado diretamente, ou expandido através de uma turbina a vapor, gerando mais energia. Neste caso, temos o chamado "Sistema de Ciclo Combinado" (CCPS), solução adotada geralmente pelas termelétricas a gás natural.

Podemos distinguir três componentes principais em uma turbina à gás: o compressor de ar, o sistema de combustão e a turbina propriamente dita, esta última sendo a fonte de acionamento tanto do compressor como de um gerador de energia elétrica. Nessas turbinas, o ar é aspirado na entrada, comprimido a 15 ou 20 vezes a pressão atmosférica, e então misturado ao combustível na câmara de combustão. Os gases quentes aí produzidos impulsionam a turbina, que aciona o compressor de ar e um gerador elétrico ou outro equipamento rotativo.

Se uma turbina estiver operando isoladamente, ou em ciclo aberto (open cycle mode), como nas aeronaves, sua eficiência térmica é baixa, da ordem de 36%, ou seja, mais de 60% do calor gerado pela queima do combustível é perdido nos gases de exaustão. É verdade que a eficiência térmica pode ser melhorada com temperaturas e

pressões de entrada mais elevadas, mas isto exigiria materiais mais caros ao longo do caminho do gás, com limitações técnicas e econômicas que podem ser relativizadas no caso de unidades aeronáuticas (especialmente militares), mas são relevantes nas turbinas industriais. Nestas, é fundamental compatibilizar temperaturas e pressões com custos iniciais e de manutenção, esta sempre trabalhosa e demorada.

Assim, não é de se esperar que, mesmo com os desenvolvimentos técnicos já antevistos, as turbinas industriais em ciclo aberto venham a ter eficiência térmica acima de 40%, o que torna este sistema desinteressante para a geração de energia elétrica. A Fig. 1 abaixo mostra este esquema, com o fluxo numérico de energia da unidade.

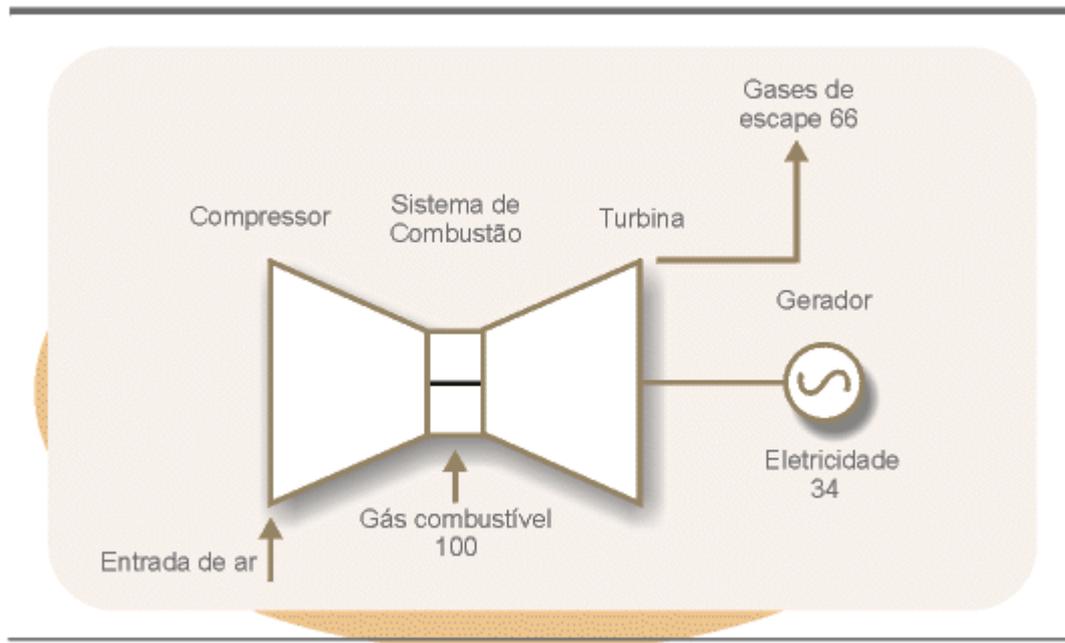


Figura 1: Turbina a Gás em Ciclo aberto

Destacam-se as seguintes particularidades das turbinas a gás:

- ✓ São adequadas para faixas de potência, desde 5 MW até 1.725 MW, como tem a Enron em Teeside, Inglaterra.
- ✓ O combustível é limitado ao gás ou derivados leves da refinação do petróleo, como destilado, querosene ou nafta.
- ✓ O tempo de instalação é curto, embora com prazos de entrega atuais dilatados.
- ✓ Em ciclo aberto, a eficiência térmica é baixa (30 a 35%), mas em ciclo combinado pode chegar a 50-55%, o mais alto de todos os tipos de acionador.
- ✓ A relação potência / calor é flexível.
- ✓ O custo por KW é relativamente baixo.

3.1.3. Caldeiras Recuperadoras

Como foi dito anteriormente, as CCPS's têm como um dos seus principais elementos um gerador de vapor capaz de recuperar parte do calor dos gases de

exaustão das turbinas a gás (Heat Recovery Steam Generator - HRSG). Com isto, a eficiência térmica eleva-se substancialmente, como se vê na Fig. 2 abaixo, pois o vapor assim produzido aciona uma turbina, sem necessidade de queima de combustível adicional.

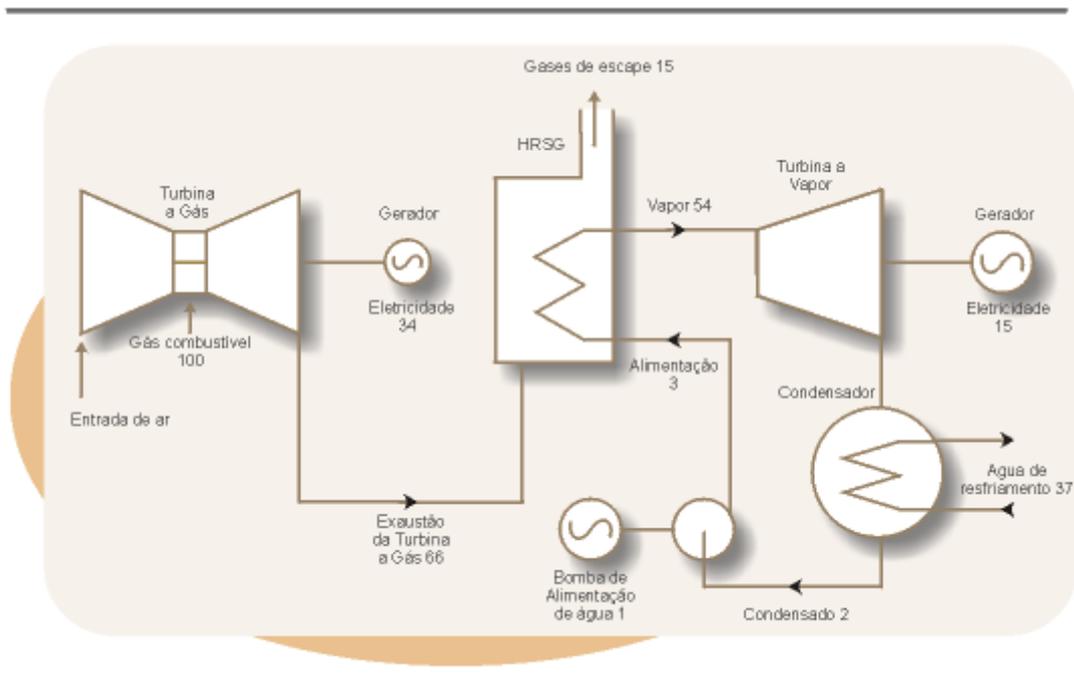


Figura 2: Ciclo Combinado

A temperatura máxima que, nestas condições, pode ser obtida no vapor depende da temperatura dos gases de exaustão, que, como vimos, é da ordem de 550° C. A quantidade de vapor produzida é suficiente para acionar uma turbina capaz de gerar a metade da energia elétrica da turbina a gás correspondente. Em consequência, um dos arranjos clássicos de uma CCPS são duas turbinas a gás e uma a vapor, todas da mesma capacidade - p.ex., 150 MW cada uma.

Diferentemente dos gases de exaustão de uma turbina a óleo ou de um motor diesel, os gases provenientes de uma turbina a gás ainda contém oxigênio, o que permite a queima suplementar de combustível, se for desejado vapor a temperaturas mais elevadas ou em maior quantidade. Nas instalações comerciais, entretanto, este esquema é pouco usado, pois a eficiência térmica global é menor.

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

- ✓ São especialmente adequadas para instalações de porte, com queima de carvão, óleo combustível pesado ou rejeitos industriais como o bagaço da cana.
- ✓ Têm uma eficiência térmica relativamente baixa, porém com a vantagem de obtenção de calor às temperaturas necessárias.
- ✓ O custo por KW é alto, e o tempo de instalação longo.
- ✓ A relação potência / calor é variável ao longo de uma ampla faixa, o que dá flexibilidade à operação.
- ✓ Exigem áreas grandes e quantidades significativas de água de refrigeração.

