

**Universidade Federal de Campina Grande  
Centro de Engenharia Elétrica e Informática  
Departamento de Engenharia Elétrica**

**Projeto de Engenharia Elétrica**

**Cogeração: Uma Visão de Eficiência Energética em um  
Projeto de Conservação de Energia**

**Aluno: Rodrigo Learth Junqueira  
Email: rodrigolj@gmail.com**

**Orientador: Leimar de Oliveira**

**Campina Grande – PB  
Julho de 2008**



Biblioteca Setorial do CDSA. Fevereiro de 2021.

Sumé - PB

*Relatório referente à disciplina  
Projeto de Engenharia Elétrica do aluno  
Rodrigo Learth Junqueira sob a orientação  
do professor Leimar de Oliveira.*

---

Rodrigo Learth Junqueira  
(Aluno)

---

Leimar de Oliveira  
(Orientador)

# Sumário

<b>Lista de Figuras.....</b>	<b>iv</b>
<b>Lista de Tabelas .....</b>	<b>vi</b>
<b>1. Introdução .....</b>	<b>1</b>
<b>2. Objetivos .....</b>	<b>6</b>
2.1. Objetivo Geral.....	6
2.2. Objetivos Específicos.....	6
<b>3. Metodologia.....</b>	<b>7</b>
<b>4. Histórico .....</b>	<b>8</b>
<b>5. Cogeração: Uma Proposta de Solução.....</b>	<b>18</b>
5.1. Benefícios da Cogeração.....	20
5.1.1. Menor tempo de construção .....	21
5.1.2. Melhor flexibilidade .....	21
5.1.3. Melhor confiabilidade.....	22
5.1.4. Menor emissão de poluentes.....	22
5.2. Tipos de Sistema de Cogeração.....	23
5.3. Turbina a Vapor .....	26
5.4. Caldeiras.....	33
5.4.1. Caldeiras Convencionais .....	33
5.4.2. Caldeiras de Recuperação .....	35
5.5. Turbinas a Gás .....	37
5.6. Motores Alternativos .....	45
5.7. Comparação do Desempenho de Turbinas a Gás e Motores Alternativos .....	49
5.8. Chillers.....	51
<b>6. Aplicações da Cogeração – Exemplos Ilustrativos .....</b>	<b>56</b>
6.1. Projeto Shinjuku – Tóquio/Japão .....	57
6.2. Projeto UCLA – University of Califórnia – Los Angeles.....	57
6.3. Projeto Coca-Cola - Jundiaí.....	58
6.4. Projeto PROJAC – Rio de Janeiro.....	58
6.5. Projeto Norte Shopping – Rio de Janeiro.....	59
6.6. Projeto VCP – CELPAV – Guararema – São Paulo .....	59
6.7. Cogeração do CENPES – Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da Petrobras – Rio de Janeiro .....	60
6.7.1. Resultados Obtidos com a Cogeração .....	65
<b>7. Conclusões .....</b>	<b>68</b>
<b>8. Referências Bibliográficas.....</b>	<b>70</b>

## Lista de Figuras

Figura 1 - Eficiência de um Gerador Termelétrico.....	2
Figura 2 - Eficiência de um Gerador Termelétrico com o uso da Cogeração.....	3
Figura 3 - Contribuição e Perspectiva da Cogeração em Âmbito Nacional e Global.....	5
Figura 4 - Custo da Eficientização.....	14
Figura 5 - Casa de Força do Sistema de Cogeração de uma Usina de Açúcar	19
Figura 6 - Unidade de Cogeração com Microturbina a Gás .....	20
Figura 7 - Esquema do Sistema de Cogeração do tipo " <i>Topping Cycle</i> " .....	23
Figura 8 - Esquema do Sistema de Cogeração do tipo " <i>Bottoming Cycle</i> " .....	24
Figura 9 - Turbina Curtis/Rateau.....	29
Figura 10 - Turbina Curtis/Parsons.....	30
Figura 11 - Vista de um Conjunto de duas Caldeiras DEDINI em Usina de Açúcar e Álcool de 175 t/h de Vapor a 62 bar e 500 °C cada uma .....	35
Figura 12 - Corte de Caldeira de Recuperação AALBORG para Motores Alternativos .....	36
Figura 13 - Exemplo de Projeto de Cogeração com Turbina a Gás em Ciclo " <i>Topping</i> ".....	41
Figura 14 - Diagrama de um Projeto Híbrido Ciclo Combinado e Cogeração ..	41
Figura 15 - Unidade de Cogeração Eletricidade e Água Gelada por Absorção Capstone de 30 kWe.....	42
Figura 16 - Detalhe do Eixo Único Compressor/Turbina de Expansão/Gerador com Mancal de Suspensão a Ar da Microturbina Capstone.....	42
Figura 17 - Detalhe em Corte da Câmara de Combustão da Turbina Capstone .....	43
Figura 18 - Vista de Turbina WESTINGHOUSE em Montagem.....	44
Figura 19 - Turbina a Gás WESTINGHOUSE <i>Heavy Duty</i> 501-G - Até 357 MW .....	45

Figura 20 - Instalação de Cogeração com Motor DEUTZ a Gás.....	48
Figura 21 - Comparação Entre os Balanços de Sistemas Operando com Turbina SOLAR-TAURUS 70M e Motor WÄRTSILA 18V34SG .....	49
Figura 22 - Coeficiente de Ajuste da Potência Instalada em Função da Temperatura.....	50
Figura 23 - Coeficiente de Ajuste da Potência Instalada em Função da Altitude .....	50
Figura 24 - Desenho Esquemático de um Ciclo Frigorífico a Compressão de Vapor.....	53
Figura 25 - Desenho Esquemático de um Ciclo de Refrigeração a Absorção..	53
Figura 26 - Desenho Esquemático Funcional de um Ciclo de Absorção.....	55
Figura 27 - Curva de Carga (kW) e Fator de Potência.....	61
Figura 28 - Configuração Original do Sistema Elétrico do CENPES .....	61
Figura 29 – Configuração Nova do Sistema Elétrico do CENPES (com Cogeração) .....	62
Figura 30 - Vista Exterior da Unidade Cogeneradora do CENPES .....	63
Figura 31 - Sinótico Elétrico da Cogeração do CENPES .....	64

## Lista de Tabelas

Tabela 1 - As Duas Eras da Cogeração .....	17
Tabela 2 - Comparação Entre Tecnologias de Turbinas a Vapor .....	30
Tabela 3 - Balanço Térmico da Unidade Cogeneradora do CENPES .....	65
Tabela 4 - Resultados do Programa de Conservação de Energia.....	66

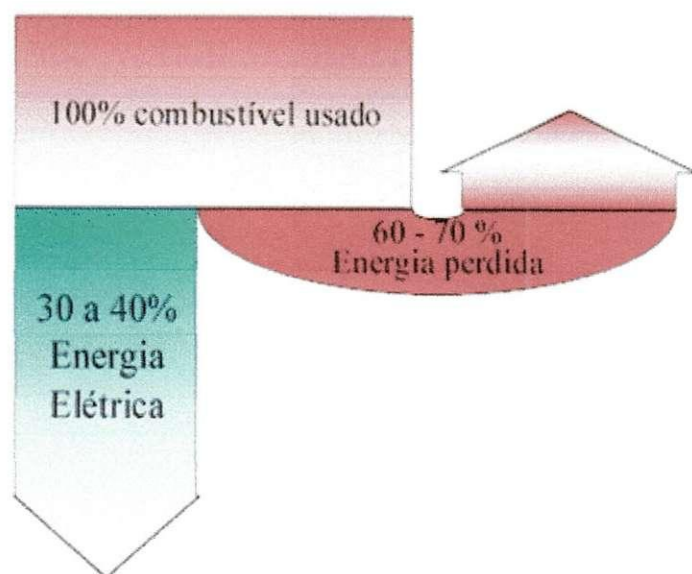
# 1. Introdução

O avanço da tecnologia nas últimas décadas trouxe mudanças significativas ao modo de vida da humanidade e revelou a imensa necessidade que possuímos com relação ao tipo de energia mais nobre existente, a energia elétrica. Devido ao constante aumento da demanda dessa energia, é cada vez mais presente em nossas vidas o estudo de novas formas de geração de energia elétrica, e principalmente de formas mais eficientes de geração, diminuindo da melhor forma possível as perdas. Um meio de tornar mais eficiente a geração de energia elétrica é a cogeração.

Por mais eficiente que seja um gerador termelétrico (gerador elétrico acionado por um motor que usa um combustível), a maior parte da energia contida no combustível usado para seu acionamento 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 motor (a explosão, turbina a gás ou a vapor etc.). Por esta razão, no máximo 40% da energia do combustível do diesel usado em um gerador podem ser transformados em energia elétrica. A figura 1.1 mostra a eficiência de um gerador termelétrico.





**Figura 1 - Eficiência de um Gerador Termelétrico**

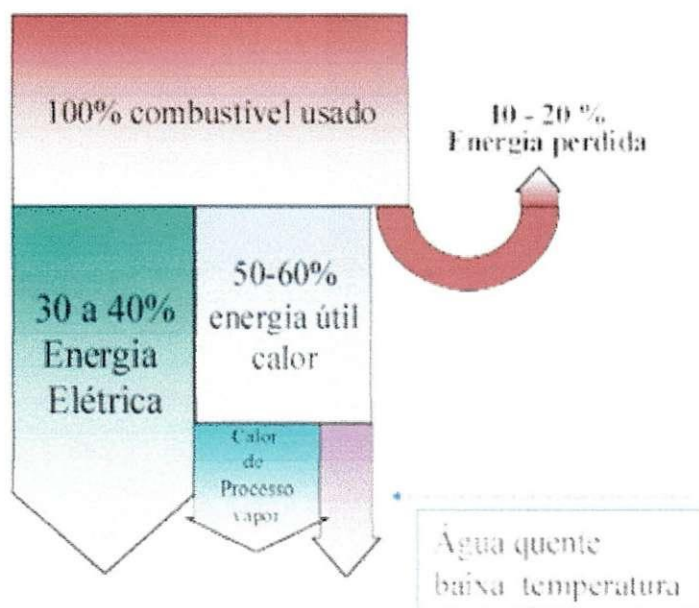
A cogeração é uma forma de gerar calor e eletricidade a partir do uso de combustíveis convencionais (gás natural, óleo combustível, diesel e carvão) ou algum tipo de resíduo industrial (madeira, bagaço de cana, casca de arroz, etc.). Ela permite a produção simultânea de energia elétrica, térmica e de vapor, a partir do mesmo combustível. 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. Pode-se alcançar um aproveitamento de até 80% de energia contida no combustível. Esta energia pode ser transformada em vapor, eletricidade, força motriz e frio, sendo ainda possível a produção de gás carbônico (CO<sub>2</sub>) a partir da descarga dos gases de combustão.

Assim, como muitas indústrias e prédios comerciais necessitam de calor (vapor ou água quente), foi desenvolvida tal tecnologia, em que o calor produzido na geração elétrica é usado no processo produtivo sob a forma de

vapor e tem como principal vantagem o fato do consumidor economizar o combustível que necessitaria para produzir o calor do processo.

O principal inconveniente é que o calor só pode ser usado perto do equipamento, o que limita estas instalações a unidades relativamente pequenas se comparadas com os geradores das concessionárias. Chamamos tal tipo de geração de “geração distribuída”, ou seja, a geração elétrica realizada junto ou próxima do consumidor, independente da potência, tecnologia e fonte de energia. Detalharemos melhor a geração distribuída nos capítulos posteriores.

A Figura 2 abaixo retrata a eficiência de um gerador termelétrico com o uso da cogeração.



**Figura 2 - Eficiência de um Gerador Termelétrico com o uso da Cogeração**

Até meados do século XX, a cogeração chegou a ser muito usada nas indústrias, perdendo depois a competitividade para a eletricidade produzida

pelas concessionárias nas grandes centrais geradoras com ganhos de escala. Assim, ela ficou limitada a sistemas isolados (plataformas submarinas) e indústrias com lixos combustíveis (canaveira e de papel e celulose, por exemplo).

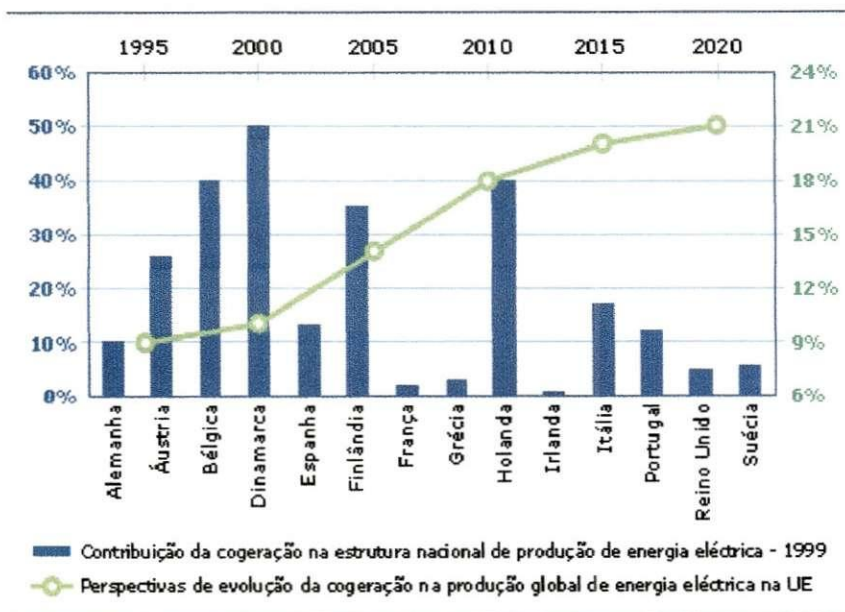
Nos últimos quinze anos, porém, um novo modelo do setor elétrico voltou a estimular a produção elétrica local que fosse mais eficiente e de baixo custo, levando ao aperfeiçoamento da tecnologia, inclusive para pequeno porte.

A necessidade de reduzir emissões de CO<sub>2</sub> também incentivou a adoção deste processo eficiente. Hoje, na Holanda e na Finlândia, a cogeração já representa mais de 40% da potência instalada.

Os sistemas mais utilizados são: turbina a gás, turbina a vapor, motor alternativo e célula de combustível. Situando-se as principais diferenças entre eles nos rendimentos elétricos e térmicos obtidos. No entanto, todos eles têm em comum um aproveitamento útil da energia primária (gás natural, recursos renováveis, fuel, etc.) superior a 80%, sendo, por isso, considerada uma referência nas medidas de eficiência energética.

Os benefícios energéticos e ambientais da cogeração são de tal forma evidentes que a União Europeia determinou como meta a atingir em 2010 pelo menos 18% de energia elétrica produzida por esta via. Em Portugal, no ano 2000 este valor situava-se nos 12%, pelo que, considerando uma taxa de crescimento do consumo da ordem dos 6% ao ano, verifica-se que há ainda um longo caminho a percorrer.

A figura 3 mostra a contribuição e perspectiva da cogeração em âmbito nacional e Global.



**Figura 3 - Contribuição e Perspectiva da Cogeração em Âmbito Nacional e Global**

Existem instaladas centrais de cogeração com potências desde 15 kW até várias dezenas de Megawatts. Qualquer consumidor de energia elétrica e térmica poderá instalar este tipo de sistema, desde pequenos agregados de edifícios habitacionais, até indústrias de grande dimensão. Contudo, a sua implementação deverá ser sustentada por um estudo de viabilidade econômica (após as condições técnicas estarem garantidas) onde as economias e proveitos gerados na fatura energética deverão ser confrontados com o investimento a realizar, para cálculo do período de amortização.

## **2. Objetivos**

### **2.1. Objetivo Geral**

Aprofundar o entendimento sobre as instalações elétricas e controle da cogeração e de como se pode utilizar essa tecnologia, aumentando a eficiência energética de geradores com baixo rendimento.

### **2.2. Objetivos Específicos**

Mostrar exemplos bem sucedidos de utilização da cogeração e mostrar o quão necessária é a preocupação com a eficiência energética e diminuição de perdas no mundo atual, descrevendo os impactos sociais e econômicos da utilização dessa tecnologia.

### 3. Metodologia

A metodologia empregada no estudo apresentado neste trabalho obedeceu as seguintes etapas:

- **Etapa 1** – Inicialmente será feito um estudo de bibliografias relacionadas à cogeração para um melhor entendimento e compreensão sobre o assunto.
- **Etapa 2** – Em seguida será feita uma visita técnica a uma usina cogeneradora existente na lotação de uma empresa de grande porte que racionaliza muito de sua energia com a utilização dessa tecnologia.
- **Etapa 3** – Análise de dados colhidos durante a visita técnica para futura comparação com os conceitos vistos no início do trabalho
- **Etapa 4** – Construção do estudo de caso referente à Etapa 2.
- **Etapa 5** – Elaboração do Relatório Final do projeto.