- ✓ Têm alta disponibilidade.

A baixa eficiência térmica de uma instalação caldeira/turbina a vapor torna economicamente desaconselhável o uso de combustíveis de alto valor, como o gás natural. Desta forma, são mais usadas com carvão ou óleos pesados, onde o custo do combustível pode ser melhor recuperado.

3.1.4. Turbinas a Vapor

Nessas instalações, o combustível é queimado em uma turbina a gás, e seus gases quentes geram vapor de alta pressão. Este vapor expande-se através da turbina, acionando um gerador elétrico.

Há dois tipos básicos de turbinas a vapor: as sem condensação, ou de contrapressão, e as de condensação. As de contrapressão têm, em sua exaustão, vapor à pressão adequada para ser usado em processo. Se for exigido vapor à pressão mais alta, pode-se extraí-lo da turbina durante a fase de expansão.

Nas turbinas ditas de condensação, extrai-se vapor à pressão desejada durante a fase de expansão, enquanto o restante continua expandindo-se até a condensação, gerando energia adicional. Neste caso, a relação potência / calor é conseqüentemente mais alta, mas o ciclo global de co-geração tem eficiência menor. Entretanto, por serem mais flexíveis e produzirem mais eletricidade, as turbinas de condensação são escolhidas em determinadas aplicações.

3.1.5. Tecnologias Emergentes

Como já mencionamos, há diversas tecnologias alternativas que poderão ser usadas no acionador principal em co-geração. Por estarem ainda em desenvolvimento, entretanto, é difícil verificar seu potencial. Embora possam demonstrar eficiências térmicas elevadas, até 55%, e sejam adequadas do ponto de vista ambiental, os custos, flexibilidade e adequabilidade à co-geração ainda são incertos. Para que possam tornar-se competidores sérios das opções convencionais que descrevemos, terão que ser iguais ou melhores que elas - o que fica ainda mais difícil com os aperfeiçoamentos contínuos dos esquemas até agora usados.

3.2. Capacidade Produtiva das CCPS's

A escolha das turbinas a gás determina a capacidade de produção de uma termelétrica de ciclo combinado. Não se pode, porém, arbitrar livremente a potência de uma turbina, pois os poucos fabricantes mundiais têm suas máquinas padronizadas. Encontram-se turbinas a gás desde 1 MW a 330 MW, mas a grande maioria das termelétricas a gás natural usa unidades entre 120 e 330 MW. As capacidades são referidas às condições "ISO", ou seja, temperatura ambiente de 15° C e nível do mar, e serão reduzidas para temperaturas mais elevadas e altitudes maiores.

Como foi dito anteriormente, o vapor gerado em uma caldeira de recuperação de calor permite acionar uma turbina de potência igual à metade da turbina a gás correspondente. Isto significa turbinas a vapor de 60 a 165 MW, e o tamanho prático de

uma instalação com uma turbina a gás e sua correspondente a vapor será de 180 MW ou maior.

3.3. Configuração das CCPS's

3.3.1 Instalações com uma Turbina a Gás

Em instalações de uma única turbina a gás, dois arranjos são possíveis: o mais tradicional prevê geradores elétricos separados, acoplados à turbina a gás e à turbina a vapor, mas é possível acoplar as duas para acionarem um único gerador. A Fig. 3 a seguir mostra um esquema deste tipo.

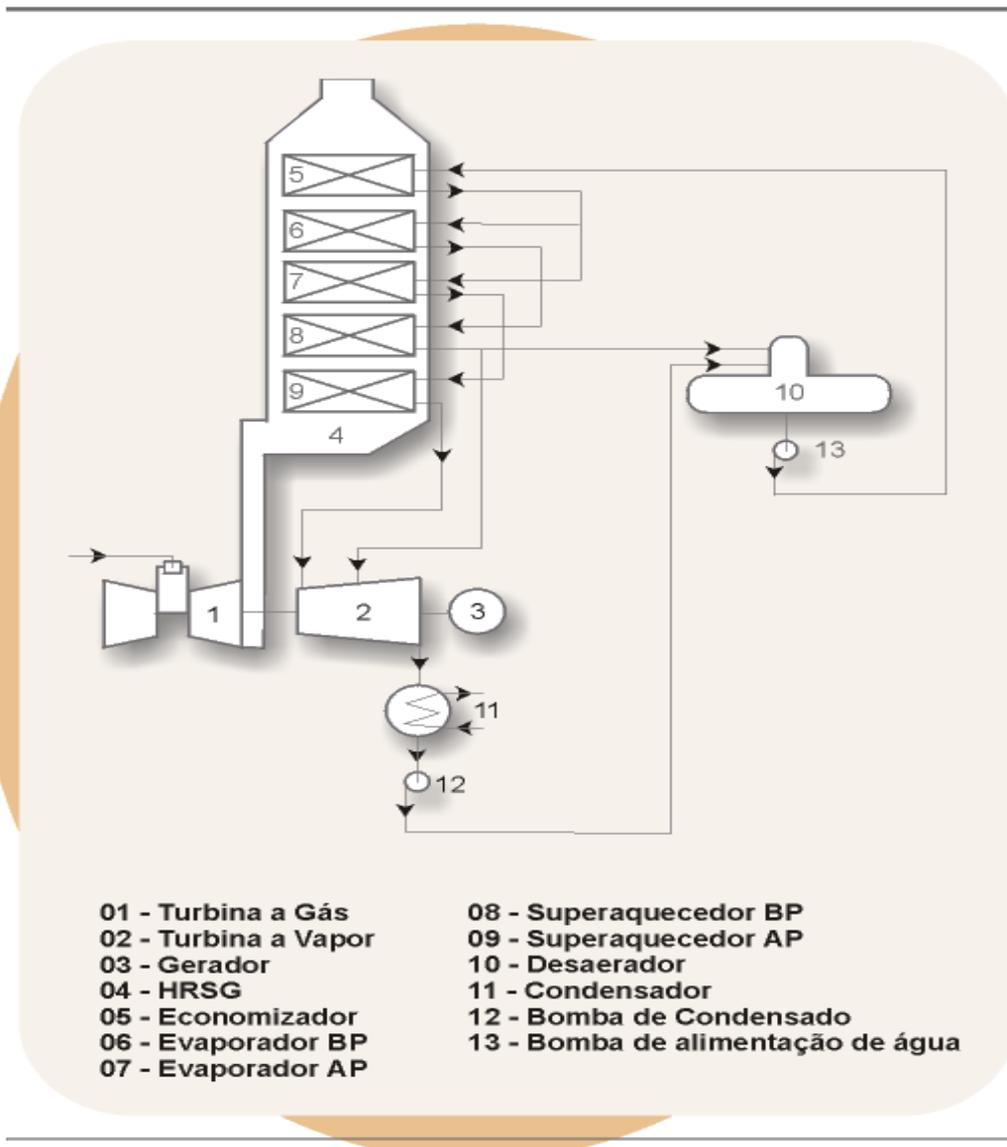


Figura 3: Fluxograma típico de uma Termelétrica a Ciclo combinado (CCPS)
 Tipo 1+1 em eixo único

A opção por uma única turbina a gás limita a capacidade total da usina a cerca de 500 MW, e traz problemas de parada total se uma das máquinas apresentar problemas. Desta forma, a preferência é para as instalações com mais de uma turbina a gás, que veremos a seguir.

3.3.2 Instalações com mais de uma Turbina a Gás:

A maioria das térmicas a gás natural em funcionamento ou construção adota a configuração de mais de uma turbina a gás, pois desta forma não há limite à capacidade da usina, e os riscos de paralisação são reduzidos. Como já vimos, um modelo clássico é o chamado 2 + 1, com duas turbinas a gás iguais, cada uma com seu HRSG, e uma a vapor de mesma capacidade. Desta forma, é possível usar três geradores elétricos de mesmo porte para as três turbinas, com transformadores e demais equipamentos elétricos também padronizados. Um arranjo deste tipo pode ser visto na Fig. 4, abaixo