## 4. Histórico

A preocupação com a racionalidade energética em sistemas de produção de energia está presente há séculos, desde James Watt, que após receber uma máquina a vapor de Newcomen para ser consertada, em 1763, proporcionou grandes avanços na concepção de sistemas mais eficientes. Foi quando nasceu o anseio em se melhorar o rendimento de tais máquinas, onde Watt realizou diversos experimentos para quantificar o aproveitamento útil da energia fornecida pela queima do carvão.

Assim, Watt providenciou adaptações que melhoraram o rendimento da máquina, entre elas o condensador externo, o isolamento térmico para a caldeira e tubos, etc., quando concebeu e patenteou uma máquina a vapor que incluía estas novas idéias (1781).

A racionalidade da cogeração reside, essencialmente, na economia de recursos energéticos frente a uma configuração convencional que produza as mesmas quantidades de calor útil e trabalho, este geralmente convertido em energia elétrica ou mecânica.

Na verdade, o que dizemos sobre racionalização energética, aplicado a todos os setores – industrial, comercial, serviços e residencial – pode ser entendido, num primeiro momento, como racionalização econômica. O que se objetiva na busca da redução do consumo de insumos energéticos, de fato, é a redução de custos ou a maximização do lucro para alguns setores econômicos. Em contrapartida, o que se encontra no caminho dessa racionalização é o custo do investimento que se realiza para o alcance deste objetivo. Em resumo,

de forma quase paradoxal, a redução do consumo de insumos energéticos custa dinheiro.

Com a proliferação das grandes centrais elétricas e das linhas de transmissão e distribuição, que conseguiam fornecer energia abundante, confiável e barata, os sistemas de cogeração foram gradualmente perdendo participação, caindo nos Estados Unidos para aproximadamente 3% no início da década de 70 e, já na década de 80, estes sistemas representavam somente 10% da geração elétrica mundial.

No entanto, esta situação começou a ser modificada a partir do primeiro choque do petróleo em 1973, reforçada em 1978 pelo segundo choque. Necessitando mudar rapidamente o quadro energético, diversos países criaram programas de conservação de energia, com incentivos que visavam reduzir o consumo e a dependência do petróleo importado. Neste ambiente foi editado em 1978, nos Estados Unidos, o *National Energy Act* – NEA, contendo basicamente cinco blocos independentes:

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

Destes, o PURPA foi o que mais diretamente incentivou o desenvolvimento de sistemas de cogeração. Os elementos centrais do PURPA são:



- A qualificação prévia: vantagens (garantia de combustível, financiamentos) e estímulos (condições para interligamento, fornecer uma capacidade de reserva e remunerar adequadamente os excedentes);
- Remuneração pelo custo evitado: valor pelo qual as concessionárias têm que adquirir energia dos cogeneradores qualificados, e deve traduzir o custo marginal que uma central evita comprando energia que deveria gerar.

De alguns anos para cá, de forma similar aos países desenvolvidos, também no Brasil surgem tendências para incremento da geração de eletricidade de forma distribuída, decorrentes das seguintes causas:

- Forte propensão de aumento das tarifas de eletricidade, considerando o aumento da participação da geração termelétrica na matriz energética brasileira, e ainda, a desvalorização cambial, a necessidade de importação de equipamentos e a tarifa do gás natural em dólares;
- A vontade, por parte dos consumidores, de reduzir o custo do suprimento de energia elétrica e de melhorar a confiabilidade desse suprimento face ao aumento dos preços aplicados pelas concessionárias e às deficiências de geração e transmissão. Em particular, o custo de geração em centrais empregando óleo diesel se tornou, em certos casos, mais econômico para o atendimento da ponta por geração local "ad hoc" (geradores de ponta), do que pela concessionária;

- Disponibilidade crescente do gás natural para geração em virtude do aumento da oferta tanto de origem nacional, como externa, da construção de gasodutos para transporte e do desenvolvimento das redes de distribuição;
- A reestruturação institucional do setor elétrico, com a criação das figuras do consumidor livre e do comercializador de energia; oportunidade de livre acesso de produtores independentes e consumidores livres ao sistema de transmissão, pelas novas regras estabelecidas pela ANEEL; legalização da venda de energia elétrica ao mercado por produtores independentes e autoprodutores; permissão legal de distribuição de eletricidade conjuntamente com frio/calor distrital;
- Conscientização dos problemas ambientais, promovendo soluções que tendam a reduzir os impactos ambientais da geração, dentre as quais as que permitem melhor aproveitamento da energia proveniente de combustíveis fósseis ou renováveis;
- Aperfeiçoamento de tecnologias que tornaram competitivas novas fontes e novos processos de geração de energia;
- Progresso da tecnologia eletrônica e conseqüente redução nos custos de sistemas de controle, de processamento e de transmissão de dados, viabilizando a operação de sistemas elétricos cada vez mais complexos.

Com o pretexto de que o estado deve redefinir o seu papel em prol do desenvolvimento do país, o estado que até então era um grande empreendedor passa a ser visto como um promotor do desenvolvimento socioeconômico do país, com direcionamento das suas ações

preferencialmente para áreas sociais e abertura de espaço para a iniciativa privada nos setores de infra-estrutura.

Desta forma, o governo deu início ao Programa Nacional de Desestatização nos primeiros anos da década de 90, com a privatização dos parques siderúrgicos e petroquímicos. A partir de 1995, houve a inclusão no programa dos setores de energia elétrica, telecomunicações e transporte, bem como a abertura das indústrias petrolíferas e de mineração.

Dentre os objetivos fundamentais do programa, tem-se, entre outros, a retomada de investimentos nas empresas que viessem a ser privatizadas e a modernização da infra-estrutura e do parque industrial do país.

Dentro desta perspectiva, conferiu-se prioridade à criação e organização de órgãos reguladores de serviços públicos, autônomos e independentes, que teriam a incumbência de estabelecer as condições para a expansão desses serviços. No setor energético, esse papel coube à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Sob as diretrizes do Ministério de Minas e Energia, a agência deveria implementar a política energética nacional e proporcionar condições para que o desenvolvimento do mercado de energia aconteça de forma equilibrada, sempre visando o benefício da sociedade.

Segundo a própria ANEEL, para se configurar condições que assegurem o desenvolvimento sustentável do setor energético, deve-se permitir a entrada no mercado de empresas capazes de ampliar e melhorar as condições de oferta e prestação de serviços.

Se todas estas definições e objetivos planejados pelo governo fossem devidamente realizados, o Brasil provavelmente estaria hoje em

posição favorável e confortável quanto às questões energéticas, pois este plano foi copiado de países desenvolvidos que possuem os setores de energia privatizados e órgãos reguladores fortes e ativos comandando a política e o futuro energético, e na maioria das vezes tem dado certo nestes países.

Porém, devido à instabilidade econômica brasileira, e outras questões como a falta de incentivo econômico e dolarização de combustível como o gás natural, foi difícil encontrar empresas interessadas em investir na criação de novas plantas no setor de geração de energia elétrica. Soma-se a isto a falta de investimento das empresas privatizadas na expansão e modernização do setor de geração, o qual deveria ocorrer segundo o próprio objetivo do Plano Nacional de Desestatização. Tem-se então um quadro em que não houve suficiente aumento, devido a falta de investimentos, na capacidade de geração de energia elétrica.

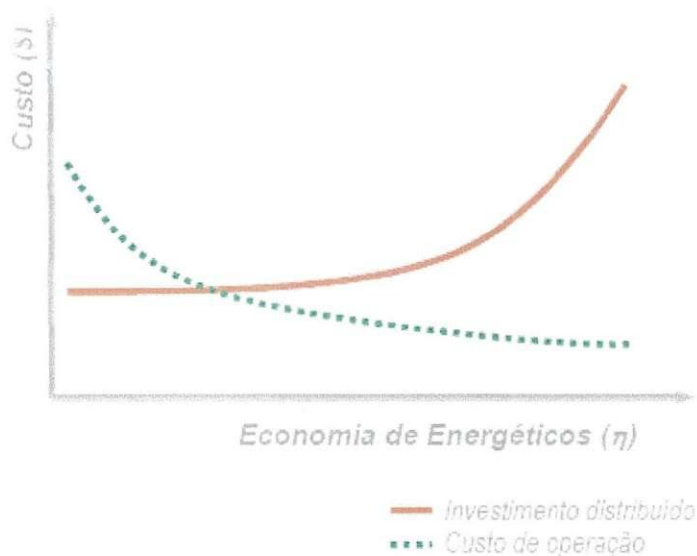
No entanto, o mercado brasileiro de energia experimentou nos últimos cinco anos um crescimento médio anual de aproximadamente 5% na demanda e com perspectiva de continuar crescendo. Então com este crescimento acumulado e devido aos pequenos investimentos na área, hoje a defasagem entre a demanda e a oferta é de cerca de 12%, o que equivale a aproximadamente 7000 MW, ou uma hidrelétrica de Itaipu.

Grandes empresas brasileiras vêm se tornando auto-suficientes em produção de energia com a ajuda do gás, ou do próprio lixo industrial. O material que antes era descartado pela indústria de celulose passou a ser utilizado como combustível para aquecer as caldeiras. A fábrica da Coca-Cola, em Jundiaí (SP) usa o gás natural para produzir energia elétrica, água quente e gelada, gás carbônico, nitrogênio e ar comprimido.

As empresas que investem em cogeração precisam obter autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para implantação dos seus projetos.

Ela também avalia as propostas das indústrias que investem na tecnologia e desejam contar com os mesmos preços do gás natural oferecido às usinas térmicas beneficiadas pelo Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), do Ministério das Minas e Energia (MME), sendo necessária a sua qualificação pela ANEEL conforme regulamentado pela Resolução nº 21, de 20 de janeiro de 2000.

Toda essa necessidade pela busca da conservação de energia é justificada pelo baixo custo que a eliminação de desperdícios agrega, considerando a racionalização econômica já citada. Avaliando a figura 4 a seguir, pode-se observar que, quanto maior é a economia de insumos energéticos que se busca, maior será a necessidade de investimentos, formando um balanço entre investimento Vs. custo de operação. É exatamente esse balanço que orienta o emprego dos sistemas de cogeração.



**Figura 4 - Custo da Eficientização**

Em Portugal, as energias renováveis tiveram sempre uma importância superior à média europeia. Em anos hídricos normais, cerca de metade da energia elétrica consumida pode ser de origem hídrica e a floresta nacional fornece, diretamente ou através dos seus resíduos – biomassa – mais de 5% dos combustíveis consumidos.

Portugal tem condições para atingir e ultrapassar o objetivo de 18% de origens renováveis de energia, considerando o seu potencial hídrico e os produtos florestais disponíveis, mas atingir o objetivo de 18% de produção de energia por cogeração pode ser bem mais difícil caso se exija rendimentos de transformação da energia primária superiores aos da central do sistema eletroprodutor com melhor rendimento.

As soluções para estes problemas devem ter considerações de curto prazo, para suprir rapidamente a grande defasagem entre a demanda e a oferta, e considerações de longo prazo, onde um planeamento deva ser feito a fim de garantir que a oferta esteja sempre superior a demanda.

Dois dos principais programas do governo que, caso estivessem sendo realizados em dia poderiam ter suprido esta necessidade de oferta, são o Programa Emergencial das Termoelétricas e o Plano Decenal de Expansão.

O Plano Decenal de Expansão prevê a construção de várias usinas hidrelétricas ao longo da primeira década deste século, porém a construção de uma hidroelétrica leva bastante tempo em comparação com a necessidade imediata de se suprir a demanda nacional, tornando-se uma solução ao longo prazo. Além disso, considerando-se questões ambientais, as hidrelétricas, apesar de utilizarem uma fonte renovável de energia, têm um grande impacto ambiental na região em que são instaladas devido aos grandes alagamentos.

Portanto, a construção de hidroelétricas deve ser uma obra realizada através de muito planejamento e após serem avaliadas todas as questões envolvidas.

O Programa Emergencial das Termoelétricas prevê a construção de 49 usinas termoelétricas até o ano de 2010, totalizando um investimento em torno de 12 bilhões de reais. Porém, somente 15 usinas estão em construção, e 11 destas estão sendo construídas com participação da Petrobras. Este quadro demonstra a falta de interesse do capital privado de investir no setor de geração, principalmente nas termoelétricas, pois, sendo o combustível destas dolarizado, neste caso o gás natural, não há garantias em longo prazo quanto ao investimento destas empresas.

Portanto para que o Programa Emergencial das Termoelétricas vigore, o governo deve garantir o preço do gás natural por um período relativamente longo, e o governo deve ter participação direta nos investimentos destas usinas, como ocorre em países como os EUA em que 25% da participação nos investimentos no setor partem do governo.

Porém, este programa vem enfrentando grande barreira junto a instituições de defesa ao meio ambiente, devido a emissão de poluentes provenientes da queima do gás natural.

Com isso, percebe-se que existe um grande impasse quanto a real solução do problema em curto prazo, fazendo com que diversas empresas tomem a iniciativa na solução da crise e passem a gerar sua própria energia. Tais empresas, na sua maioria, estão utilizando sistemas de cogeração para suprir sua demanda de energia elétrica, utilizando o vapor remanescente para seus processos produtivos, e vendendo para a rede elétrica a eletricidade excedente.

Desta forma demonstra-se a importância de sistemas de cogeração em tempos de crise, pois as empresas têm que garantir o seu funcionamento pleno, caso contrário esta crise passaria a ter reflexos econômicos nestas empresas, devido à desaceleração da produção, e conseqüentemente haveria uma crise social com crescente desemprego.

Um outro benefício é a possibilidade de se utilizar fontes de energia renováveis como a biomassa. Um exemplo bastante forte no Brasil deste caso ocorre com as usinas de beneficiamento de cana-de-açúcar do estado de São Paulo, das quais algumas utilizam sistemas de cogeração no processo de beneficiamento da cana e o excedente de energia é vendido, o detalhe é que o combustível utilizado para gerar energia elétrica é o próprio bagaço da cana. O que antes era um rejeito no processo passou a se integrar no ciclo produtivo, trazendo grande economia para as empresas.

A tabela 1 abaixo faz uma comparação entre as duas eras da cogeração. A que começou a ser utilizada no século XVIII e a utilizada atualmente.

**Tabela 1 – As Duas Eras da Cogeração**

	<b>Cogeração tradicional</b>	<b>Cogeração inovadora</b>
<b>Motivação básica</b>	Auto-suficiência de energia elétrica	Venda de excedentes e redução de emissões
<b>Equipamentos de geração predominante</b>	Turbinas a vapor	Turbinas a gás e ciclos combinados
<b>Combustíveis empregados</b>	Residuais (bagaço, cascas)	Todos
<b>Relação com a concessionária</b>	Operação independente	Operação interligada



## 5. Cogeração: Uma Proposta de Solução

Pode-se definir cogeração 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. O calor é quase sempre utilizado para geração de vapor para processo, ou água quente para aquecimento.

As usinas termelétricas convencionais, queimando combustíveis fósseis, têm uma eficiência térmica da ordem de 30 a 40%, isto é, só estas porcentagens da energia contida no combustível são transformadas em energia elétrica. Em uma unidade de cogeração, a energia que seria perdida em forma de calor, seja na exaustão ou na condensação do vapor, é aproveitada para prover calor a um processo, ou aquecimento de ambientes fazendo com que uma instalação de cogeração possa ter eficiência térmica de até 85%.

Além de dar melhor uso à energia do combustível, com a cogeração reduz-se o impacto ambiental, especialmente quanto às emissões gasosas. Ao lado destas vantagens econômicas e ecológicas, há alguns pontos negativos na cogeração. 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. 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 cogeração 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.

Contudo, os sistemas de cogeração têm sido bastante incentivados por muitos países, chegando atualmente a representar cerca de 7% do total de energia produzida mundialmente, e mais de 40% da energia gerada em alguns países da Europa. E ainda, os EUA e a União Européia têm metas para dobrar o montante de energia gerada por sistemas de cogeração até 2010.

As figuras 5 e 6 mostram um sistema de cogeração de uma usina e uma unidade de cogeração com microturbina a gás respectivamente.



**Figura 5 - Casa de Força do Sistema de Cogeração de uma Usina de Açúcar**



**Figura 6 - Unidade de Cogeração com Microturbina a Gás**

### **5.1. Benefícios da Cogeração**

São muitos os benefícios da cogeração sendo que alguns são devidos à alta eficiência dos sistemas, enquanto outros se referem às próprias vantagens da geração descentralizada de energia.

Cogeração é um meio de cortar custos de energia e emissões de poluentes para o meio ambiente, já que é um meio mais eficiente de produção de energia. Desde que cogeração é uma forma de produção local de energia, perdas de energia na transmissão são evitadas e, com isso, pode-se ter um meio de distribuir energia com melhor custo/benefício em relação às longas extensões. E devido ao fato de serem menores do que as plantas de geração convencionais, os sistemas de cogeração possuem maior flexibilidade e confiabilidade.