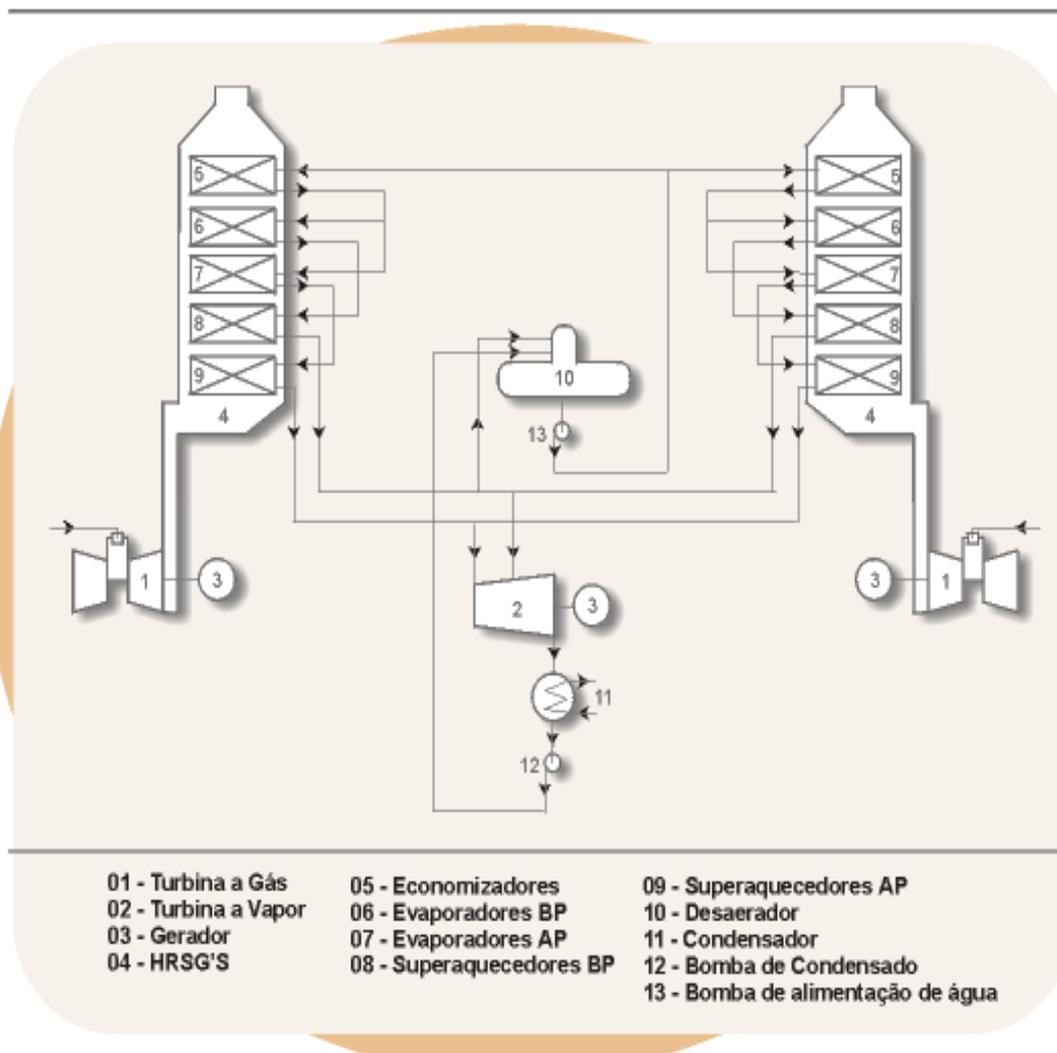


Figura 4: Fluxograma típico de uma Termelétrica de Ciclo combinado (CCPS) - Tipo 2+1

Neste tipo de configuração é possível parar uma turbina a gás e seu HRSG reduzindo a capacidade total à metade. Caso a turbina a vapor pare, pode-se operar com o chamado ciclo aberto (vide item 1.1), com grande redução na eficiência térmica.

Com base na potência comercialmente disponível das turbinas a gás, conclui-se que uma usina tipo 2 + 1 terá capacidade total entre 360 e 990 MW, embora este limite superior seja na prática de cerca de 800 MW. Uma atenção especial em instalações deste tipo (mais de uma turbina) deve ser dada à divisão de carga entre as máquinas a gás, de forma a equalizar temperaturas e pressões no vapor produzido por seus HRSG's.

A combinação de turbinas a gás e a vapor não está limitada ao arranjo 2 + 1. Há exemplos de até 5 turbinas a gás associadas a uma a vapor, e arranjos de 3 + 1 e 4 + 1 estão em uso comercial em diferentes localizações. O emprego de grandes turbinas a vapor, entretanto, traz dificuldades técnicas a medida que aumenta o número das caldeiras de recuperação de calor que, em paralelo, a alimentam.

3.4. Eficiência e Disponibilidade

3.4.1 Eficiência Térmica

A eficiência térmica das CCPS's é melhor que as maiores e mais modernas usinas a carvão ou a óleo. Como exemplos, temos a usina de Drax, na Inglaterra, uma termelétrica a carvão de 4.000 MW, que chega a 40% de eficiência, ou os melhores motores diesel, que podem atingir 44%.

A estas instalações comparam-se as CCPS's - termelétricas a gás natural de ciclo combinado, capazes de atingir 56% de eficiência térmica. Mesmo usinas mais antigas ficam acima de 47%, valores que, com a tecnologia hoje disponível, não são encontrados em nenhuma outra térmica comercialmente em uso.

3.4.2 Disponibilidade

Diz-se que uma planta perde disponibilidade quando cessa de gerar energia elétrica, seja por paradas programadas, paradas imprevistas ou restrições à produção de qualquer natureza. A disponibilidade é avaliada em bases anuais e termos percentuais, comparando-se a totalidade das horas do ano com as do efetivo funcionamento.

As paradas programadas de uma CCPS são em geral determinadas pelas turbinas a gás, que normalmente são previstas para trabalhar até 8000 horas sem interrupção. Na prática, a perda de disponibilidade situa-se entre 2 e 12% ao ano, fixando-se em 5% em um horizonte de 5 anos. Os demais componentes de uma CCPS - HRSG e turbina a vapor - terão sua manutenção contida nestes prazos.

Dados estatísticos mostram que as demais perdas de disponibilidade situam-se entre 3 e 6%, o que significa que algo próximo a 90% pode ser antecipado como disponibilidade média de uma CCPS.

3.5. Considerações Econômicas

A não ser por razões estratégicas, como por exemplo em locais onde o suprimento de energia elétrica não é confiável, a opção pela co-geração via de regra é definida por condicionantes estritamente econômicas e, somente quando evidenciam reduções substanciais nos custos de energia, são adotadas.

Nesta análise econômica, os seguintes pontos, entre outros, devem ser consideradas:

- ✓ Preços da eletricidade, correntes e futuros
- ✓ Preço do calor
- ✓ Preço e disponibilidade do combustível.
- ✓ Custos de implantação, operação e manutenção.
- ✓ Incentivos fiscais
- ✓ Nível esperado de retorno financeiro

Um aspecto importante a ser considerado no cálculo do custo da energia elétrica é o impacto que pode haver sobre os mesmos da importação ou exportação para a rede local de pequenas quantidades de energia. É também necessário levar em conta os custos da energia de "back up", para absorver as paradas das instalações onde não há capacidade de reserva instalada. Não é impossível também que, com a ameaça de perda de receita, a concessionária reduza seus preços, diminuindo as vantagens do empreendimento. Mas mesmo nestes casos, pode-se entender que a consideração da utilização da co-geração como alternativa foi válida por ter-se atingido o objeto maior que é o da redução dos custos com energia.

O método de avaliação de um projeto deve refletir as práticas normais da empresa onde é executado, mas em geral é utilizado o do pay-back simples, ou o do valor líquido presente, mais rigoroso. Embora o primeiro possa ser aproximado, ele permite uma comparação rápida das várias opções sendo usado como primeiro instrumento por várias grandes organizações. É pouco provável que uma instalação de co-geração tenha um tempo de retorno inferior a 4 ou 5 anos, a menos que o custo do combustível seja muito baixo.

A técnica do valor líquido presente determina de forma mais acurada o retorno global de um projeto, mas se baseia em pressupostos relativos a taxas de desconto e outros, de difícil previsão em prazos de 5 anos ou mais. Além disto, o método do valor líquido presente não identifica os projetos que dão a taxa mais rápida de retorno, o que pode ser importante em casos de recursos escassos. Portanto, o melhor será combinar os dois métodos.

Como uma avaliação econômica requer que se considerem as tendências futuras, a análise de sensibilidade do modelo financeiro às variações de valor de itens como combustível ou taxa de juros é essencial e ajudará a definir e reduzir os riscos do projeto.

3.6. Considerações Ambientais

Como têm eficiência térmica mais alta, os esquemas de co-geração consomem menos combustível, com a redução conseqüente das emissões gasosas. A adoção dos ciclos combinados, com queima de gás natural, reduziu ainda mais estas emissões, pois este energético é basicamente "limpo", e a relação consumo / descarga de água é menor, pois o ciclo de vapor é reduzido. De fato, foi a introdução das CCPS que causaram a significativa redução dos níveis de poluição gasosa na Inglaterra, nos últimos 5 a 10 anos. O potencial de redução de emissões, especialmente em instalações movidas a gás natural, é um forte elemento a favor da co-geração, e da resultante redução das usinas a carvão.

O gás natural é, em princípio, isento de enxofre e de cinzas, o que torna dispensáveis as custosas instalações de desulfurização e eliminação de cinzas que são exigidas nas térmicas a carvão e a óleo. O problema da chuva ácida é mínimo em uma térmica a gás natural, e a contribuição para o aquecimento global, por KW gerado, é muito menor que nas correspondentes a carvão e óleo, por força da melhor eficiência térmica. Como o gás natural é rico em hidrogênio quando comparado aos demais combustíveis fósseis, a proporção de gás carbônico gerado por sua queima é significativamente mais baixa.