### **5.1.1. Menor tempo de construção**

Em mercados de eletricidade os contratos são feitos geralmente para menos de cinco anos à frente. Grandes plantas de geração levam tipicamente três anos para serem construídas, é muito difícil de encontrar compradores para estas plantas ou de estimar o preço da eletricidade para daqui cinco anos. Então proprietários de grandes plantas sofrem grandes riscos de mercado e preço quando constroem tais plantas. Sistemas de geração de menor porte são construídos entre quatro e dez meses e eles podem também obter o retorno do investimento em menor tempo em relação as grandes plantas.

Também é muito difícil estimar a demanda de energia após mais de cinco anos à frente, desde que o crescimento econômico pode flutuar consideravelmente. Se as decisões de investimento são feitas muito cedo, os erros na estimativa de crescimento podem causar supercapacidade ou incapacidade de geração.

### **5.1.2. Melhor flexibilidade**

A demanda de energia muda a toda hora durante o dia. Isto requer uma capacidade de controlar a produção de energia para corresponder com a demanda. Isto é muito difícil de realizar no caso de grandes plantas de geração, as quais foram tipicamente planejadas para operar em uma carga de produção que só pode ser controlada numa base diária. Desta forma têm-se grandes perdas de energia.

No entanto, pequenas plantas de geração possuem capacidade de seguir a demanda bastante flexível. Estes sistemas podem ser iniciados em segundos e seus níveis de saída podem ser mudados a cada hora de acordo com a demanda dos consumidores industriais ou da rede nacional.

### **5.1.3. Melhor confiabilidade**

Um grande número de pequenas plantas de geração também significa melhor confiabilidade do sistema. Pequenas plantas de geração geralmente têm maior disponibilidade, tipicamente entre 90% e 95%, em relação a plantas maiores, que apresentam disponibilidade entre 75% e 90% dependendo do tipo. Isto se dá pelo fato de pequenos sistemas de geração serem simples e possuírem menos componentes do que sistemas maiores.

Pequenas plantas de geração descentralizadas podem também ser estrategicamente utilizadas para assegurar o suprimento local de eletricidade de importantes funções públicas durante um black-out na rede de transmissão tradicional.

### **5.1.4. Menor emissão de poluentes**

Os atuais tipos de instalações de cogeração alcançam uma redução de emissão de CO<sub>2</sub> em torno de 30% em comparação com geração de estações de queima de carvão (termoelétricas movidas a carvão), e cerca de 10% em comparação com turbinas a gás de ciclo combinado (autogeração a gás natural).

## 5.2. Tipos de Sistema de Cogeração

Os sistemas de cogeração separam-se basicamente em dois grandes grupos, em função da seqüência de utilização da energia, podendo ser de "*topping cycle*" e "*bottoming cycle*".

Nos sistemas tipo "*topping cycle*" o combustível é usado primeiramente na produção de energia elétrica ou mecânica em turbinas ou motores a gás e o calor rejeitado é recuperado para o sistema térmico. Um esquema do sistema de cogeração do tipo "*topping cycle*" está mostrado na figura 7 abaixo.

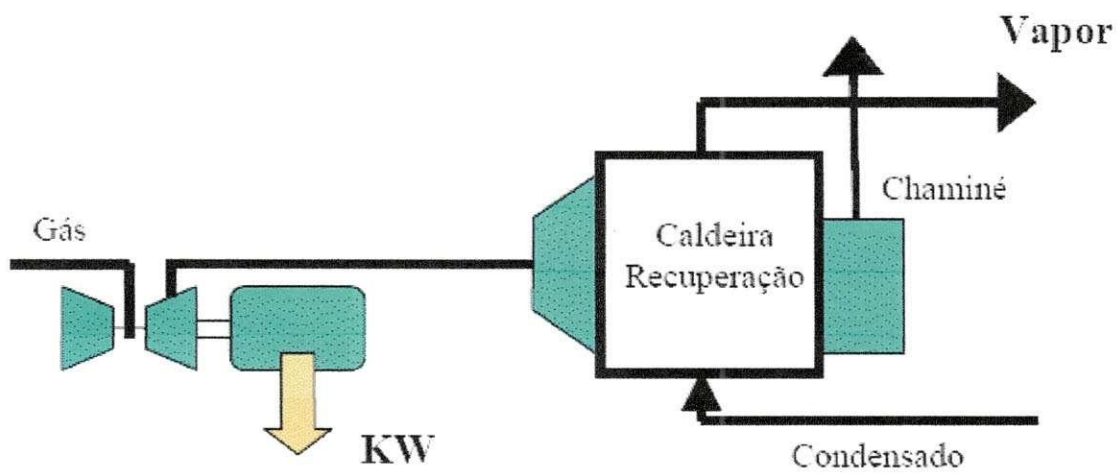
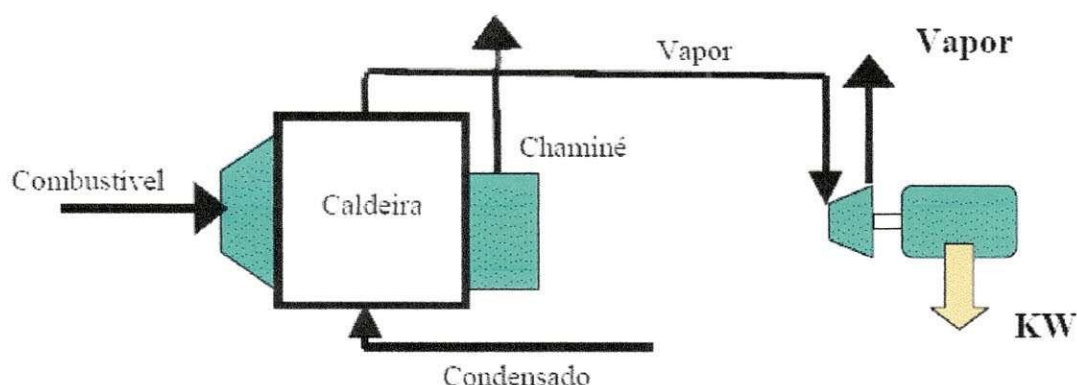


Figura 7 - Esquema do Sistema de Cogeração do tipo "*Topping Cycle*"

Nos sistemas com "*bottoming cycle*" o energético produz primeiramente vapor, que é utilizado para produção de energia mecânica ou elétrica em turbinas a vapor, e depois repassado ao processo. Um esquema do sistema de cogeração do tipo "*bottoming cycle*" está mostrado na figura 8.



**Figura 8 - Esquema do Sistema de Cogeração do tipo "Bottoming Cycle"**

A seleção da tecnologia mais adequada a cada aplicação envolve a avaliação de uma série de variáveis, começando-se pela relação potência/calor rejeitado – motores de combustão interna por exemplo – costumam produzir mais energia mecânica em detrimento de calor, quando comparados com turbinas a gás. Outra variável a se considerar é a qualidade do combustível: turbinas a gás exigem combustíveis isentos de contaminantes (sódio, vanádio, etc.), norma que se aplica tanto a gás, como a óleos de baixa viscosidade ao passo que motores de combustão interna aceitam óleos de qualidade inferior.

Combustíveis mais baratos, como biomassa, carvão mineral, resíduos pesados de petróleo e outros resíduos de processos ou urbanos, exigem caldeira para sua combustão, que segue a concepção do ciclo RANKINE com turbinas a vapor. Esta concepção está presente na principal aplicação de cogeração no país, que é o existente nas usinas de açúcar e álcool. No futuro admite-se que gaseificadores acoplados a turbinas a gás poderão assumir uma parcela desta geração.

Um tipo particular de sistema de cogeração, que combinaria os dois tipos acima, seria aquele em que sistema com turbinas a vapor e turbinas a gás

associam a produção de energia elétrica em dois ciclos, primeiramente em turbinas (ou motores a gás) e depois em turbinas a vapor. O vapor gerado nas caldeiras de recuperação é parcialmente utilizado em turbinas a vapor, com extração do vapor de baixa pressão para o processo. Estes sistemas são particularmente interessantes nos casos onde o uso do vapor é intermitente, sendo o mesmo empregado na geração de mais energia elétrica quando da baixa utilização de vapor no processo.

Nos sistemas de ciclo combinado, onde se produz exclusivamente energia elétrica, todo o vapor produzido por recuperação é empregado na turbina a vapor. Estes sistemas não são considerados como sistemas de cogeração, sendo classificados como sistemas de geração de energia elétrica em ciclo combinado.

Os sistemas de ciclo combinado são em geral aplicados em geração de energia elétrica para as redes de distribuição em maiores potências, em geral acima de 25 MW. Enquanto os sistemas de cogeração normalmente alcançam eficiência acima de 75%, em alguns casos podendo ser superior a 90%, os sistemas de ciclo combinado têm seu limite de eficiência em 55%.

A escolha de uma das soluções acima é função do perfil de necessidades elétricas e térmicas de cada aplicação. Os sistemas "*topping cycle*" são de emprego mais amplo e mais difundido, podendo empregar turbinas ou motores a gás (ou a diesel). Em um ciclo deste tipo, o calor dos gases de descarga de uma turbina pode ser empregado:

- a) Para geração de vapor, normalmente em pressões de até 40 *bar*, com amplo uso para instalações industriais e comerciais;



- b) Para geração de água quente, muito utilizada nos países nórdicos para aquecimento distrital;
- c) Para uso direto em processos industriais como secagem, fornos, etc.;
- d) Para uso em sistemas de refrigeração por absorção empregando vapor.

Vale ressaltar que, desenvolvimentos tecnológicos mais recentes têm trazido para o mercado de energia uma faixa de sistemas de cogeração de escala muito menor, conhecidos como sistemas microgeração. Eles podem ser tão pequenos quanto uma planta de 1 kW, podendo produzir eletricidade perto do pequeno consumidor, ou até na casa do consumidor, escritório ou fábrica.

### **5.3. Turbina a Vapor**

A turbina a vapor, máquina térmica que converte a energia do vapor em trabalho, pode ser definida de modo simplificado como sendo um rotor dotado de palhetas na periferia que comunicam uma força tangencial ao rotor, como consequência da ação de fluxos de vapor fornecido por bocais fixos. Costumam conter vários rotores que se alternam com bocais ou palhetas fixas, constituindo os estágios da turbina, apesar de existir extensas aplicações de turbinas de apenas um estágio. Seguem o ciclo termodinâmico de RANKINE que está presente em quase todos os sistemas de cogeração, com o vapor gerado em caldeiras queimando os mais variados combustíveis sólidos, líquidos ou gasosos.

As turbinas a vapor podem se apresentar nas mais variadas concepções, cada uma selecionada para um tipo específico de aplicação. A

mais simples e a mais empregada em projetos de cogeração é a do tipo contrapressão, modelo que expande o vapor superaquecido até a uma pressão de saída superior à atmosférica, condição na qual será utilizada nos processos a jusante.

Outra concepção de turbina é a de condensação. Neste modelo a expansão do vapor superaquecido se dá até uma condição de leve vácuo com um princípio de condensação no último estágio da máquina. Nesta concepção de ciclo, o vapor após sair da expansão e realização de trabalho é condensado, retornando na forma líquida à caldeira após bombeamento. Cabem variações nesta construção, isto é, podem ser montadas extrações de pressão controlada ou não, retirando-se parte do fluxo de vapor superaquecido a pressões intermediárias para ser aplicado em processos industriais ou mesmo em aquecedores de condensado do ciclo RANKINE.

Na expansão do vapor e na transferência de sua energia ao rotor e eixo podem ser adotadas duas concepções: turbinas de ação (impulso) ou de reação. Na turbina de ação a expansão do vapor realiza-se totalmente no bocal fixo, diminuindo-se aí também sua pressão e temperatura e aumentando-se seu volume específico; nesta transformação o vapor aumenta sua velocidade de escoamento, sendo lançado em direção à roda móvel que reduz sua velocidade à pressão constante.

Na turbina de reação a expansão do vapor se dá parcialmente no bocal fixo e nas pás da roda móvel. Neste caso, apenas parte da entalpia do vapor transforma-se em energia cinética, que é transmitida ao rotor; o restante transforma-se no empuxo que decorre da expansão do vapor nas palhetas móveis.

Estes tipos de concepção de turbinas podem ser combinados entre os estágios, usando rodas de ação nos primeiros e de reação nos demais. Estes tipos de concepção ficaram conhecidos com turbinas do tipo Curtis, Laval, Rateau, Curtis/Rateau, Parsons, Curtis/Parsons, dentre outras.

Para se obter uma maior potência por estágio da turbina utilizando-se palhetas de impulso, os fabricantes podem se valer do princípio de velocidade composta introduzido por Curtis. Nesta disposição o vapor deixa os bocais fixos com alta velocidade passando a seguir por um conjunto de palhetas móveis, presas ao rotor. O vapor ao sair dessas palhetas, ainda com elevada velocidade, entra em um conjunto de palhetas estacionárias que alteram a direção de sua velocidade, passando no final por outro conjunto de palhetas móveis, do qual sai com baixa velocidade. Esses estágios de velocidade composta são adequados para turbinas pequenas, pois permitem uma grande queda de pressão e temperatura do vapor, possibilitando, inclusive, o uso de materiais menos nobres nas palhetas do rotor devido às novas condições de funcionamento.

Quando são empregadas palhetas de reação, o rotor já é projetado para utilizar essas palhetas assimétricas que tem um perfil tal que permite que os espaços entre elas formem bocais convergentes. A aceleração do vapor ao passar por esses espaços cria uma força reativa que gira o rotor na direção oposta àquela de saída do vapor. Na maioria das turbinas com palhetas de reação hoje disponíveis no mercado, encontram-se projetos onde a potência ideal máxima desenvolvida é conseguida em um estágio com 50% de reação, para redução dos custos de fabricação. Isto indica que 50% da energia cinética é liberada no rotor.

As figuras 9 e 10 apresentam dois casos particulares de combinação das características de estágios de ação e reação. Na figura 9 combina-se a simplicidade da máquina Curtis nos dois primeiros estágios e uma maior compactação e maior potência da máquina de reação Rateau a jusante. Na figura 10 de forma semelhante implanta-se a máquina Curtis nos dois primeiros estágios e utiliza-se o melhor rendimento da máquina Parsons de vários estágios na seqüência.

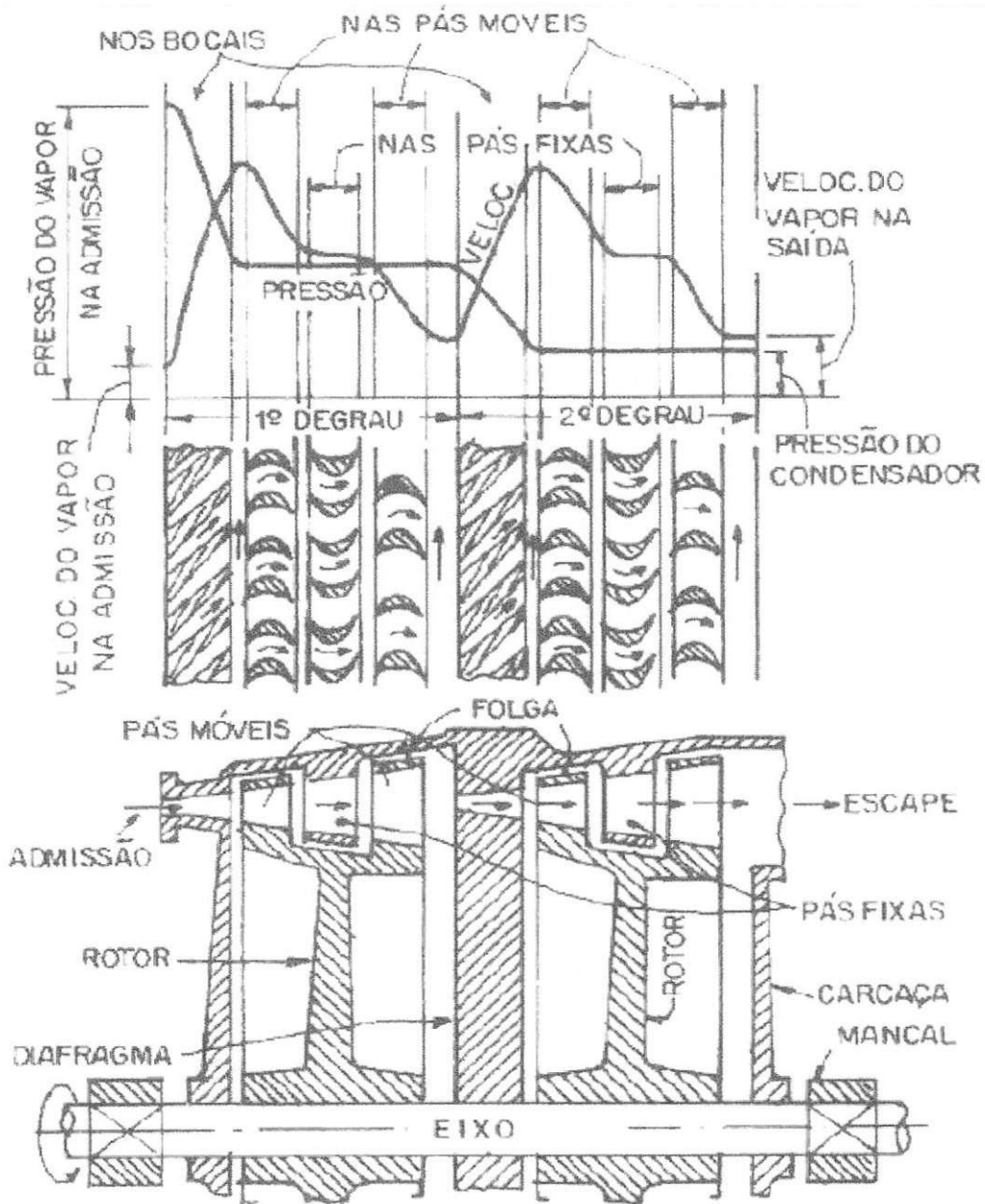
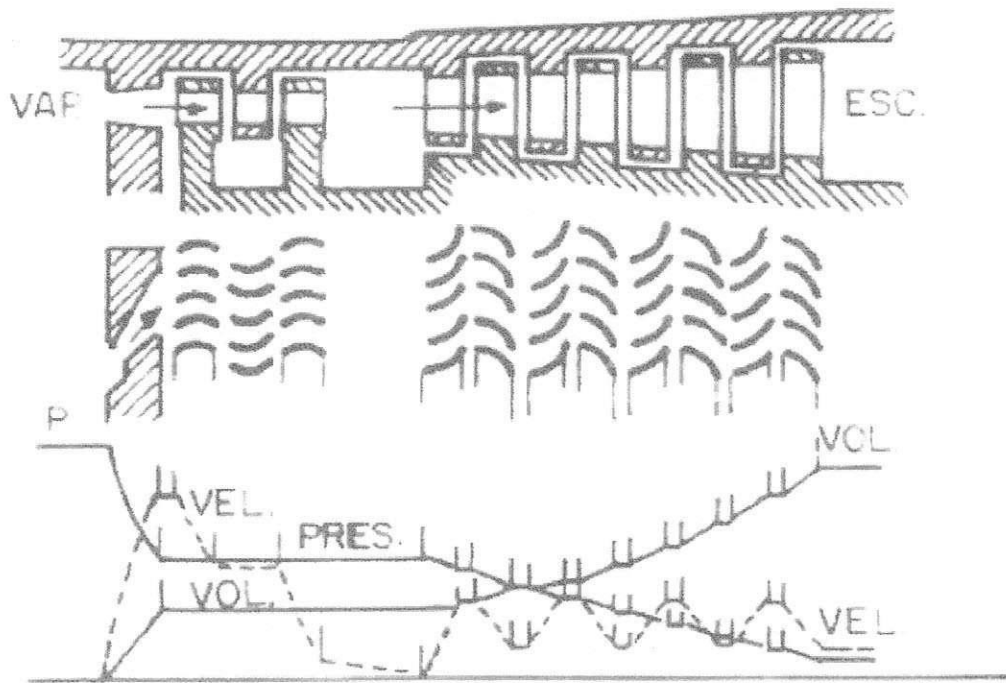


Figura 9 - Turbina Curtis/Rateau



**Figura 10 – Turbina Curtis/Parsons**

O rendimento interno real de uma turbina a vapor de múltiplos estágios depende, entre vários fatores, do atrito nas paredes internas, da turbulência provocada pelo escoamento e pelos vazamentos. Estes parâmetros variam conforme o grau de desenvolvimento do equipamento, do tipo de estágio utilizado e da relação entre a velocidade periférica do rotor e a de saída do vapor dos bocais fixos. Pode-se, de uma maneira geral, definir o rendimento interno por estágio de uma turbina, em relação ao seu tipo construtivo, através dos seguintes parâmetros balizadores descritos abaixo na tabela 2.

**Tabela 2 – Comparação entre Tecnologias de Turbinas a Vapor**

Tipo Construtivo	$\eta_{TV}$ (%)
Velocidade Composta	73
Ação Simples	87
50% de Reação	95

O menor rendimento máximo do estágio de velocidade composta e do estágio de ação simples em relação ao de 50% de reação é devido principalmente à maior velocidade do vapor em relação às palhetas e bocais, que além de aumentar as perdas por atrito, aumenta também a formação de turbulência.

O rendimento interno da turbina mede a eficiência da conversão da energia do vapor em trabalho. Ocorre que além do rendimento interno é interessante considerar-se na análise do projeto do sistema de cogeração os rendimentos mecânicos da turbina, do redutor de velocidade e do gerador, além das perdas elétricas deste equipamento. Para turbinas com extrações intermediárias e re-aquecimento de vapor, calcula-se o rendimento térmico considerando a variação de entalpia e a vazão em massa de cada uma das parcelas.

Normalmente são encontrados nas turbinas a vapor de múltiplos estágios os seguintes dispositivos de segurança:

- Controle de rotação;
- Dispositivo de deslocamento do mancal axial;
- Controle de pressão e temperatura do óleo lubrificante;
- Controle de pressão no condensador;
- Dispositivo de disparo do fechamento rápido das válvulas de controle.

A extração de vapor no corpo da turbina deve ser adequada ao projeto do equipamento para que não ocorra um arraste mecânico desnecessário, com perda acentuada de rendimento. Normalmente, a

quantidade de vapor que pode ser extraída de uma turbina é limitada a 30% do vapor admitido.

A fabricação de turbinas a vapor no Brasil teve um impulso acentuado com o lançamento do Proálcool, apesar da existência de fabricantes artesanais destes equipamentos, caso da ZANINI e mesmo DEDINI. Em 2000/2001 frente à iminência do desabastecimento do mercado de energia elétrica houve uma retomada desta fabricação de unidades de contrapressão e mesmo de condensação, com o surgimento de fabricantes como ALSTHOM, DEDINI, TGM e outros menores. Esta nova retomada compreendeu não só a fabricação de novas unidades, como também reforma e modernização de centenas de turbinas, melhorando o padrão de rendimento das plantas de cogeração.

O surgimento de novos fabricantes no Brasil desvinculados de grupos tecnológicos de porte internacional, como ABB, KWU, GE, MITSUBISHI e outros, decorreram da popularização de aplicativos e ferramentas digitais ligadas a estações CAD/CAM, que podem ser adquiridas e revisadas anualmente a custos razoáveis. O mais importante deste processo talvez tenha sido a popularização de arquivos de perfis de pás de turbinas a vapor, disponibilizados por empresas da antiga URSS, dados básicos para cálculo e projeto de máquinas de impulso.

## 5.4. Caldeiras

### 5.4.1. Caldeiras Convencionais

Caldeiras ou geradores de vapor são trocadores de calor de estrutura complexa que geram vapor a partir de uma ou mais fontes de calor. A queima do combustível pode se dar no interior do equipamento, ou gases aquecidos podem ser inseridos em seu interior, ou mesmo as duas formas combinadas. A fonte de calor que pode provir da combustão dos mais variados energéticos como lenha, carvão, derivados de petróleo, gás natural e resíduos agrícolas.

Nos processos de cogeração as caldeiras convencionais, usuais em arranjos no ciclo RANKINE, são empregadas para queima de combustíveis sólidos – por exemplo, bagaço de cana ou cascas de arroz – líquidos e gasosos, produzindo vapor superaquecido para acionamento de turbinas a vapor em contrapressão ou de extração/condensação. Estes sistemas ao demandarem vapor superaquecido condicionam a utilização do modelo *caldeira de tubos de água* ou *Aquatubular* de maior rendimento (no entorno de 90%), produzindo vapor a pressões e temperaturas elevadas (nos projetos mais recentes 64 bar e 530°C).

A admissão do combustível pode ser frontal à parede da caldeira ou tangencial, conforme o tipo de queima projetada. Óleo combustível que gera chamas curtas e de alto poder de radiação pode ser alimentado através de lanças frontais, com câmaras de combustão relativamente reduzidas em função da sua alta taxa de transferência de calor. A figura 11 mostra a vista de uma caldeira tradicional.



Carvão mineral e bagaço de cana por outro lado, adotam combustão em suspensão com tempos de residência mais elevados e injetores tangenciais no fundo da caldeira; neste caso a transferência de calor ocorre preferencialmente por convecção, acarretando câmaras maiores além da existência de inertes em suspensão. As grelhas de fundo de caldeiras que operam com combustível de alto teor de inertes devem ser adequadamente projetadas, construídas e mantidas sempre operacionais; o combustível sólido a ser queimado é lançado sobre a grelha através de dosadores ou alimentadores rotativos, que controlam a vazão de combustível injetado. Os seguintes tipos de grelhas são usados:

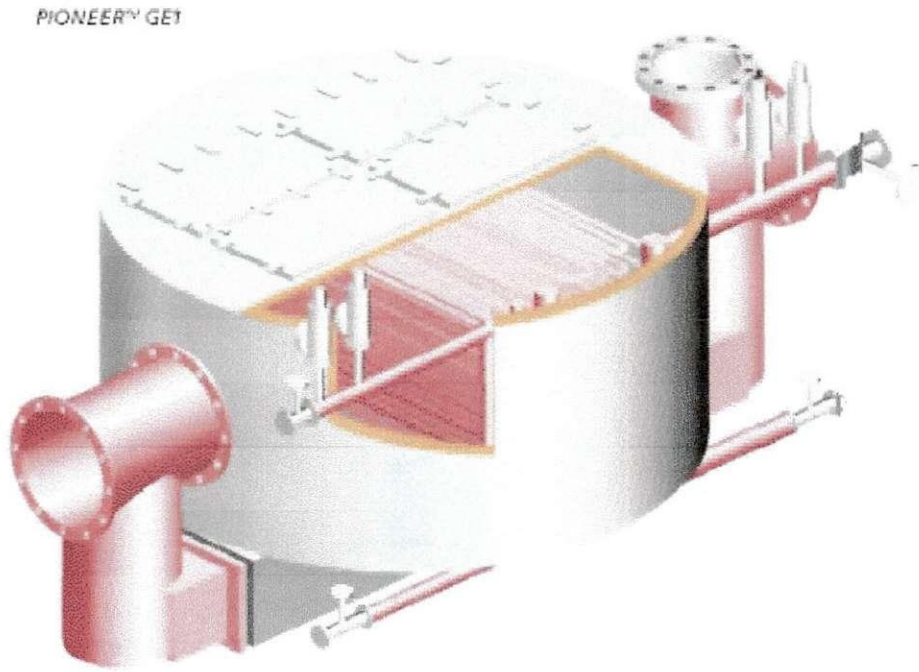
- Grelha plana refrigerada a água;
- Grelha inclinada refrigerada a água;
- Grelha basculante;
- Grelha rotativa.



**Figura 11 - Vista de um Conjunto de duas Caldeiras DEDINI em Usina de Açúcar e Álcool de 175 t/h de Vapor a 62 bar e 500 °C cada uma**

#### **5.4.2. Caldeiras de Recuperação**

As caldeiras de recuperação seguiram uma trajetória paralela à das turbinas a gás com avanços tecnológicos significativos nos últimos 20 anos. Estes equipamentos sempre foram utilizados em indústrias químicas, petroquímicas, celulose, metalúrgicas, entre outras, recuperando o calor sensível de gases quentes residuais; em casos especiais adotam-se queimadores adicionais que complementam a carga térmica, além de aumentar a temperatura do vapor gerado.



**Figura 12 - Corte de Caldeira de Recuperação AALBORG para Motores Alternativos**

As caldeiras de recuperação costumam ser mais compactas que as caldeiras convencionais, pois os tubos de vaporização são fixados nas paredes e no seio da fornalha, tendo uma configuração alterada. Esta construção é necessária em função da modalidade de transmissão do calor, praticamente por convecção na sua totalidade.

A implantação de queimadores auxiliares a gás, chamados de *duct burners*, às caldeiras de recuperação permitem variar a vazão e temperatura do vapor produzido. Normalmente este tipo de acessório ocasiona uma perda sensível no rendimento global do conjunto turbina/caldeira de recuperação, uma vez que ao ser projetada para condições de serviço específicas, a caldeira nem sempre responde às solicitações do processo a jusante segundo suas curvas de projeto.

A figura 12 mostra uma caldeira de recuperação utilizada em motores alternativos.

## 5.5. Turbinas a Gás

A característica principal deste equipamento, produção de gases de exaustão em grandes volumes e a temperaturas elevadas, o torna justamente muito adequado a aproveitamentos energéticos complementares de interesse, melhorando-se desta forma o rendimento térmico do conjunto. Dentre estes aproveitamentos destacam-se a geração de vapor através do acoplamento de uma caldeira de recuperação de calor ao escape da turbina, ou ainda a utilização direta dos gases em processos industriais concatenados a jusante. Desta geração de vapor são possíveis vários usos, como: emprego direto em processos a jusante, caso clássico da cogeração; ou ainda expansão em turbinas a vapor de contrapressão, de condensação ou mistas, gerando-se energia elétrica adicional caso do ciclo combinado ou ainda usos mistos. Ver figuras 13 e 14.

Pode-se completar a carga térmica da exaustão da turbina através da queima de combustível adicional nas caldeiras de recuperação gerando-se mais vapor. Utiliza-se esta prática quando se necessita de calor a temperaturas mais elevadas, além da possibilidade de melhor compatibilização entre as demandas de carga térmica de jusante e de energia elétrica. De maneira geral o emprego desta queima complementar tende a piorar o rendimento térmico do conjunto.

As turbinas a gás são atualmente os equipamentos que mais tem se difundido nas instalações que necessitam de quantidades elevadas de calor residual em processos de cogeração a partir de gás natural. Suas principais vantagens são:

- Unidades compactas e de pequeno peso. As turbinas a gás equivalem geralmente a 1/4 em peso e 1/7 em volume dos correspondentes dos motores alternativos;
- Alta eficiência e baixa poluição ambiental;
- Utilização de insumos líquidos e gasosos;
- Simples e confiáveis.

A potência gerada depende do trabalho que os gases aquecidos geram em sua expansão, descontado o exigido pelo acionamento do compressor. Um bom rendimento do equipamento depende, portanto, de que a pressão e a temperatura sejam adequadas e mantidas dentro de suas especificações operacionais.

A utilização de materiais de boa resistência térmica é fundamental uma vez que o rendimento das turbinas a gás é diretamente proporcional a sua temperatura de trabalho – o limite operacional do equipamento é dado pela resistência ao calor do material de fabricação das palhetas. Para que o limite de temperatura se deslocasse dos usuais 800 °C para valores da ordem de 1.100 °C, de forma a se obter altos rendimentos sem prejuízo da vida útil do equipamento, aplicou-se um sistema de refrigeração de palhetas.

A redução da temperatura da chama, necessária para a redução do teor de NO<sub>x</sub> nos gases de escape, pode ser feita com injeção de água, redução do poder calorífico do gás a partir de sua diluição com vapor ou nitrogênio, pela recirculação dos gases de exaustão (o teor de oxigênio nos gases de exaustão varia de 16% a 20%) e pela diminuição do tempo de queima. O projeto de queimadores também teve um avanço significativo – o conceito *low NO<sub>x</sub>* tem

prevalecido nos novos modelos, com queima em degraus de maneira a manter a relação ar/combustível na zona de combustão em níveis adequados.

Devido às altas relações de pressão atingidas por este tipo de equipamento, podendo-se chegar a 25:1, a utilização de refrigeração intermediária no compressor é uma das alternativas que visam melhorar o desempenho do equipamento de uma forma geral. O compressor, de projeto complexo, deve ter uma rígida definição de padrões operacionais, uma vez que absorve a maior parte do trabalho gerado nos estágios de expansão; especial atenção deve ser observada aos acessórios que evitem a possibilidade de ocorrência de *surge*, poderá danificar a unidade.

O resfriamento é feito pelo ar comprimido, pois sua temperatura é inferior à da seção quente da turbina. O ar em baixa pressão é principalmente usado para resfriamento e selagem dos mancais e também para resfriamento da carcaça; o de alta pressão, por outro lado, é utilizado para resfriamento da câmara de combustão, redução da temperatura dos produtos da combustão e resfriamento das demais partes da seção quente, como os discos das rodas de palhetas, palhetas móveis e fixas bem como para sua selagem.

As turbinas aeroderivadas podem funcionar com temperaturas mais elevadas, proporcionando um maior rendimento e menor durabilidade em relação às turbinas estacionárias ou *heavy duty*. Em sistemas que apresentam variações de carga, as turbinas aeroderivadas se adaptam melhor ao processo de geração.

As turbinas a gás estacionárias apresentam como principais vantagens:

- Necessitam de refrigeração reduzida;
- Rendimentos satisfatórios em cargas intermediárias;
- Podem-se utilizar gases com baixo poder calorífico;
- Obras civis mais simples;
- Baixo nível de vibrações;
- Operação e manutenção simplificadas, permitindo controle automático;
- Simples e confiáveis.

A operação de turbinas a gás com óleos leves deve ser cercada dos devidos cuidados, pois os óleos combustíveis contêm freqüentemente compostos de vanádio, implicando na possibilidade de corrosão nas palhetas. Para minimizar estes inconvenientes estes óleos devem trabalhar abaixo de 650 °C, o que reduz também a vantagem de se utilizar óleos mais baratos. Uma solução para este problema é a utilização de aditivos para neutralizar estes compostos.