O problema ambiental mais acentuado nas instalações a gás natural é o de emissão de óxidos de nitrogênio, conhecidos por "NOx". Uma turbina a gás tem níveis maiores de NOx do que caldeiras a óleo ou carvão porque a relação entre o ar e o combustível é muito maior na queima do gás. Os últimos desenvolvimentos técnicos prevêm a utilização de queimadores com injeção de água ou vapor na zona de combustão das turbinas, o que além de reduzir o NOx, ainda eleva a capacidade produtiva de máquina por aumento do fluxo de massa através da turbina.

A idéia popular de que turbinas a gás produzem alto nível de ruído - impressão que vem das turbinas de avião - não é verdadeira. Em CCPS's bem projetadas, a poluição sonora não excede a de usinas equivalentes operando a vapor, e situa-se facilmente nas exigências legais.

Uma vantagem deste tipo de termelétrica é o de ocupar espaços reduzidos em relação aos demais. Uma instalação típica, 2 + 1, de 360 MW pode ser feita em um terreno de 200 x 400 metros, como pode ser visto na Fig. 5 a seguir.

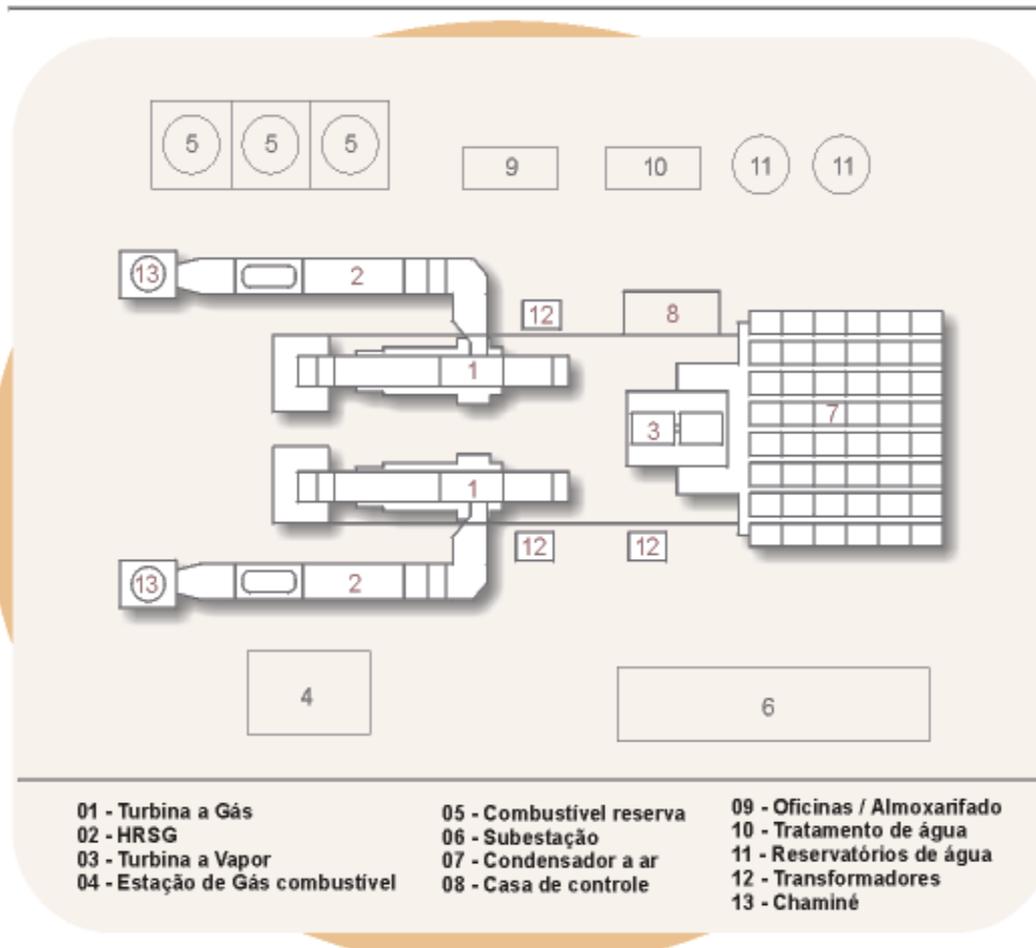


Figura 5: Arranjo típico de uma Termelétrica a Ciclo combinado (CCPS)

Também na altura das chaminés as CCPS's trazem vantagens sobre térmicas a carvão ou óleo. Como o gás é basicamente isento de enxofre e cinzas, a chaminé de concreto com 250 m de altura, típica de grandes usinas, pode ser substituída por duas peças de 75 m, em aço. A não existência de grandes áreas de estocagem de carvão ou parque de tanques de óleo é ainda um ponto a favor das usinas a gás natural, embora nelas existam, como se pode observar na Fig. 5, reservatórios para combustíveis de reserva.

Capítulo IV

ATIVIDADES REALIZADAS

4. ATIVIDADES REALIZADAS

A FAFEN ENERGIA é uma usina termelétrica que possui como principais equipamentos 3 Turbinas a Gás (TG's), 3 Caldeiras Recuperadoras de Calor (HRSG's) acopladas às TG's e uma Turbina a Vapor (TV).

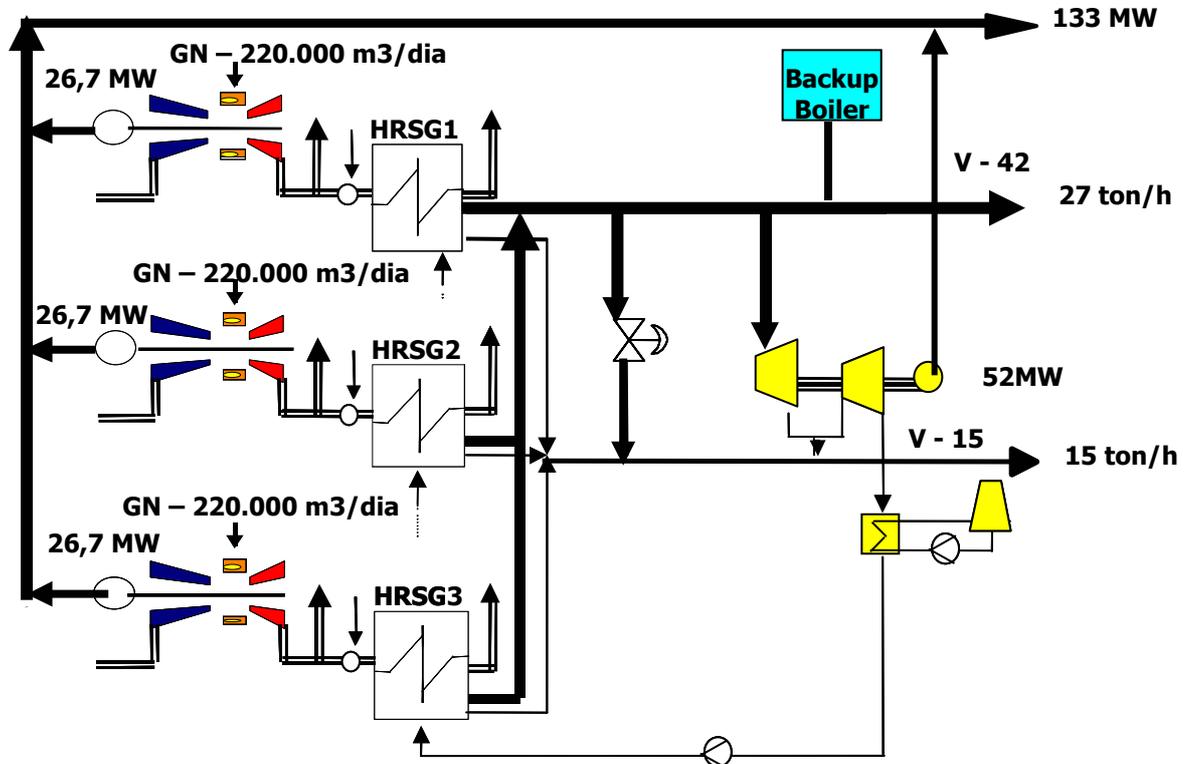


Figura 6: Esquema de funcionamento da FAFEN ENERGIA

Para se acompanhar o desempenho da Usina, a Engenharia de Otimização dispunha de uma série de ferramentas para fazer a análise dos diversos parâmetros e variáveis de processo.

4.1. Relatório Diário de Exploração

Esse relatório (ANEXO A) era gerado diariamente pelo OPTIMAX, que era o sistema computacional principal da usina. É nesse sistema que todos os sinais de todo processo são coletados e totalizados (temperatura, vazão e pressão das correntes de matéria prima, produtos e utilidades; corrente elétrica e tensão de alimentação de equipamentos e transformadores, etc).

Para gerar esse relatório, selecionavam-se as principais variáveis do processo, em seguida programava-se o OPTIMAX para gerar diariamente um relatório com essas variáveis e com isso podia-se fazer o balanço de massa com as principais entradas e saídas do processo. Em seguida, era feita uma análise dessas variáveis para identificar os pontos falhos e fazer as correções nos parâmetros do processo ou manutenções em equipamentos.