Os rendimentos atribuídos às turbinas a gás são obtidos em condições ISSO, portanto parâmetros como temperatura ambiente, umidade e altitude são consideradas na análise, para que as condições reais de operação sejam adequadas às necessidades do serviço.

As figuras 15, 16 e 17 mostram utilizações e detalhes de construção de microturbinas, potências da ordem de 30 kW, um equipamento importante para utilizações mais disseminadas de geração distribuída e com teor de NOx controlado. As figuras 18 e 19 mostram turbinas a gás de grande porte que podem gerar até 350 MW em uma única unidade.

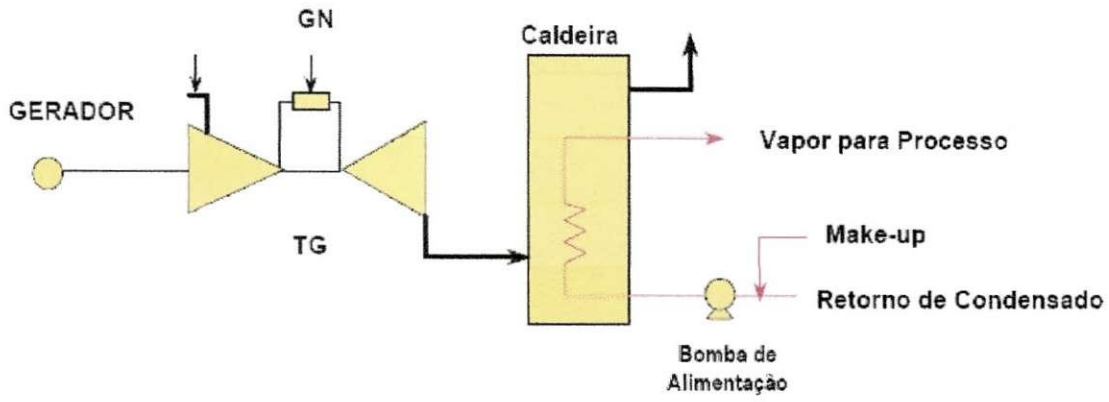


Figura 13 - Exemplo de Projeto de Cogeração com Turbina a Gás em Ciclo "Topping"

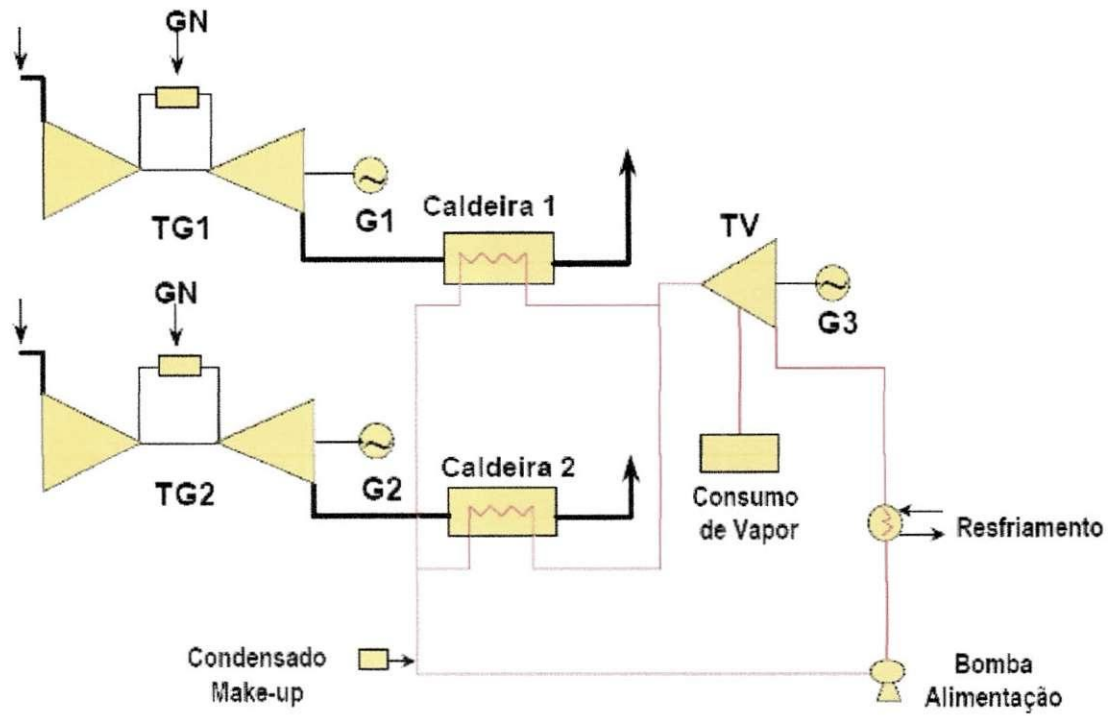
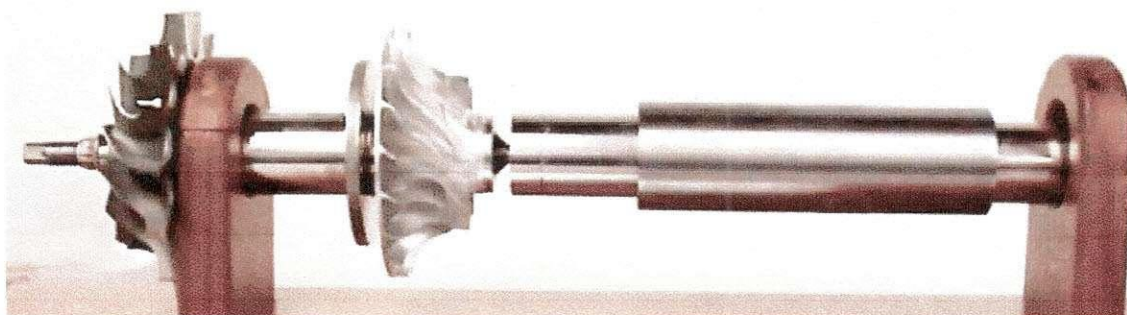


Figura 14 - Diagrama de um Projeto Híbrido Ciclo Combinado e Cogeração





**Figura 15 - Unidade de Cogeração Eletricidade e Água Gelada por Absorção Capstone de 30 kWe**



**Figura 16 - Detalhe do Eixo Único Compressor/Turbina de Expansão/Gerador com Mancal de Suspensão a Ar da Microturbina Capstone**

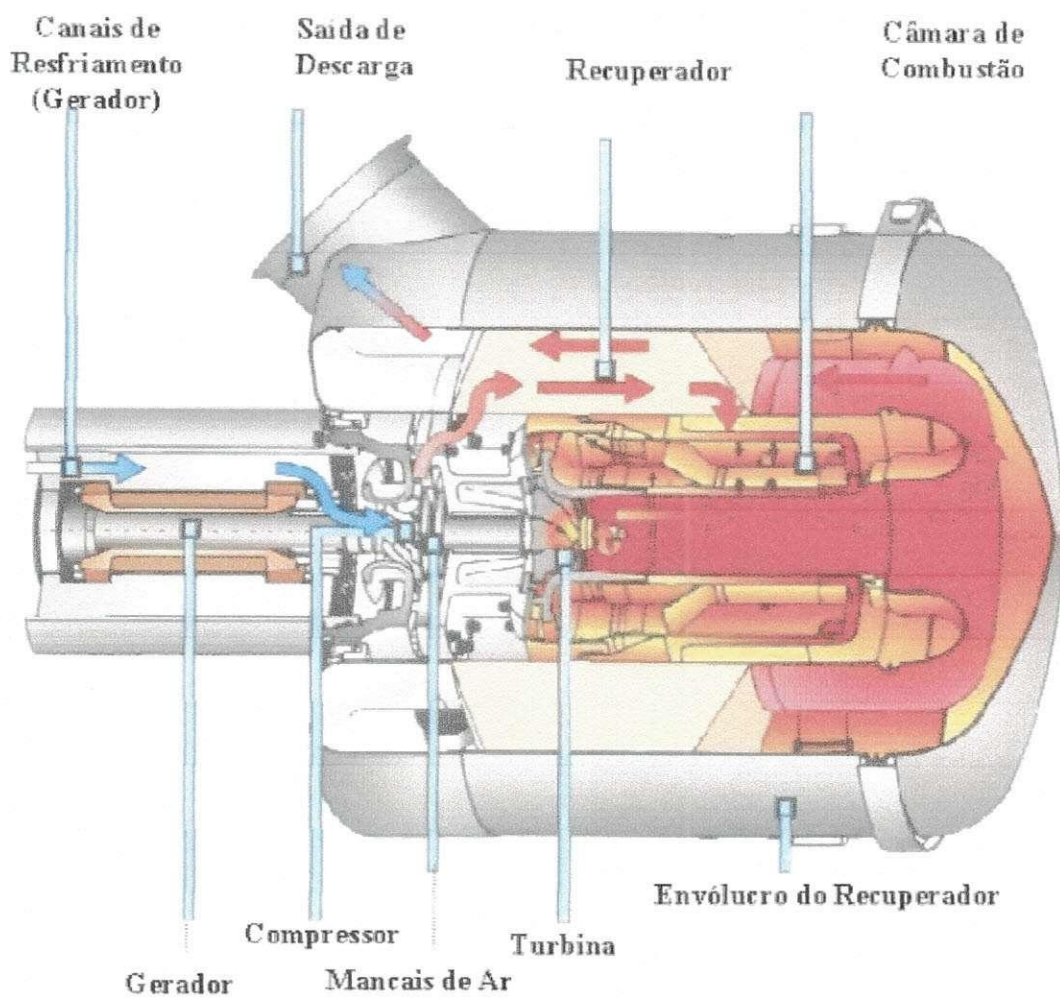
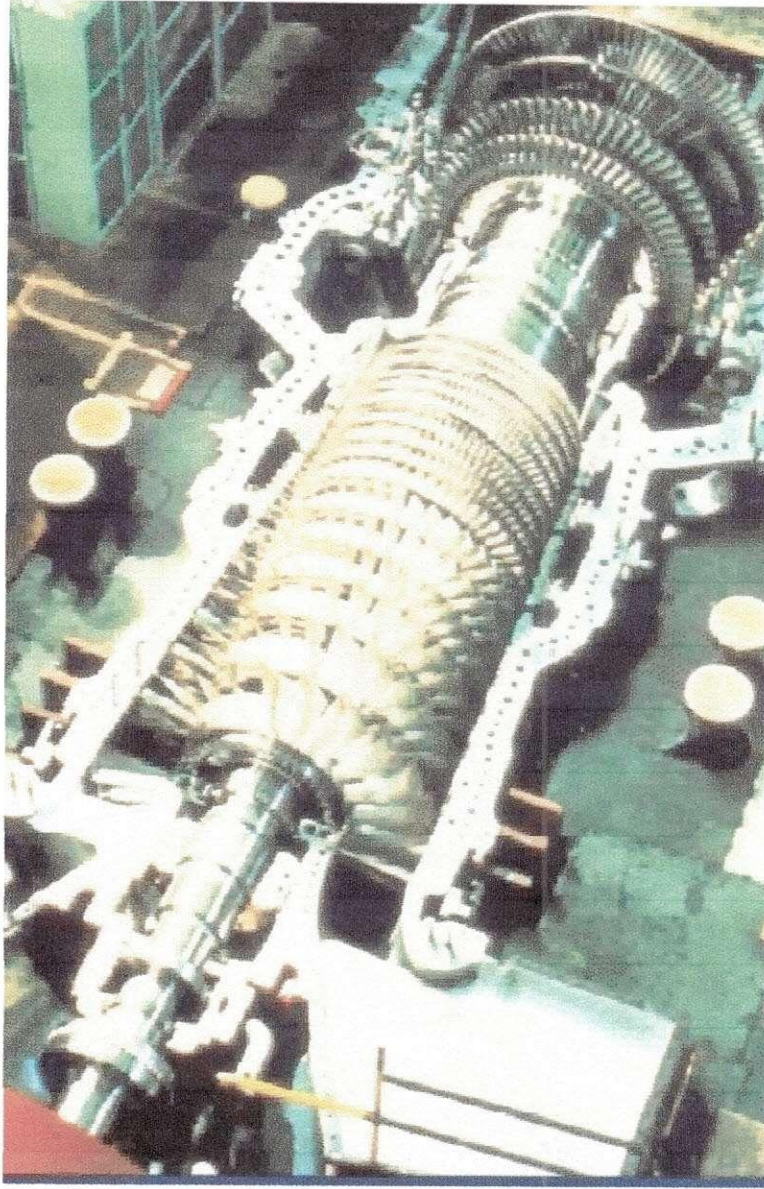
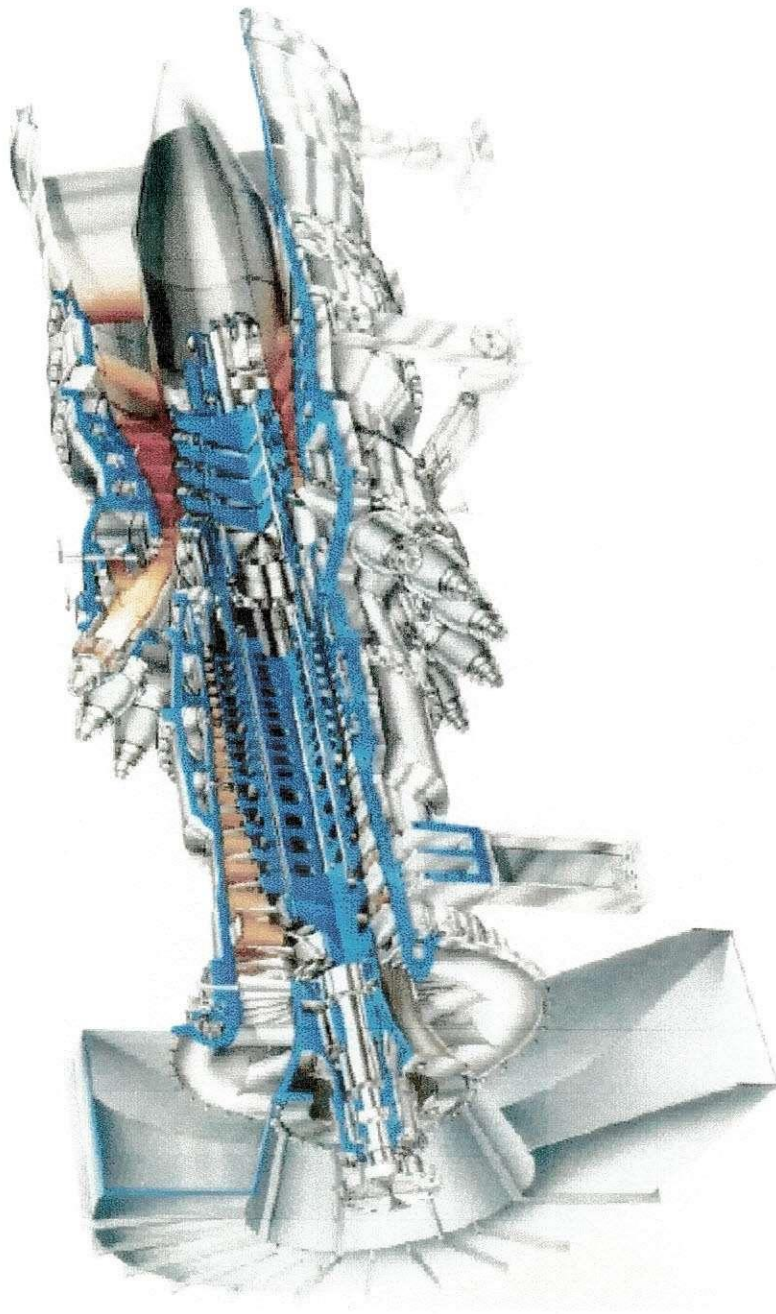


Figura 17 - Detalhe em Corte da Câmara de Combustão da Turbina Capstone



**Figura 18 - Vista de Turbina WESTINGHOUSE em Montagem**



**Figura 19 - Turbina a Gás WESTINGHOUSE *Heavy Duty* 501-G - Até 357 MW**

## **5.6. Motores Alternativos**

O desenvolvimento de modernas tecnologias em combinação com a experiência dos fabricantes transformou os motores alternativos em

equipamentos de alta confiabilidade e baixo custo operacional. A pesquisa que vem sendo desenvolvida nos últimos anos proporcionou uma redução de cerca de 25% no consumo de combustível nesse tipo de motor e tornou possível operá-lo com diferentes tipos de combustíveis líquidos ou gasosos.

O motor alternativo a gás é o equipamento de geração que melhor converte a energia contida em combustíveis gasosos em potência mecânica; produzidos em versões de média rotação (de 400 a 1.000 rpm) com capacidade unitária de até 20 MW (bi-combustível) e 5 MW (Otto) alcançam rendimentos de até 45%, conseguindo mantê-lo praticamente constante em uma faixa de 50 a 100% de carga.

Com a crescente participação do gás natural na matriz energética mundial, os motores alternativos começaram a ser desenvolvidos especialmente para a utilização desse insumo. Atualmente esses equipamentos apresentam uma alta performance elétrica, térmica e baixo nível de emissões utilizando sistemas de controle e geração elétrica totalmente integrados.

O conceito ignição por vela em câmara de pré-combustão, com admissão direta e controle do gás em cada cilindro, tem como característica combinar alto rendimento mecânico com baixos níveis de emissões de NO<sub>x</sub>, CO e H.C. A admissão de gás para cada cilindro é controlada eletronicamente com relação com o tempo e à quantidade de gás em cada combustão.

A utilização dos motores alternativos em unidades de geração tende atualmente a apresentar uma construção modulada. Esta construção modulada das centrais elétricas oferece como principais vantagens a compactação do layout e a facilidade na montagem e testes; a instalação modular padronizada

dá uma flexibilidade para um aumento gradual da capacidade. É possível construir-se uma central de cogeração de 2,5 MW, observando todos os regulamentos de emissões e ruídos, numa área de 100 metros quadrados.

A construção de motores multi-combustível, com capacidade de queimar diferentes tipos de insumos, desde gás natural, até óleo pesado, está baseada no princípio de que se pode queimar qualquer hidrocarboneto se as condições técnicas da instalação forem adequadas. Em várias unidades disponíveis no mercado o motor bi-combustível apresenta uma necessidade mínima de aproximadamente 3% de combustível líquido piloto, o qual pode ser de diesel a óleo pesado. Este fato criou um argumento positivo para este tipo de equipamento significando que podem ser usados diversos insumos alternativamente na mesma instalação.

A pressão e a temperatura de alimentação do gás natural necessárias para determinados motores alternativos, cerca de 25 bar e temperatura de 30 a 50 °C, é um fator que tem uma influência negativa no balanço energético se a pressão de fornecimento do gás for muito baixa devido à necessidade de uma compressão adicional, chegando a consumir até 5% da potência do motor.

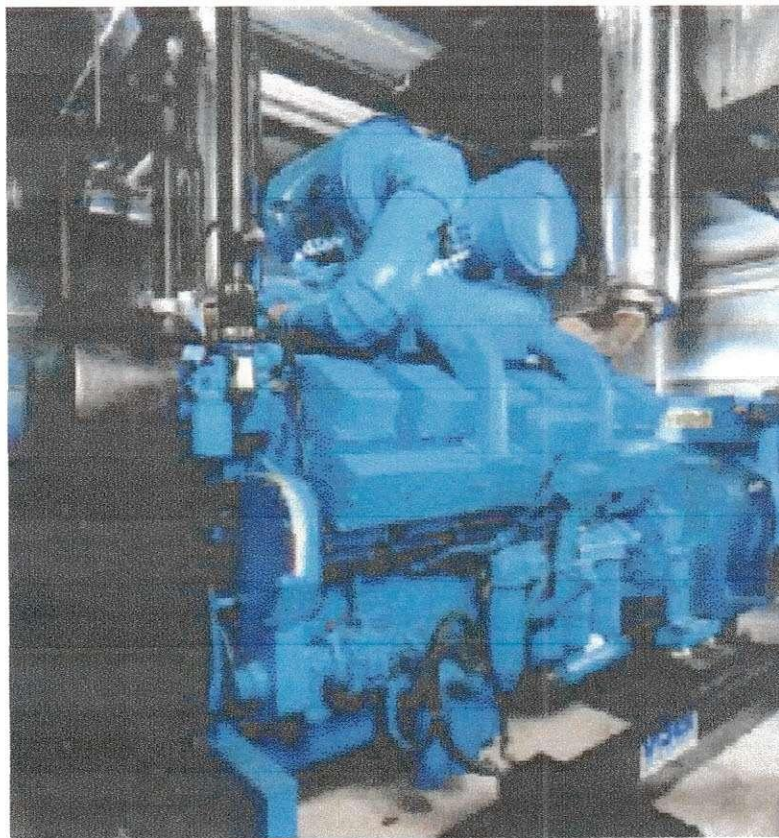
Para maximizar o potencial de recuperação de calor o sistema de água de resfriamento pode ser separado em circuitos de alta temperatura – AT e baixa temperatura – BT. A temperatura do circuito de BT é menor que 50 °C e normalmente não tem utilidade técnico-econômica viável. Já a temperatura do circuito de AT de 90 a 95 °C é suficientemente alta para tornar viável o seu uso na geração de água quente. O circuito de AT resfria os cilindros do motor e o primeiro estágio do resfriador de ar após o turbo-alimentador. O segundo

estágio do resfriador de ar e resfriador de óleo lubrificante são ligados ao circuito de BT.

Os gases de descarga na saída do motor, a uma temperatura de 410 a 520 °C, são a mais importante fonte de recuperação de calor em projetos de cogeração. Devido à temperatura dos gases de descarga, a maior parte da sua energia é usada na geração de vapor de baixa pressão ou água quente através de uma caldeira de recuperação.

Apesar da temperatura relativamente reduzida dos gases de descarga é possível gerar vapor com pressões de 18 a 20 bar; de qualquer forma a geração a baixa pressão, entre 3 a 12 bar, cobre a maior parte dos usos seleccionados para este equipamento.

A figura 20 mostra unidades de cogeração baseadas em motores DEUTZ.



**Figura 20 - Instalação de Cogeração com Motor DEUTZ a Gás**

## 5.7. Comparação do Desempenho de Turbinas a Gás e Motores Alternativos

Turbinas a gás e motores alternativos a gás são equipamentos de comportamento diferente, devendo ser aplicados nos projetos de sistemas de cogeração de forma a se aproveitar suas características. Exemplificando, turbinas a gás privilegiam a produção de calor, ao passo que motores são voltados à produção de energia elétrica; estas características se traduzem em rendimentos elétricos mais elevados nos motores alternativos em comparação com as turbinas, apesar de no âmbito global sejam aproveitamentos energéticos equivalentes. A figura 21 mostra uma comparação do aproveitamento global da energia pelos sistemas.

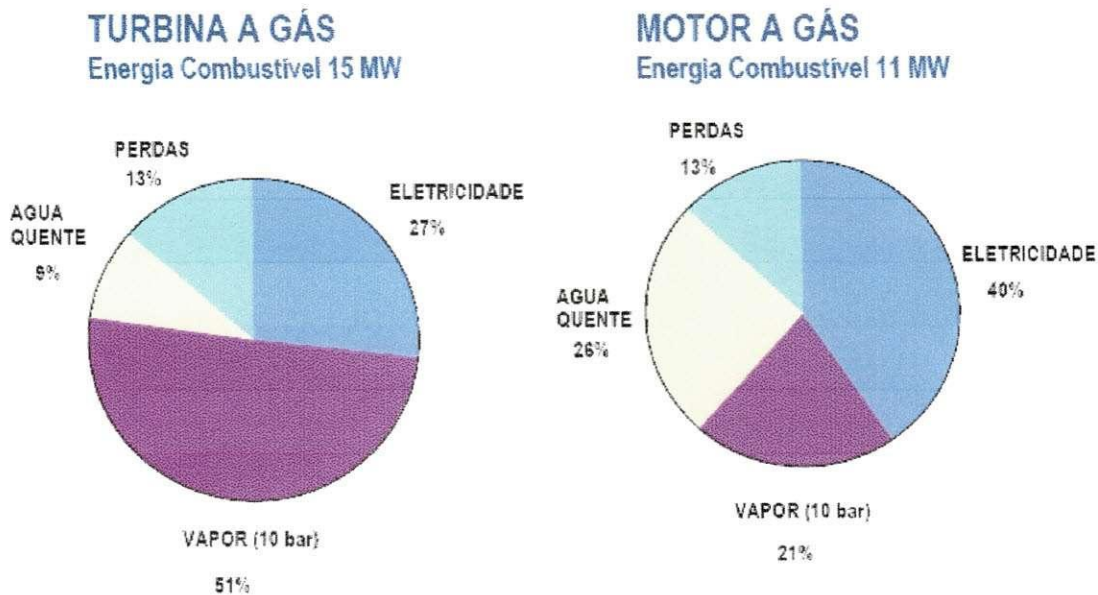


Figura 21 - Comparação Entre os Balanços de Sistemas Operando com Turbina SOLAR-TAURUS 70M e Motor WÄRTSILA 18V34SG



Uma outra diferença pode ser observada na susceptibilidade às variações de temperatura ambiente e altitude de instalação. Estes dois condicionantes atuam de forma mais severa nas turbinas do que nos motores, conforme indicam as figuras 22 e 23, que exprimem coeficientes de correlação local da potência nominal.

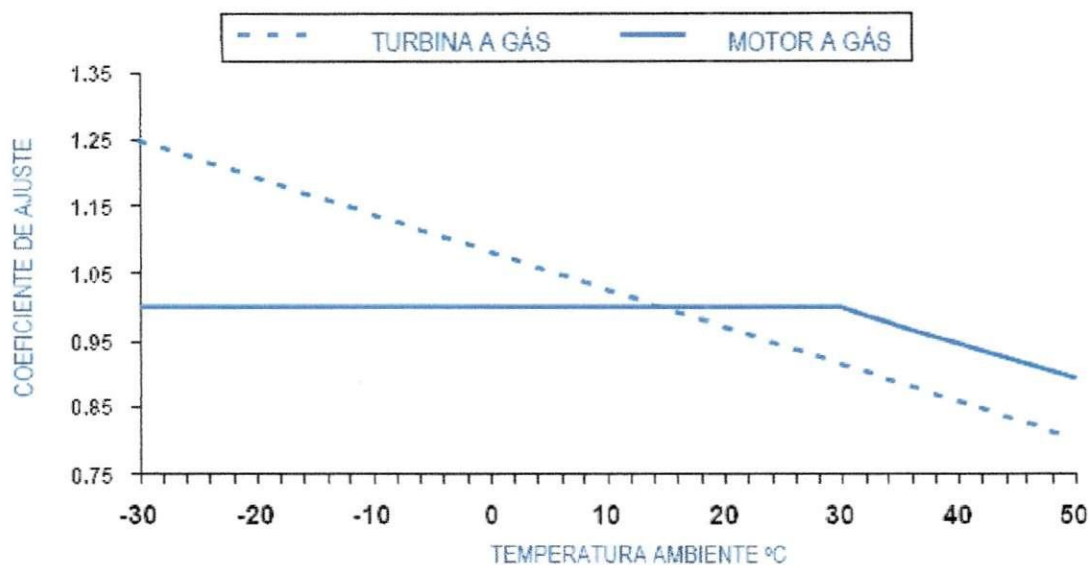


Figura 22 - Coeficiente de Ajuste da Potência Instalada em Função da Temperatura

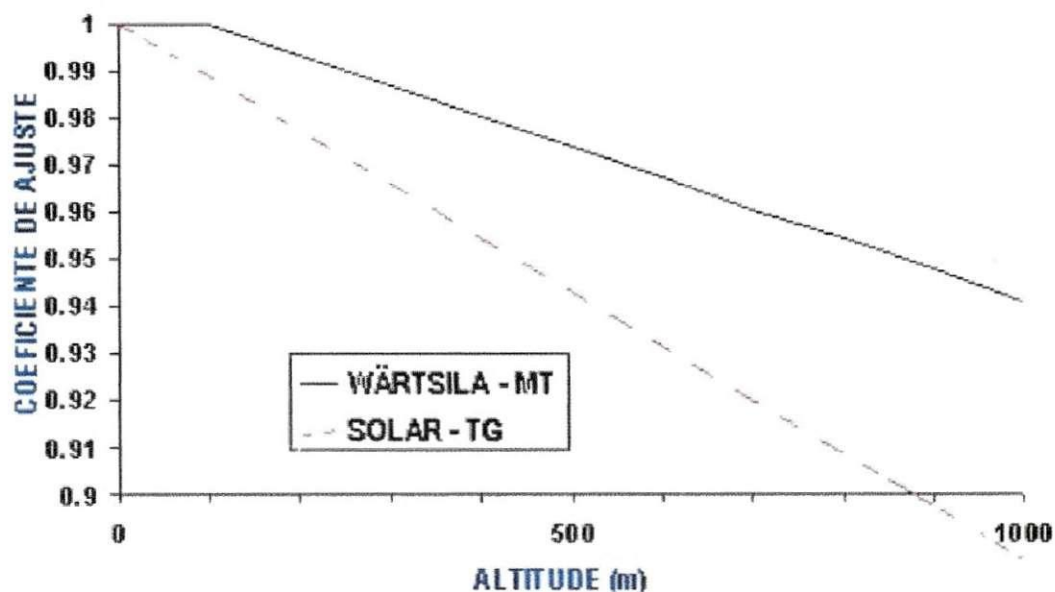


Figura 23 - Coeficiente de Ajuste da Potência Instalada em Função da Altitude

Estas figuras indicam, de maneira parcial, a necessidade de se avaliar as condições locais de cada projeto de sistemas de cogeração antes de se selecionar o tipo de equipamento a se empregar.

## 5.8. Chillers

Chillers são equipamentos destinados a refrigerar água para circulação em sistemas centralizados de condicionamento ambiental de ar, promovendo a distribuição do frio entre os vários ambientes; no projeto destes sistemas costuma-se evitar temperaturas inferiores a 5 °C de maneira a se evitar pontos de congelamento. A refrigeração da água é providenciada por um ciclo frigorífico, trocando-se calor entre a atmosfera, torre de resfriamento e a água a ser refrigerada.

Existem duas concepções básicas para chillers: *compressão de vapor e absorção*.

O de *compressão de vapor* segue o processo tradicional de se transferir calor de uma fonte fria para outra a uma temperatura mais elevada. É composto por componentes utilizados no condicionamento do fluido refrigerante (freon ou halon) através de um ciclo frigorífico termodinâmico:

- *Evaporador* – troca calor com a fonte fria, evaporando o fluido;
- *Compressor* – eleva a pressão dos vapores de fluido para a da fonte quente;
- *Condensador* – elimina o calor para o ambiente e condensa vapores do fluido;

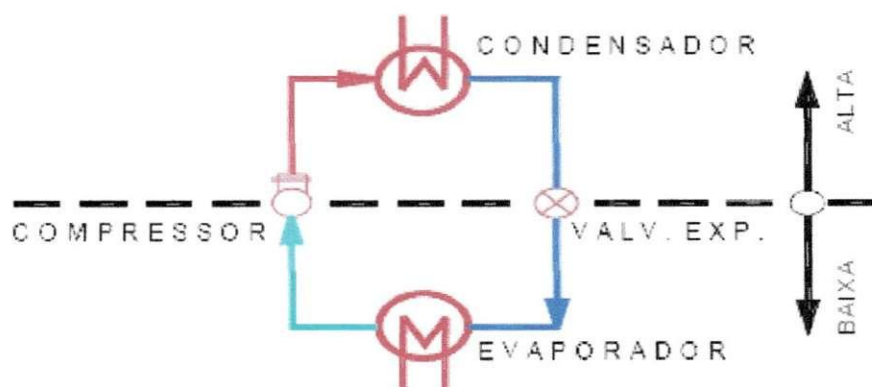
- *Válvula de expansão* – promove a expansão isoentálpica do fluido líquido.

A água de circulação do sistema de ar condicionado passa por trocadores que retiram seu calor para o evaporador do ciclo frigorífico. Da mesma forma, trocadores a ar ou a água de torres de refrigeração, retiram o calor do condensador para a atmosfera. A figura 24 mostra o esquema de um ciclo de *compressão a vapor*.

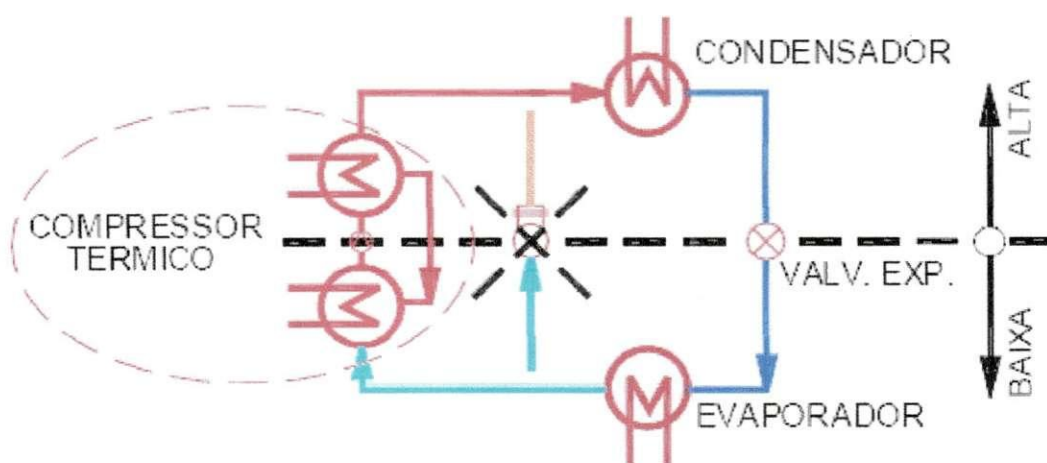
A concepção do ciclo de *absorção* é praticamente semelhante ao de compressão de vapor, substituindo-se o compressor mecânico de vapor de fluido frigorífico por um “compressor térmico”, constituído por um ciclo interno composto de absorvedor, bomba de solução e gerador de vapor de fluido refrigerante. A figura 25 mostra o esquema de um ciclo de *absorção*.