4.2. Análise de Performance da Usina

Periodicamente eram realizados testes envolvendo toda a usina para uma análise sistemática e detalhada do processo como um todo.

Esses testes consistiam em, durante 2 ou 3 dias por mês, colocar a usina em plena carga para coletar dados do processo e do funcionamento da usina. Isso era necessário uma vez que a FAFEN ENERGIA só operava em função do cliente FAFEN FERTILIZANTES, isto é, só operava para suprir as necessidades de vapor e energia elétrica do cliente. Como a capacidade da usina era bem maior do que a demandando, era comum se operar apenas com um grupo (TG+HRSG) para atender às necessidades do cliente, que normalmente eram 20 MW de energia elétrica, 27 ton/h de Vapor de alta pressão à 42 bar (V-42) e 15 ton/h de Vapor de pressão intermediária à 15 bar (V-15).

Os dados do processo eram coletados automaticamente pelo OPTIMAX em intervalos de 1 hora. Eram geradas 4 grupos de dados: 1 envolvendo a usina como um todo e 3 específicos para cada caldeira. As tabelas abaixo mostram apenas uma parte desses dados de cada grupo em 4 horas de funcionamento.

HORA		00:00:00	01:00:00	02:00:00	03:00:00	04:00:00
1	Pot. ATIVA UG1	26,7266	26,6875	26,6406	26,7109	26,7031
2	Pot. ATIVA UG2	27,1328	27,1094	27,125	26,9531	26,8203
3	Pot. ATIVA UG3	27,334	27,1191	27,0996	26,8555	27,0801
4	Pot. ATIVA UG4	55,733	55,347	55,154	55,057	54,929
5	Gás Combustível GT1	7,33252	7,34262	7,33731	7,31233	7,34844
6	Gás Combustível GT2	7,36048	7,3355	7,3619	7,38468	7,29835
7	Gás Combustível GT3	7,57066	7,57778	7,53571	7,48796	7,55124
8	T.V VAPOR-42	200,562	199,087	198,142	197,494	197,166
9	Temp. G. Ex. UG1	520,312	520,898	521,191	520,898	520,605
10	Temp. G. Ex. UG2	524,121	524,414	525	525	525
11	Temp. G. Ex. UG3	517,578	518,555	518,945	519,336	519,141

Tabela 1: Dados de Performance da Usina: Geral

HORA		00:00:00	01:00:00	02:00:00	03:00:00	04:00:00
1	Nív. Tamb. LP	60,1196	60,0098	59,9853	59,8877	59,9609
2	Pr. Tamb. LP	2,54639	2,50488	2,47803	2,48291	2,48291
4	Nív. Tamb. IP	49,9512	49,9268	50,061	50,061	49,8901
5	Pr. Tamb. IP	17,168	17,168	17,1387	17,1606	17,168
6	Vz. Ág. Desm. IP	2,46572	2,39961	2,4371	2,40162	2,44995
7	Vz. V-15 S.Cald.	3,34587	3,28658	3,27524	3,27467	3,23951
8	Nív. Tamb. HP	50,0581	50,0669	49,9761	50,0481	50,0482
9	Pr. Tamb. HP	53,9062	53,0029	52,7588	52,6855	52,5635
10	Vz. Ág. Desm. HP	69,6387	69,8531	69,6753	69,5416	69,715
11	T. V-42. HP	498,926	499,805	499,219	500,098	500,098
12	T. V-15. IP	273,779	273,926	273,926	274,072	274,072

Tabela 2: Dados de Performance da Usina: HRSG1

HORA		00:00:00	01:00:00	02:00:00	03:00:00	04:00:00
1	Nív. Tamb. LP	54,9927	54,9438	54,9561	55,0049	55,0049
2	Pr. Tamb. LP	2,61963	2,58545	2,56592	2,56348	2,5708
3	Nív. Tamb. IP	49,8901	49,9268	49,9023	49,9634	49,9023
4	Pr. Tamb. IP	17,146	17,146	17,1167	17,124	17,146
5	Vz. Ág. Desm. IP	3,3146	3,33213	3,24623	3,2034	3,22629
6	Vz. V-15 S.Cald.	3,30161	3,23762	3,23154	3,22994	3,19184
7	Nív. Tamb. HP	50,0707	50,1066	50,2606	49,8804	49,8795
8	Pr. Tamb. HP	54,2725	53,3936	53,125	53,0029	52,9541
9	Vz. Ág. Desm. HP	71,3706	71,5397	71,4936	71,2662	71,3009
10	T. V-42. HP	499,512	499,512	500,098	500,098	500,391
11	T. V-15. IP	264,551	263,965	264,258	264,551	264,551

Tabela 3: Dados de Performance da Usina: HRSG2

HORA		00:00:00	01:00:00	02:00:00	03:00:00	04:00:00
1	Nív. Tamb. LP	60,0342	59,8999	59,8633	60,0342	60,0708
2	Pr. Tamb. LP	2,57568	2,50977	2,49023	2,46094	2,46826
3	Vz. Ág. Desm. LP	81,2268	82,9371	82,8144	82,3878	81,4778
4	Nív. Tamb. IP	50,1587	50,1099	49,8291	49,9878	49,8779
5	Pr. Tamb. IP	17,981	17,9443	17,8857	17,8931	17,9004
6	Vz. Ág. Desm. IP	3,98379	3,98444	3,98397	3,98397	3,98271
7	Vz. V-15 S.Cald.	2,95741	2,95445	2,94996	2,94996	2,95245
8	Nív. Tamb. HP	49,7732	50,1058	49,9222	50,0802	49,8929
9	Pr. Tamb. HP	53,9307	53,1006	52,8809	52,7588	52,71
10	Vz. Ág. Desm. HP	64,9925	66,3955	66,7057	66,5275	66,5768
11	T. V-42. HP	505,469	505,469	505,664	505,859	505,469
12	T. V-15. IP	285,791	285,937	285,937	285,937	285,937

Tabela 4: Dados de Performance da Usina: HRSG3

Como se dispunha de uma quantidade muito grande de dados, era necessário fazer a escolha do que iria ser analisado para em seguida fazer um estudo da variação desse parâmetros em relação aos demais.

Para cada grupo de dados, eram gerados gráficos de uma variável principal de processo variando com outros parâmetros para se fazer a análise de influencia de cada variável no processo.

Levando em consideração o 1º grupo de dados coletados (envolvendo a usina como um todo), foram gerados alguns gráficos que estão representados abaixo:

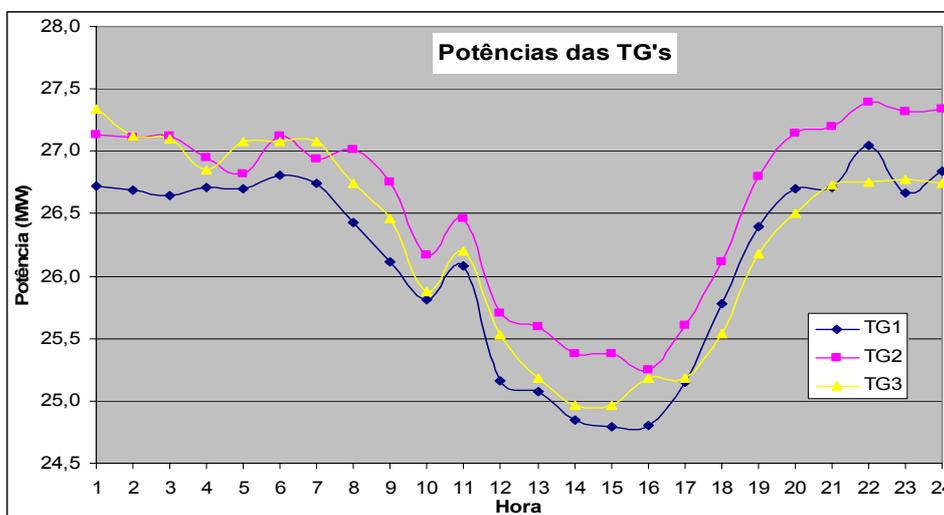


Gráfico 1: Variação da potência com o tempo

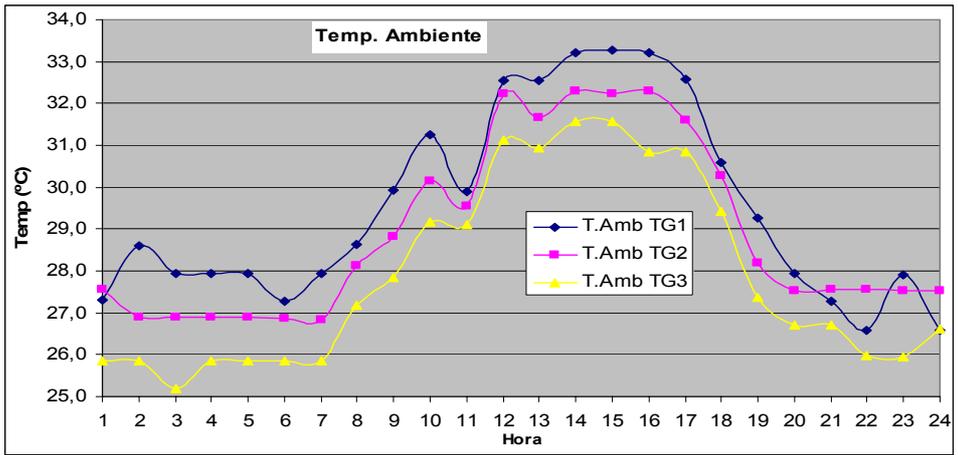


Gráfico 2: Variação da Temperatura ambiente com o tempo

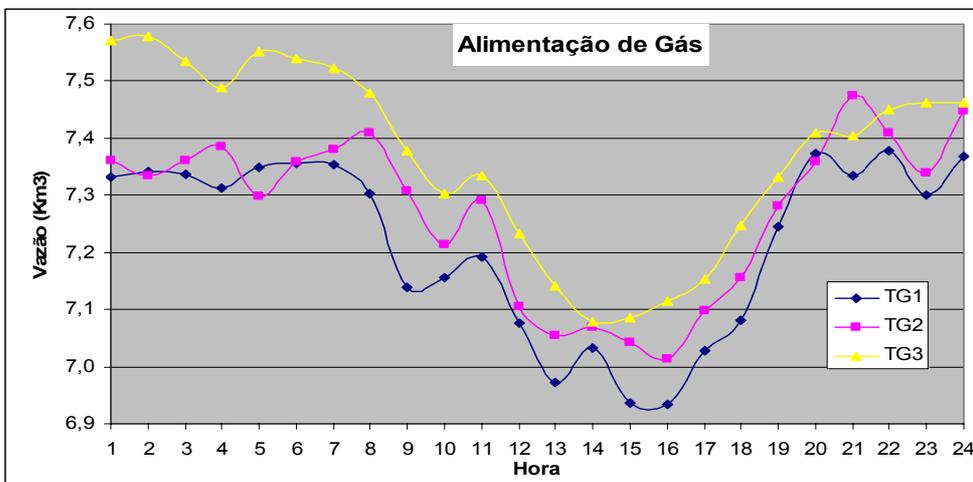


Gráfico 3: Variação da alimentação de gás natural nas TG's com o tempo.

Se analisarmos os 3 gráficos, podemos notar que a geração de energia elétrica caiu significativamente de 12:00 hs até às 17:00 hs; isso porque é justamente nesse horário que a temperatura ambiente está mais alta e ela afeta diretamente o processo pois eleva a temperatura de do gás de alimentação das Turbinas a Gás, fazendo com que diminua a eficiência da queima e conseqüentemente diminui a geração.

Levando em conta agora o resto dos dados (os específicos para cada Caldeira Recuperadora), temos também um conjunto de gráfico avaliando o desempenho individual. Como o comportamento das HRSG's são similares, está representado abaixo os gráficos para uma caldeira.

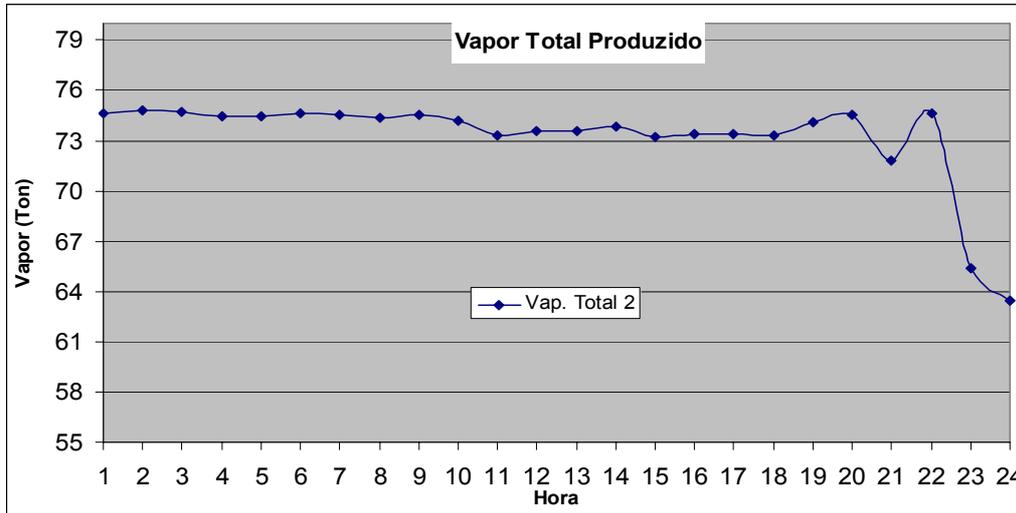


Gráfico 4: Produção total de vapor (V-15+V-42) em função do tempo

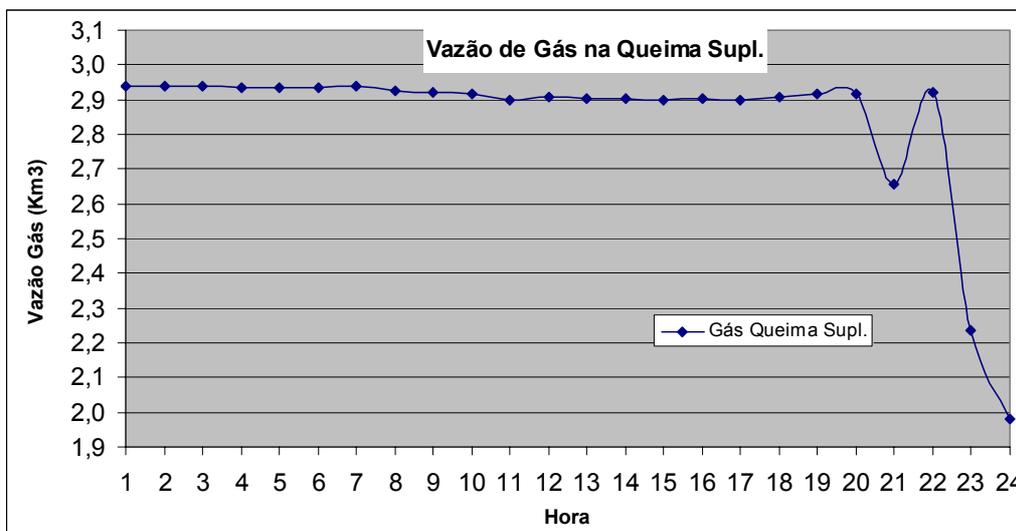


Gráfico 5: Vazão de gás na alimentação na queima suplementar da HRSG.

A queima suplementar nas HRSG's consiste em um maçarico no interior da caldeira e tem como finalidade aumentar a temperatura no interior da mesma para aumentar a produção de vapor.

Observando os gráficos acima, podemos notar que a produção de vapor varia diretamente proporcional com a vazão de gás na queima suplementar.

Capítulo V

CONCLUSÕES

5. CONCLUSÕES

O Programa de Estágio Supervisionado promovido entre a Universidade Federal do Rio Grande do Norte e a Indústria FAFEN ENERGIA - Camaçari/ BA foi de grande importância para minha formação acadêmica, devido à experiência prática vivida de um Engenheiro Químico dentro de uma indústria de grande porte antes de enfrentar um competitivo mercado de trabalho.

Durante o estágio supervisionado, tive a oportunidade de adquirir novas experiências como também consolidar os ensinamentos obtidos em salas de aulas como: interpretar fluxogramas de processos e engenharia de forma mais criteriosa; adquirir experiência em usinas térmicas (turbinas a gás, turbinas a vapor, caldeiras, etc.), meio ambiente, segurança e de alguns serviços prestados por outras empresas contratadas; além de aspectos sociais como atuar em um ambiente coletivo, multifuncional e hierárquico sabendo respeitar cada indivíduo dentro do grupo como um todo.