O trabalho de bombeamento de uma solução binária de água/brometo de lítio ou água/amônia consome uma quantidade menor de energia elétrica quando comparado com o trabalho utilizado no ciclo de compressão de vapor (o consumo elétrico da bomba de solução é inferior a 1% da capacidade de refrigeração do chiller). Explicando melhor, o ciclo chamado de “compressor térmico” funciona através da circulação da solução binária entre os patamares de pressão, sendo comprimida e expandida, além de trocar calor entre os segmentos do percurso. Ao ser refrigerado com água de uma torre de resfriamento no patamar de baixa pressão combina/absorve o fluido refrigerante, sendo então bombeado para o patamar de alta pressão. Neste estágio recebe calor de uma fonte externa, liberando o fluido refrigerante a alta

pressão e torna-se uma solução pobre que retorna para o estágio de baixa pressão. Tal ciclo está descrito na figura 26.



**Figura 24 - Desenho Esquemático de um Ciclo Frigorífico a Compressão de Vapor**



**Figura 25 - Desenho Esquemático de um Ciclo de Refrigeração a Absorção**

Comparando-se os dois tipos de chillers para uma mesma aplicação final, pode-se apontar que o de absorção tem um custo de investimento da ordem de 100% superior ao de compressão de vapor. Se o chiller de absorção

for operado com queima direta de gás, terá um custo operacional da ordem de 10% superior ao do ciclo vapor.

Verifica-se então, que a única vantagem neste tipo de aplicação seria talvez a maior confiabilidade em regiões onde o serviço de energia elétrica seja insatisfatório. Apesar destas constatações, vários shoppings centers foram equipados com chillers de absorção a gás natural no Rio de Janeiro; verificou-se posteriormente, que o preço de aquisição do equipamento houvera sido subsidiado pela CEG, que projetou ganhos suficientes para esta operação durante sua vida útil.

A utilização dos chillers de absorção acoplados ao escape de turbo-geradores a gás ou de moto-geradores, por outro lado, oferecem a possibilidade de se praticar custos operacionais marginais inferiores. Nestas configurações aproveita-se calor rejeitado de sistemas de geração de energia elétrica de custo de oportunidade certamente inferior à queima de gás natural na tarifa atual.

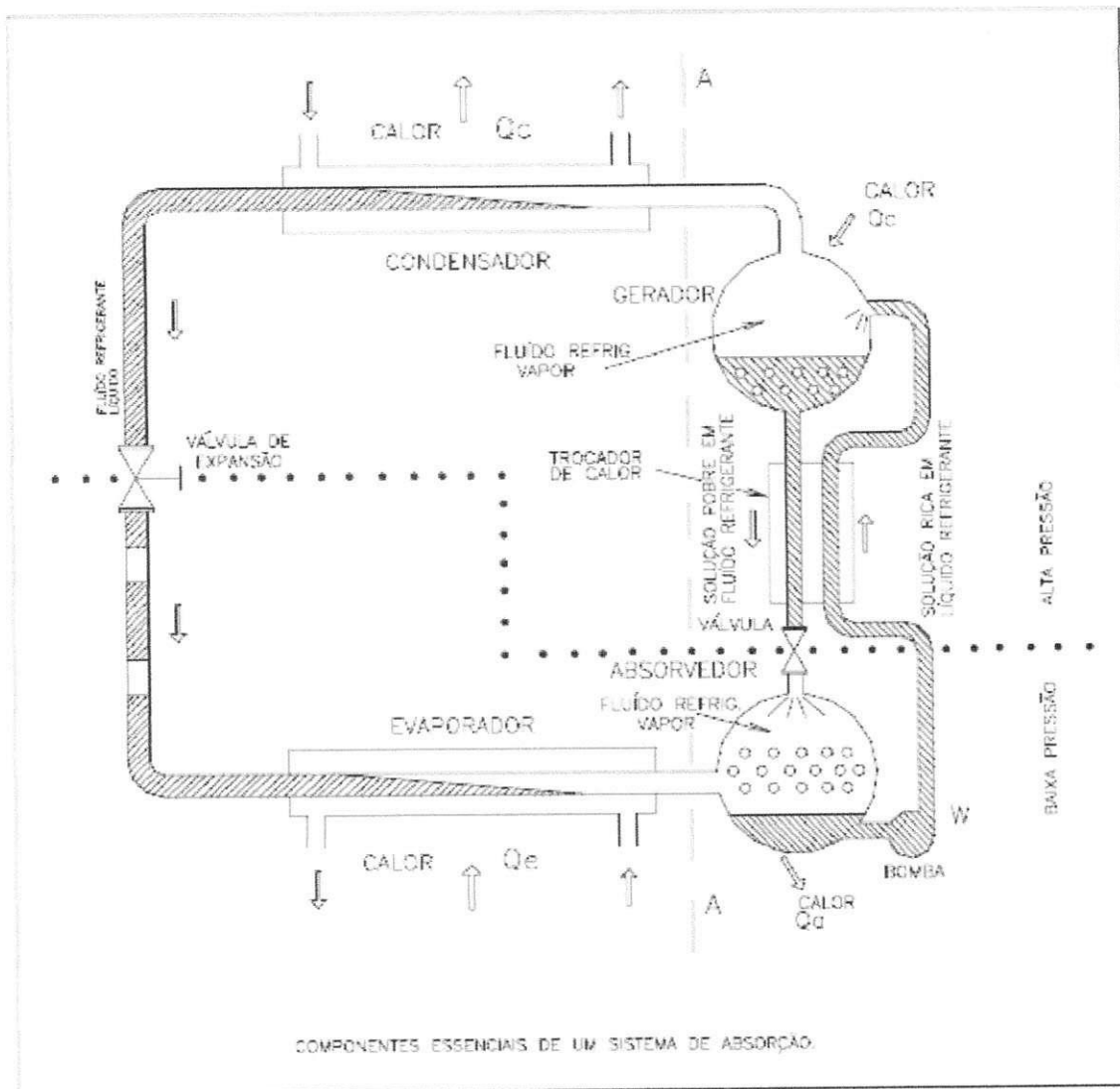


Figura 26 - Desenho Esquemático Funcional de um Ciclo de Absorção

## 6. Aplicações da Cogeração – Exemplos Ilustrativos

O setor industrial muitas vezes tem examinado a cogeração preferencialmente como uma alternativa de auto-suficiência aparecendo a melhor utilização dos recursos energéticos disponíveis como objetivo secundário. Em setores terciários, como o dos “Shopping Centers” a instalação de turbinas a gás em cogeração revelou-se uma solução energética viável e interessante, conjugando-se a produção de montantes significativos de eletricidade com as demandas de aquecimento ou mesmo de energia para os sistemas de refrigeração dos ambientes. Dentre os fatores que contribuem para a viabilidade destas instalações destacam-se a proximidade dos estabelecimentos aos troncos de suprimento de Gás Natural, como ainda sua localização em centros de grande densidade populacional e de controle ambiental mais crítico.

Exemplificam-se aplicações em hotéis, hospitais, clubes, penitenciárias, aeroportos e demais estabelecimentos que consomem moderadamente energia sob a forma de calor (ou refrigeração) e eletricidade em volumes significativos, proporcionando redução nos custos e melhoria na produtividade. Os esforços na difusão dessas tecnologias devem ser dirigidos principalmente aos novos empreendimentos, ainda na fase de projeto, possibilitando desta forma a produção de energia a custos comparáveis aos convencionais.

Apresenta-se a seguir alguns projetos significativos para demonstrar o estado da arte da cogeração tanto em aplicações industriais, como em soluções terciárias, como aquecimento/refrigeração distrital.

## **6.1. Projeto Shinjuku – Tóquio/Japão**

Trata-se de uma central que atende um distrito central de Tóquio, onde se localizam a prefeitura, prédios governamentais e grandes empresas da área financeira e de seguros. Este é o maior projeto de central distrital no país, sistema muito utilizado no Japão, país que implantou 110 destes projetos.

A energia elétrica é gerada por turbinas a gás e células de combustível em paralelo com a rede local. O sistema de cogeração disponibiliza vapor para aquecimento e água gelada para condicionamento de ar. As necessidades de condicionamento de ar são da ordem de 60.000 TR. O combustível utilizado é o gás natural.

O parque é formado por turbo-geradores, caldeiras, as maiores centrífugas de refrigeração já fabricadas, acionadas por turbinas a vapor e motores elétricos e várias unidades chillers de absorção.

## **6.2. Projeto UCLA – University of Califórnia – Los Angeles**

A central distrital atende todas as necessidades dos prédios do campus em energia elétrica, vapor para calefação e água gelada, com uma demanda de 22.000 TR.

O sistema é formado de duas turbinas a gás e uma a vapor, gerando 15 MW cada uma, três centrífugas, duas acionadas por motores elétricos e uma por turbina a vapor, e seis unidades de absorção.

A geração opera em paralelo com a rede e utiliza gás natural e gás de lixo como combustíveis.



### **6.3. Projeto Coca-Cola - Jundiaí**

O projeto atende um complexo de produção de refrigerantes e artigos correlatos como frascos. As seguintes áreas compõem o projeto:

- Geração de Energia Elétrica: cinco motores a gás de 1.600 kW cada um;
- Produção de vapor: 20 t/h;
- Água Quente: Capacidade equivalente a 3 MW para processo;
- Água Gelada: Capacidade equivalente a 1.700 TR – processo;
- Gás Carbônico: 80 t/dia;
- Ar Comprimido: 300 metros cúbicos por hora;
- Nitrogênio: 500 Newtons metro cúbico por hora de Nitrogênio.

A instalação opera em paralelo com a rede e o combustível é gás natural.

### **6.4. Projeto PROJAC – Rio de Janeiro**

O sistema de cogeração atende a todos os prédios do complexo de estúdios. Opera a partir de gás natural, em paralelo com a rede. O projeto é composto por:

- Geração de Energia Elétrica: dois motores a gás de 2.450 kW cada;
- Produção de Vapor: 3 t/h;

- Água Quente: Capacidade equivalente a 2,5 MW para controle de umidade;
- Água Gelada: Capacidade equivalente a 2.400 TR.

### **6.5. Projeto Norte Shopping – Rio de Janeiro**

O projeto, construído em 1985 gera energia elétrica e promove a refrigeração do ambiente, empregando ainda um reservatório de água gelada para otimização do ciclo. A capacidade de refrigeração é composta por centrífugas fornecendo 1.200 TR complementadas por uma central de absorção de 600 TR de capacidade.

Este conjunto, auxiliado pelo reservatório de água gelada, consegue operar picos de 2.600 TR, inclusive com as centrífugas paralisadas.

### **6.6. Projeto VCP – CELPAV – Guararema – São Paulo**

O projeto de cogeração está sendo implantado numa fábrica de celulose e papel, tradicional setor que pratica esta modalidade de geração. Plantas que vendem a celulose produzida para o processamento de terceiros são superavitárias em energia elétrica, uma vez que queimam a lixívia subproduto do processo. Caso a planta verticalize a produção, produzindo papel, o quadro se inverte haja vista o consumo intensivo de energia elétrica na sua laminação.

## **6.7. Cogeração do CENPES – Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da Petrobras – Rio de Janeiro**

Para implantação do projeto de cogeração, antes foi feito todo um estudo da lotação para o melhor entendimento da curva de carga e análise de dados. Alguns dados do CENPES são:

- Demanda elétrica de verão: 5.500 kW;
- Demanda elétrica de inverno: 4.860 kW;
- Consumo elétrico anual: 28.650 MWh;
- Custo anual da energia elétrica: R\$ 7,2 milhões (1,5% do orçamento total do CENPES).

A curva de carga e fator de potência são mostrados na figura 27 e a configuração original do sistema elétrico do CENPES é mostrada na figura 28.

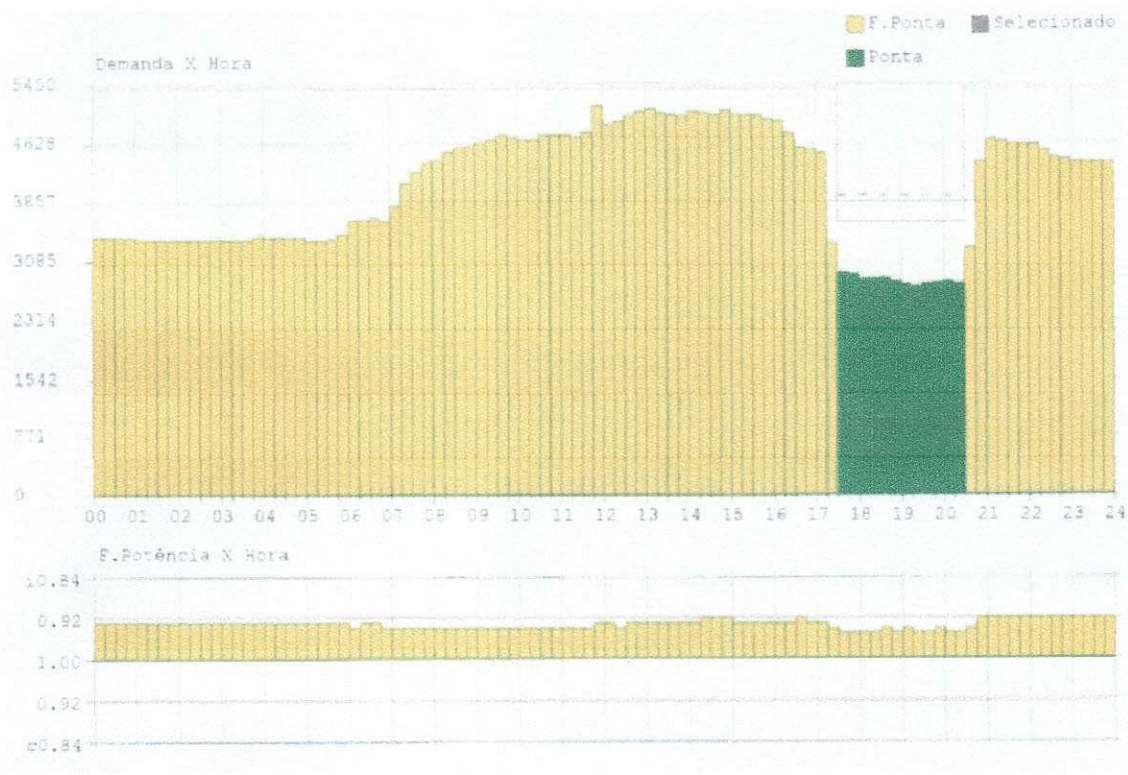


Figura 27 - Curva de Carga (kW) e Fator de Potência

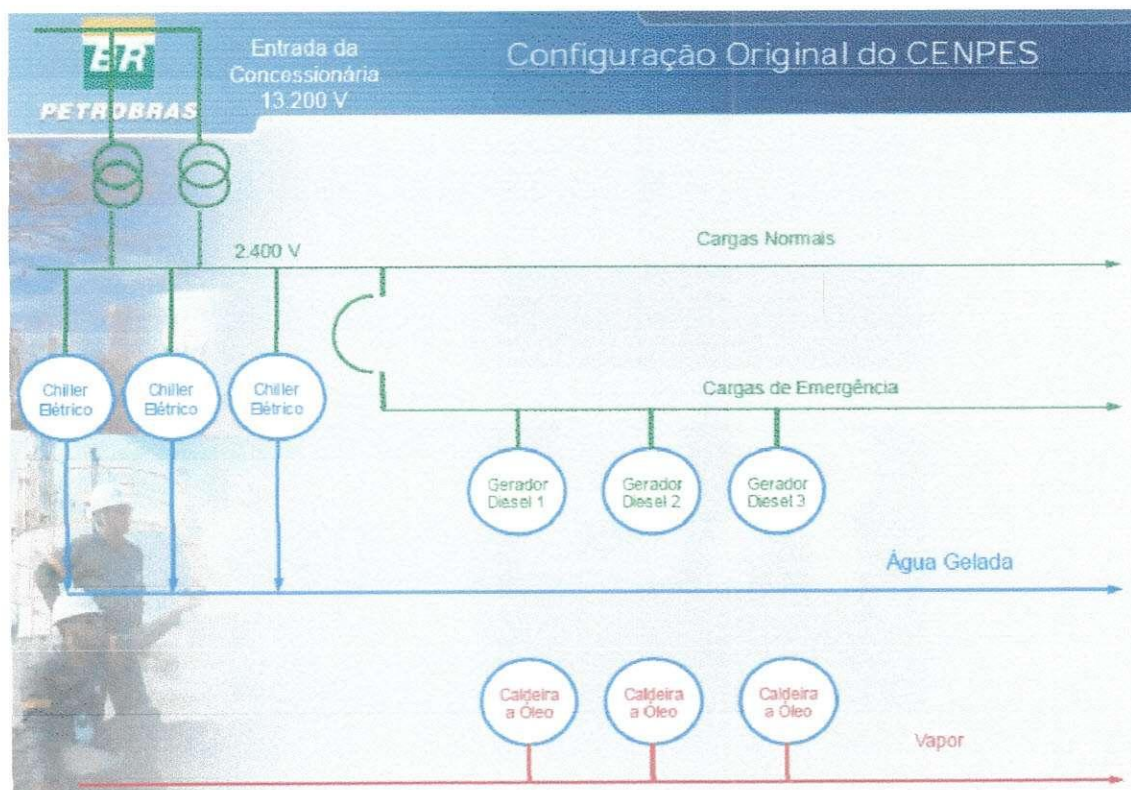


Figura 28 - Configuração Original do Sistema Elétrico do CENPES

O projeto tem como desafios:

- Garantir confiabilidade dos processos no CENPES;
- Conciliar consumos diversos (potência e térmica);
- Minimizar custos de investimentos e operacionais
- Modernizar as instalações;
- Aumentar a eficiência energética;
- Ser exemplo interno e externo de uso da cogeração.

A configuração do sistema elétrico após a instalação do sistema de cogeração é mostrada na figura 29 abaixo.

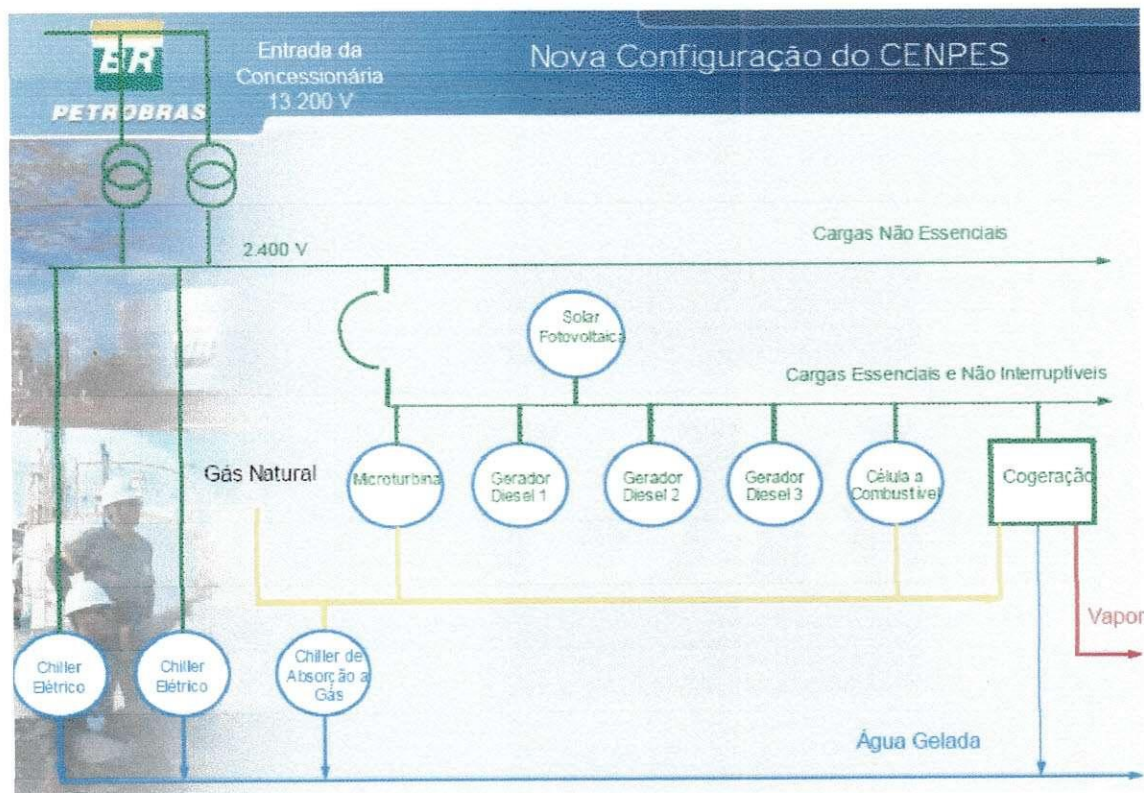
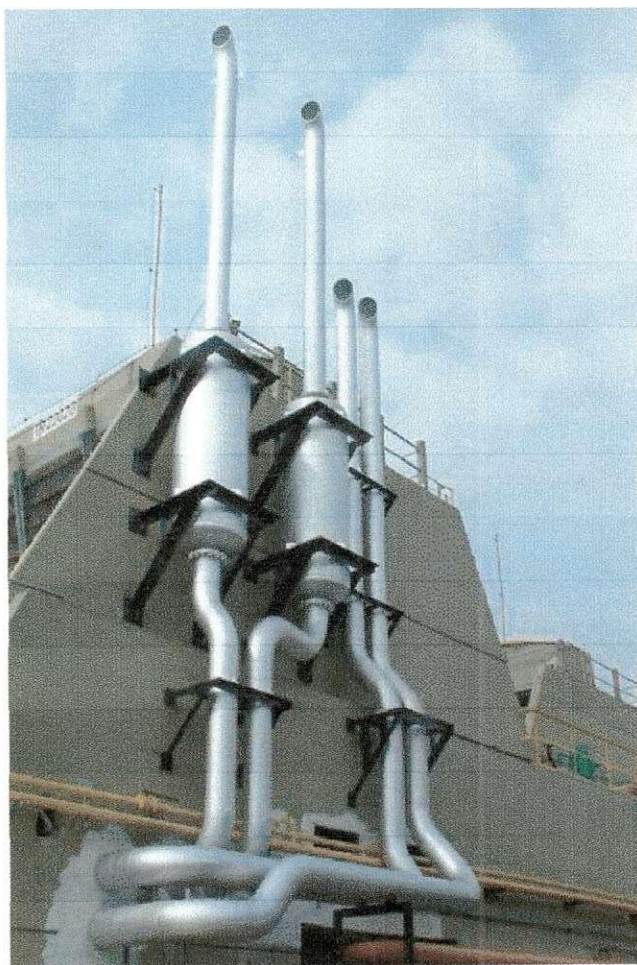


Figura 29 – Configuração Nova do Sistema Elétrico do CENPES (com Cogeração)

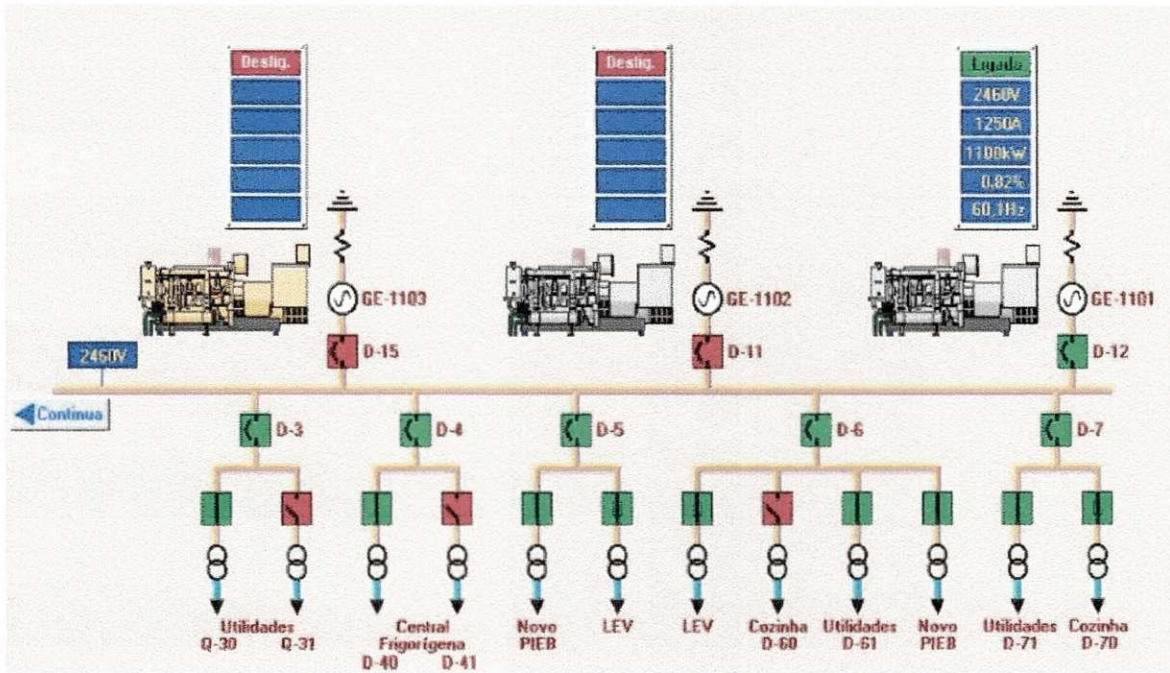
O projeto gera energia elétrica e promove a refrigeração do ambiente. Tem como dados gerais de análise:

- Potência Elétrica: 3,2 MW;
- Geração de Frio: 1.000 TR ou 900 kW;
- Geração de Vapor: 1.200 kg/h;
- Consumo de Gás Natural: 26.000 Newton metros cúbicos por dia;
- Investimento: R\$ 16 milhões.

A figura 30 mostra uma vista exterior da unidade cogeneradora do CENPES. E a figura 31 mostra um Sinótico Elétrico da cogeração do CENPES.



**Figura 30 - Vista Exterior da Unidade Cogeneradora do CENPES**



**Figura 31 - Sinótico Elétrico da Cogeração do CENPES**

O sistema utiliza o ciclo de refrigeração por absorção, e tem como composição geral:

- Motorgerador a Gás Natural;
- Caldeiras de Recuperação;
- Caldeira Auxiliar;
- Chiller de absorção de simples efeito;
- Chiller de absorção de duplo efeito.

O balanço térmico da unidade cogeneradora pode ser visto na tabela 3 abaixo:

**Tabela 3 - Balanço Térmico da Unidade Cogeneradora do CENPES**

Fonte	Potência	Rendimento
Gás Natural	9.510 kW	
Energia Elétrica	3.240 kW	34,07%
Vapor	1.516 kW	15,94%
Água Quente	2.053 kW	21,58%
Calor Rejeitado (Óleo – Radiador)	524 kW	
Calor Rejeitado (Aftercooler – Torre)	524 kW	
Radiação	692 kW	
Outras Perdas	961 kW	
<b>Rendimento Total</b>		<b>71,59%</b>

#### 6.7.1. Resultados Obtidos com a Cogeração

O programa interno de conservação de energia propiciou ao CENPES uma economia de US\$ 199 milhões entre 1992 e 2003 (equivalente ao resultado anual de uma refinaria de 170 mil barris/dia com margem de US\$ 3/bbl).

A tabela 4 abaixo mostra os resultados.



**Tabela 4 – Resultados do Programa de Conservação de Energia**

Redução no Consumo de Gás Natural (A)	713.036 mil m <sup>3</sup>
Redução no Consumo de Óleo Combustível (B)	840.063 m <sup>3</sup>
Redução no Consumo de Óleo Diesel (C)	64.558 m <sup>3</sup>
Redução no Consumo de GLP (D)	8.360 t
Redução em Toneladas de Petróleo Equivalente (A+B+C+D)	1.506.839 tEP
Redução de Emissão de Carbono	4.647 mil t de CO <sub>2</sub>
Redução de Demanda na Ponta (kW)	54.078 kW
Redução no Consumo de Eletricidade (MWh)	320.825 MWh
Economia Acumulada	198.608 mil US\$

O conceito de “eficiência energética” envolve as características técnicas dos equipamentos, dos processos produtivos, dos bens produzidos, das formas de uso final e das condições econômicas.

Assim, a eficiência energética é função de: mudanças significativas no comportamento do consumidor; modo como são tomadas as decisões de investimentos; como a sociedade gerencia seus recursos energéticos.

O caminho para tal eficiência energética passa por:

- Elaborar balanços de massa e energia do processo;
- Conhecer potenciais ao longo do processo;
- Avaliar perdas e desperdícios;
- Acompanhar índice específico de energia;
- Conhecer a estrutura de custos;

- Elaborar programa operacional e de manutenção para melhorar o índice de energia;
- Estabelecer meta corporativa;
- Motivar a força de trabalho (eventos, prêmios etc.);
- Elaborar e priorizar carteira de projetos de conservação de energia;
- Estudo de viabilidade técnica, econômica, ambiental e social;
- Correlacionar os efeitos do consumo energético na questão ambiental, particularmente quanto à emissões de carbono;
- Avaliar e divulgar resultados esperados e obtidos;
- Incentivar o desenvolvimento e a aplicação de tecnologias que propiciem redução de consumo energético e aumento de eficiência energética.

## 7. Conclusões

A cogeração é uma modalidade de produção de energia elétrica que por seus méritos estará presente na expansão do parque de geração do Setor Elétrico. Além das vantagens econômicas, a possibilidade de se agregar confiabilidade ao abastecimento de eletricidade já viabiliza atualmente projetos industriais e do setor terciário significativos.

O apoio às iniciativas de novos projetos deve sempre estar presente, de maneira a se contornar dificuldades tecnológicas e barreiras institucionais, culturais e políticas que possam eventualmente atrasar a inserção da cogeração no mercado de energia elétrica. A superação destas barreiras envolve desafios em vários campos – tecnológico, econômico, social, de relacionamento entre empresas e órgãos de regulamentação e controle e outros. A adoção de incentivos para a impulsão de um programa de inserção incentivada da cogeração é justificada, de maneira a se contornar eventuais dificuldades iniciais da implantação e viabilizar-se a existência de um parque de geração no instante em que se disponibilizam recursos energéticos apropriados, no caso gás natural.

A biomassa aparece como matéria-prima de vocação para a cogeração. De fato, em países como o Brasil, de vasto território e intensa insolação, a produção de biomassa para fins energéticos destaca-se no setor agro-industrial. Aliás, nunca é demais sublinhar que o Proálcool é, no âmbito mundial, o único Programa de Substituição de Derivados de Petróleo de porte expressivo. No projeto indica-se um potencial expressivo que pode materializar-se em médio prazo.

A outra vertente de matérias-primas para cogeração é o gás natural. O abastecimento dos mercados das regiões sudeste, sul e centro-oeste, no momento está amarrado à oferta de gás importado, com uma estrutura de comercialização peculiar. No futuro, com a disponibilização das reservas da Bacia de Santos, acredita-se que a comercialização deste energético seja implementada.

Por fim, conclui-se que a entrada da cogeração tem o poder de postergar investimentos no Setor Elétrico, podendo assumir ofertas termoelétricas a custos mais reduzidos e com impactos no meio ambiente mais reduzido. Da mesma forma, a adoção de um programa de inserção incentivada de cogeração permitirá a reavaliação de projetos de geração de grande impacto, como o da UNE Angra 3, de 1.300 MW e da UHE Belo Monte, de 11.000 MW, podendo-se programá-los para períodos onde exista um maior esclarecimento da real necessidade destes empreendimentos.

Um exemplo de como a cogeração dá resultado positivo quando inserida num programa de conservação de energia é o projeto de cogeração utilizado no CENPES/Petrobras. Foi mostrado que para um investimento de R\$ 16 milhões, foi economizado US\$ 199 milhões entre 1992 e 2003. Ainda houve também a redução na emissão de gases poluentes e uma maior eficiência energética advinda dos geradores, que antes operavam com uma eficiência de cerca de 35%, e passaram a operar com um rendimento na ordem de 72%.

## 8. Referências Bibliográficas

ANEEL – “Guia do Cogrador de Energia Elétrica” – outubro de 1998.

DE PAULA, C. P. – Geração Distribuída e Cogeração no Setor Elétrico: Avaliação Sistêmica de um Plano de Inserção Incentivada – Tese de Doutorado – PIPGE/USP – 2004.

BALESTERI, J. A. P. – *Cogeração*. Florianópolis: Editora da UFSC, 2002.

CLEMENTINO, L. D. *A Conservação de Energia por meio da Co-geração de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro: Editora Érica, 2001.

D'AJUZ, A., RESENDE, F. M., CARVALHO, F. M. S., NUNES, I. G., AMON FILHO, J., DIAS, L. E. N., PEREIRA, M. P., KASTRUP FILHO, O. e MORAIS, S. A. *Equipamentos Elétricos; Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão*. Rio de Janeiro, FURNAS 1985.

ELETROBRÁS – GCPS – “Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos” – Estimativa do Potencial de Cogeração no Brasil – Relatório da Diretoria de Planejamento e Engenharia – Rio de Janeiro – Abril 1999.

MAMEDE FILHO, J. *Manual de Equipamentos Elétricos*. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora, 1993.

MEDEIROS FILHO, S. *Medição de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro: Editora Guanabara, 1976.

SOUZA, B. A. *Distribuição de Energia Elétrica*, Apostila do Curso de Distribuição de Energia Elétrica, UFPB/CCT/REENGE/PAPE, 1997.