Capítulo VI

ANEXOS

6. ANEXOS

Energia (MWh)

		Total Dia	Acumulado Mês	Acumulado Ano	
Produzida	TG 1	590,39	11.529,02	21.827,25	
	TG 2	0,00			
	TG 3	0,00			
	T.V.	0,00			
	TOTAL	590,39			
Exportada para a Coelba	Total Dia		1.899,78	4.029,08	
	Leituras na Usina	Linha 1			33,27
		Linha 2			32,27
		TOTAL			65,54
Importada da Coelba	Total Dia		124,43	472,57	
	Leituras na Usina	Linha 1			0,00
		Linha 2			0,00
		TOTAL			0,00
Emitida para as Copeb (Fafen-Br)	Total Dia		8.139,71	14.847,61	
	TP 3	324,40			
	TP 4	138,00			
	TOTAL	462,40			

Vapor Produzido (Ton)

		Total Dia	Acumulado Mês	Acumulado Ano
15 Bar	HRSG 1	80,30	1.591,57	3.540,87
	HRSG 2	0,00		
	HRSG 3	0,00		
	TOTAL	80,30		
42 Bar	Total Dia		18.374,87	35.880,87
	Caldeira Auxiliar	0,00		
	HRSG 1	1.215,00		
	HRSG 2	0,00		
	HRSG 3	0,00		
TOTAL	1.215,00			
15 + 42 Bar	TOTAL GERAL	1.295,30	19.966,44	39.421,74

Vapor Exportado (Ton)

	Total Dia	Acumulado Mês	Acumulado Ano
15 Bar(Fafen-Br)	135,00	2.755,70	5.522,70
42 Bar(Fafen-Br)	1.036,00	11.570,10	19.696,10
Total	1.171,00	14.325,80	25.218,80

Vapor Importado da BrasKem (Ton)

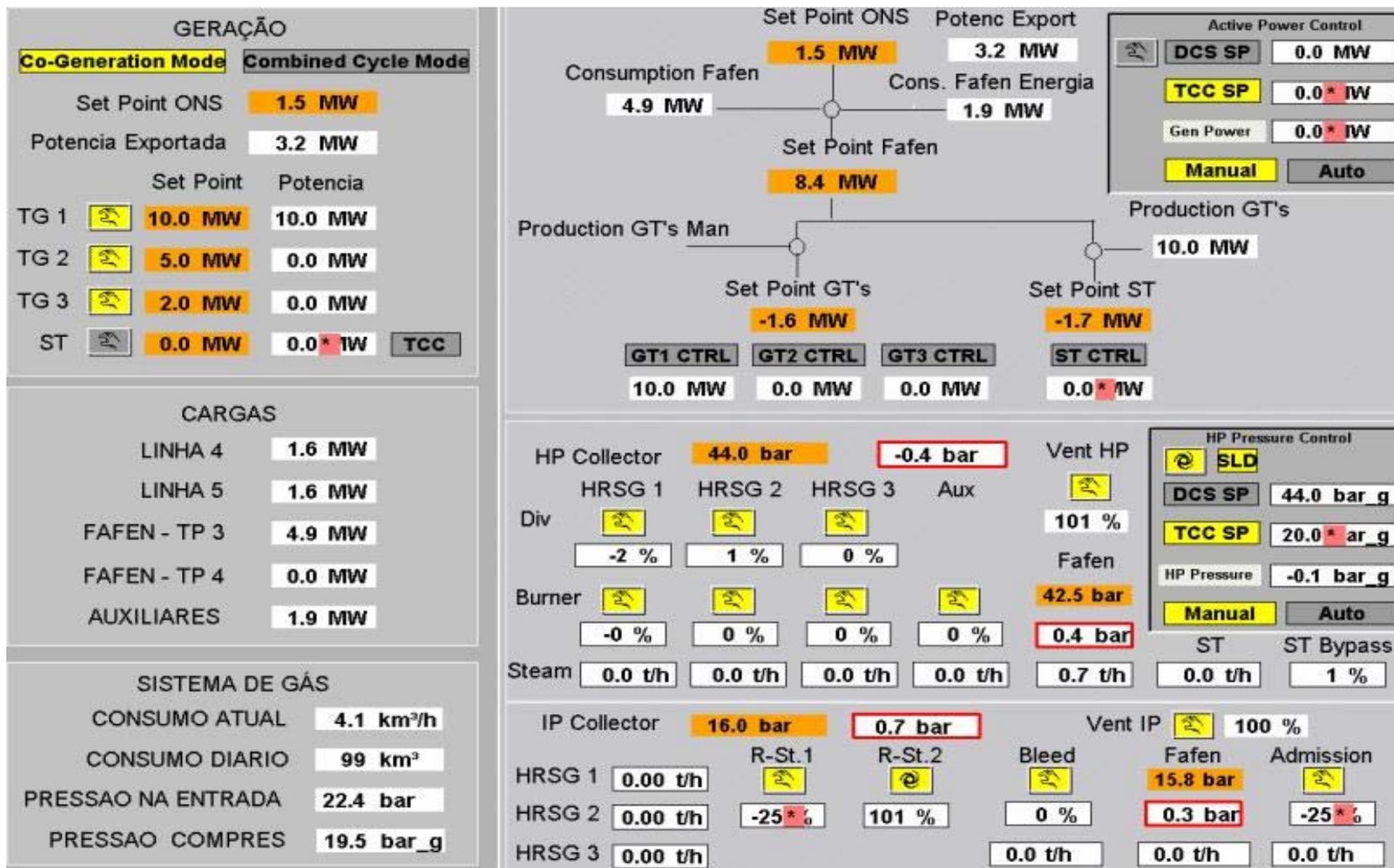
	Total Dia	Acumulado Mês	Acumulado Ano
15 Bar	0,88	119,80	571,69

42 Bar	0,00	351,23	435,91
Total	0,88	471,03	1.007,60

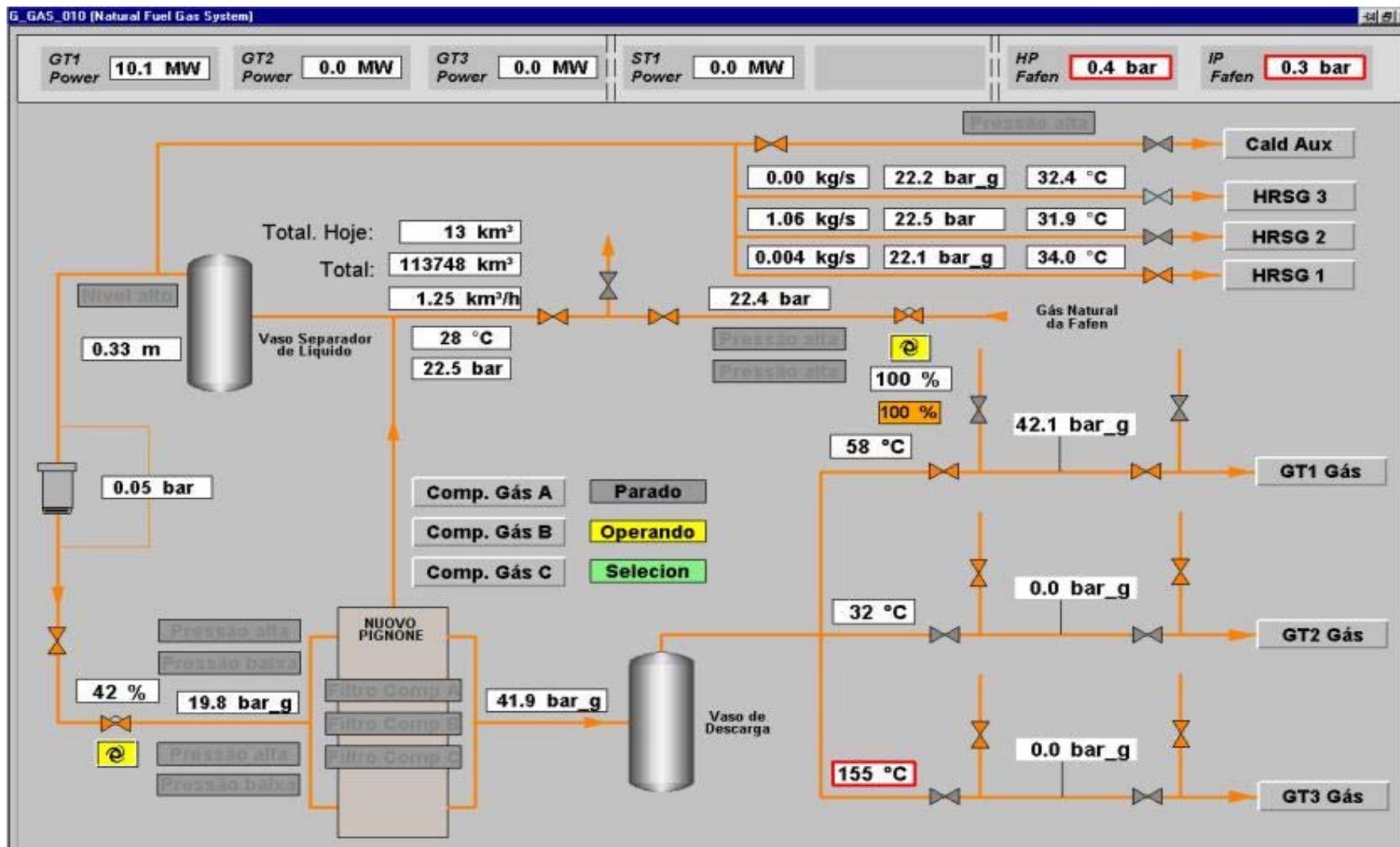
Consumos

Vapor (Ton)		Total Dia	Acumulado Mês	Acumulado Ano	
	Turbina a Vapor	0,00	1,00	20,90	
Gás Natural (Km3)		Total Dia	Acumulado Mês	Acumulado Ano	
	Caldeira Auxiliar	0,00			
	TG 1	166,00			
	TG 2	0,00			
	TG 3	0,00			
	HRSG 1	41,20			
	HRSG 2	0,00			
	HRSG 3	0,00			
	TOTAL (C.A.+TG1+TG2+TG3+HRSG1+HRSG2+HRSG3)	207,20	4.111,70	7.821,89	
Água Desmineralizada (Ton)		Total Dia	Acumulado Mês	Acumulado Ano	
	Caldeira Auxiliar	6,00			
	HRSG 1	1.455,00			
	HRSG 2	0,00			
	HRSG 3	0,00			
	TOTAL	1.461,00			24.625,71
	Fornecida pela GEOPLAN	1.522,00	24.784,20	48.610,10	
Água Clarificada (m3)		Total Dia	Acumulado Mês	Acumulado Ano	
	Água Clarificada Torre	96,00			
	Água Clarificada Cooler	13,00			
	TOTAL	109,00	1.632,26	7.461,50	
Energia Eléctrica nos Serviços Auxiliares (MWh)		Total Dia	Acumulado Mês	Acumulado Ano	
	0,48 kV	TSA 1			0,00
		TSA 2			19,00
		TSA 5			5,68
		TSA 6			0,00
		TOTAL			24,68
		Total Dia	Acumulado Mês	Acumulado Ano	
	4,16 kV	TSA 3			0,00
		TSA 4			19,72
		TSA 7			13,78
		TOTAL			33,50
		TOTAL (TSA1+TSA2+TSA3+TSA4+TSA5+TSA6+TSA7)			58,18

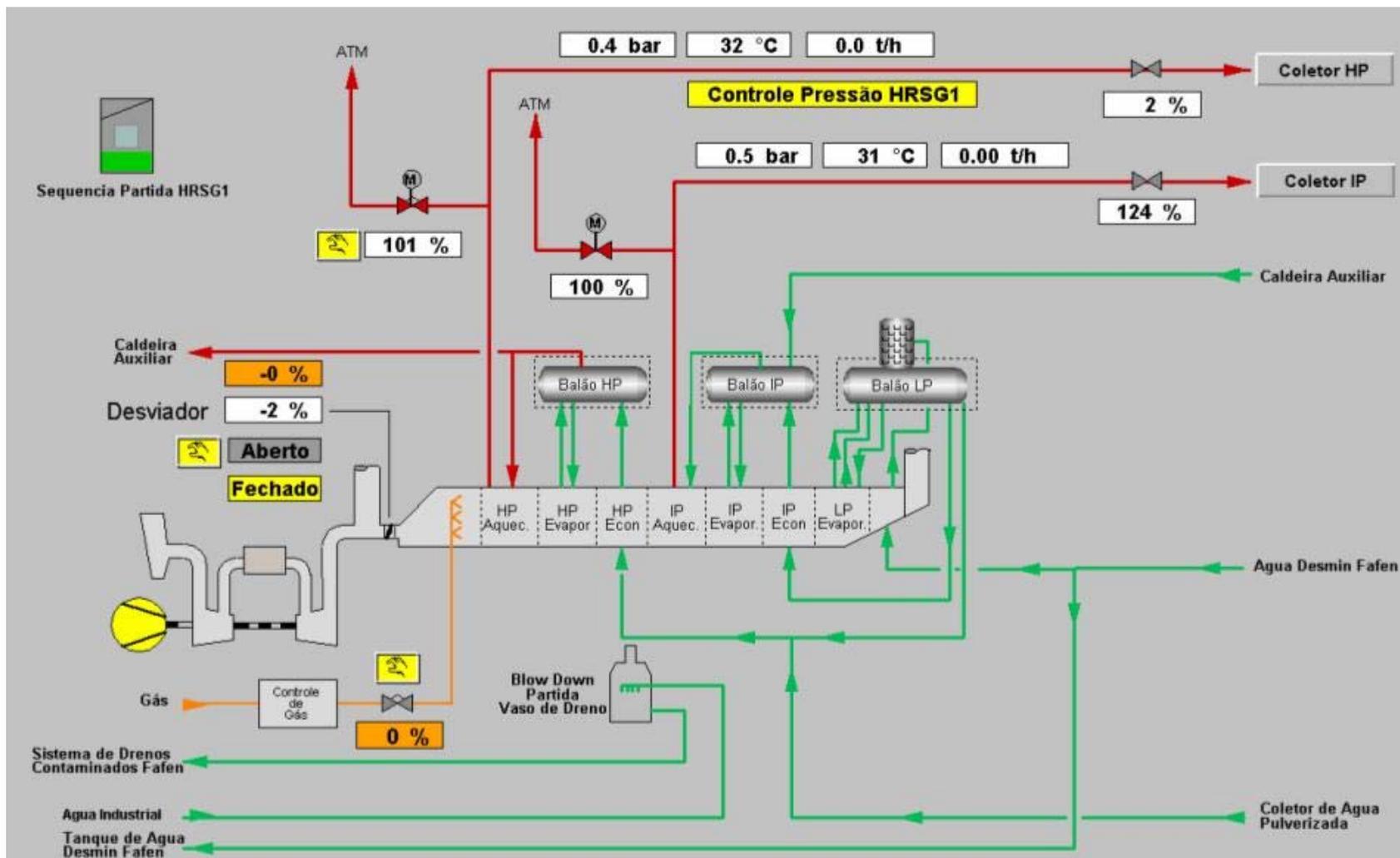
ANEXO A: Relatório Diário de Exploração



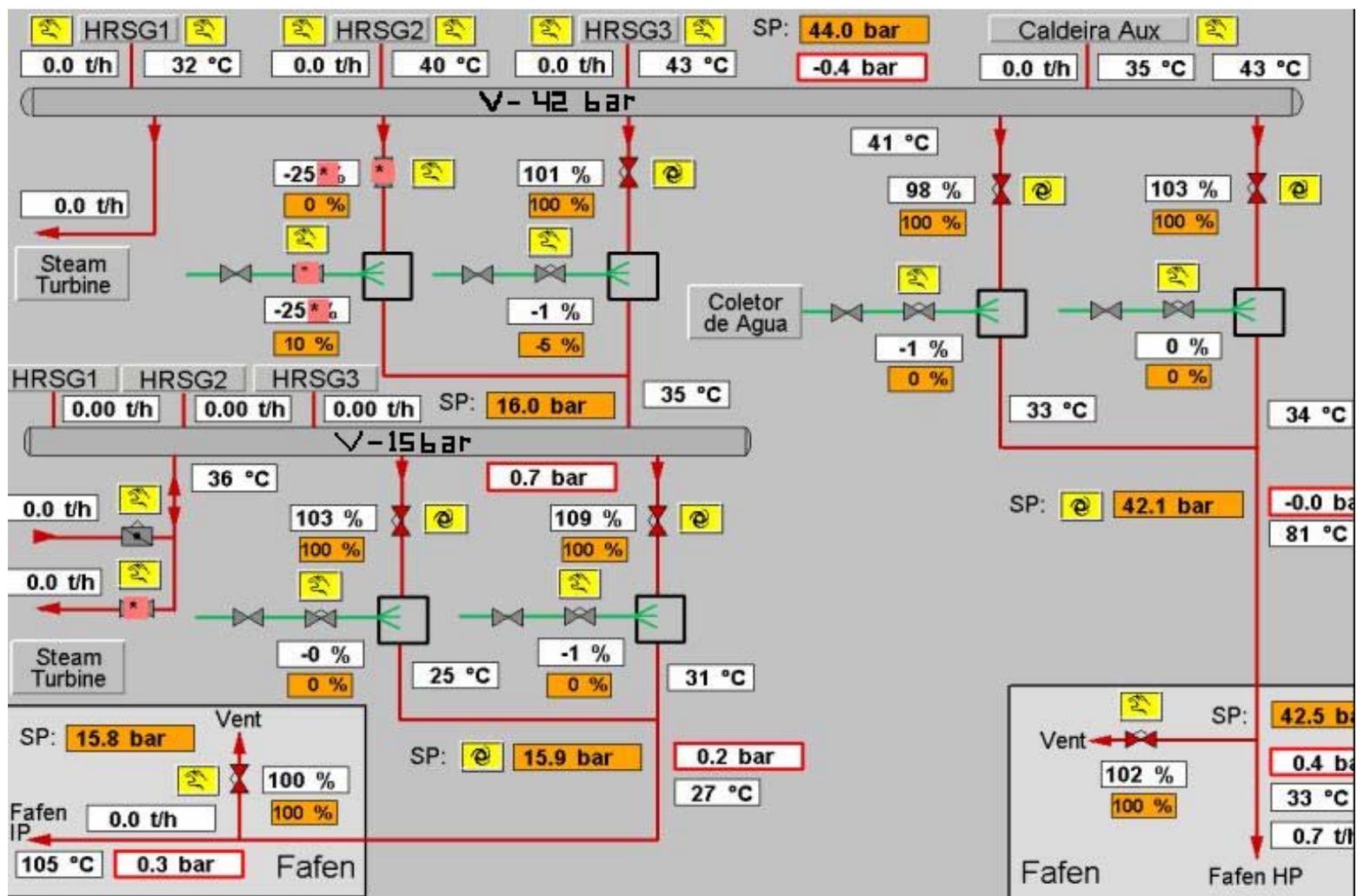
ANEXO B: Usina Visão Geral



ANEXO C: Visão Geral do Gás Natural



ANEXO D: HRSG Visão Geral



ANEXO E: Vapor Visão Geral