

# FUNDAMENTOS TEÓRICOS RELACIONADOS À COGERAÇÃO E O EXEMPLO DA CENTRAL DE COGERAÇÃO INFOGLOBO

Fernando Butierres dos Santos

Luciana Morgani Alves Novo

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:

---

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira

(Orientador)

---

Prof. Sergio Sami Hazan

---

Prof<sup>a</sup>. Maria Karla Vervloet Sollero

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MAIO DE 2008

## **DEDICATÓRIA (Luciana Morgani)**

Ao meu falecido avô, Luiz Morgani, dedico este projeto final, por ele ter sido para mim o mais importante exemplo de engenheiro que eu já conheci, minha maior inspiração para seguir esta profissão. Ele foi um grande Engenheiro de Aerovias, formado pelo ITA. Ele não era só um homem inteligente, mas um profissional sempre muito dedicado e íntegro, tendo um grande amor pela Engenharia.

À minha mãe, Luiza Morgani, a minha maior incentivadora e a maior responsável por eu ter me tornado quem eu sou.

## **DEDICATÓRIA (Fernando Butierres)**

Dedico este trabalho à minha esposa Sylvia que sempre foi para mim um exemplo de dedicação, responsabilidade e competência. Ela sempre esteve presente me dando a força necessária para continuar nos momentos mais difíceis.

Aos meus pais que com sua educação e conselhos me fizeram perseverar para chegar até aqui.

## **AGRADECIMENTOS**

Somos muito gratos a toda equipe da Central de Cogeração Infoglobo, em especial ao atual gerente da planta, Sr. Luiz Carlos Sá, e ao antigo gerente da planta, Sr. Wagner Ricardo da Costa Gama, que nos deram todo apoio e atenção, nos disponibilizando todas as informações sobre a planta que necessitamos para a elaboração deste projeto final.

Agradecemos a toda equipe do Parque Gráfico da Infoglobo, que nos forneceu as informações sobre a empresa e sobre o funcionamento da sua indústria gráfica. Fazemos um agradecimento especial ao gerente geral do Parque Gráfico, Sr. Arnoldo Fairbairn, que nos deu um apoio fundamental para a execução do nosso projeto e que nos autorizou a fazer inúmeras visitas para coletar dados relacionados ao Parque Gráfico e a sua planta de cogeração.

Agradecemos também a Luiza Morgani, mãe da Luciana, a Sylvia Nicolau, esposa do Fernando, a Regina Butierres e Leopoldo Martins, pais do Fernando, que nos deram apoio e incentivo durante a elaboração e a conclusão do nosso projeto, e também, ao longo do nosso curso de Engenharia Elétrica.

Agradecemos a todos os nossos fiéis amigos e amigas, que contribuíram, direta ou indiretamente, para a conclusão deste projeto final. Especialmente as amigas Cláudia Pereira Nunes e Luana Sabatha de Souza Pereira.

Não podemos deixar de agradecer ao nosso orientador, o Prof. Sebastião Ércules Melo Oliveira e aos professores que participaram da banca examinadora do nosso projeto, o Professor Sergio Sami Hazan e a Professora Maria Karla Vervloet Sollero. Agradecemos também ao Professor Jorge Luiz do Nascimento pelo seu incentivo, pela sua amizade e pela sua atenção conosco.

## **PROPOSTA DE PROJETO FINAL DE CURSO**

A proposta deste projeto final nada mais é do que explorar o assunto cogeração de energia (geração combinada de energias elétrica/mecânica e térmica). Um assunto que atualmente não possui muitas opções de literatura que auxiliem no seu estudo. Falaremos especificamente sobre um tipo de cogeração, aquela que utiliza o gás natural como combustível.

Decidimos abordar vários assuntos teóricos relacionados à cogeração, à legislação que regulamenta esta atividade, e mostrar também, exemplos de centrais de cogeração já em operação. Existe neste projeto um exemplo principal, o da Cogeração Infoglobo, que será abordado com muito mais detalhe.

Na primeira parte do projeto, nos capítulos 1 e 2, nos preocupamos de reunir informações teóricas pesquisadas em diversas fontes. Visamos reunir todas as informações teóricas num único lugar, o que não encontramos durante a nossa pesquisa sobre o tema. Já na segunda parte do projeto, nos capítulos 3, 4 e 5, quisemos mostrar exemplos, para que se possa identificar quais são os tipos de usuários da cogeração e quais são os elementos que compõem uma central de cogeração.

Consideraremos este projeto como bem sucedido se tivermos esclarecido algumas dúvidas sobre as vantagens da utilização da cogeração e também incentivar o uso desta tecnologia para a geração de energia no país.

# ÍNDICE

<u>1</u>	<u>Capítulo 1 - Cogeração</u> .....	1
<u>1.1</u>	<u>Introdução</u> .....	1
<u>1.1.1</u>	<u>Introdução sobre conservação de energia</u> .....	1
<u>1.1.2</u>	<u>Uso racional da energia</u> .....	2
<u>1.2</u>	<u>Definição</u> .....	3
<u>1.3</u>	<u>Histórico da cogeração</u> .....	4
<u>1.4</u>	<u>Considerações sobre os sistemas de cogeração e suas aplicações</u> ..	8
<u>1.5</u>	<u>Considerações econômicas</u> .....	10
<u>1.6</u>	<u>Vantagens da cogeração</u> .....	12
<u>1.7</u>	<u>Tipos de ciclos termodinâmicos e de cogeração</u> .....	15
<u>1.7.1</u>	<u>Tipos de ciclos</u> .....	15
<u>1.7.1.1</u>	<u>Ciclo Rankine</u> .....	16
<u>1.7.1.2</u>	<u>Ciclo Brayton</u> .....	17
<u>1.7.1.3</u>	<u>Ciclo combinado</u> .....	17
<u>1.7.1.4</u>	<u>Ciclo diesel</u> .....	19
<u>1.7.2</u>	<u>Sistema <i>Topping</i></u> .....	20
<u>1.7.3</u>	<u>Sistema <i>Bottoming</i></u> .....	20
<u>1.8</u>	<u>Turbina a gás X Motor a gás</u> .....	22
<u>1.9</u>	<u>Cogeração com gás natural</u> .....	25
<u>1.9.1</u>	<u>Introdução</u> .....	25
<u>1.9.2</u>	<u>O gás natural como uma alternativa</u> .....	25
<u>1.9.3</u>	<u>Origem e características do gás natural</u> .....	25
<u>1.9.4</u>	<u>Vantagens da utilização do gás natural</u> .....	25
<u>1.9.5</u>	<u>Reservas, produção e consumo de gás natural</u> .....	25

1.9.6	<a href="#"><u>Gasodutos no Brasil e a importação do gás natural</u></a>	25
2	<a href="#"><u>Capítulo 2 - Legislação brasileira</u></a>	25
2.1	<a href="#"><u>Legislação que regulamenta a cogeração no Brasil</u></a>	25
2.2	<a href="#"><u>Incentivos aos investidores</u></a>	25
2.3	<a href="#"><u>Agências reguladoras e outras instituições ligadas à cogeração e ao</u></a>	
	<a href="#"><u>setor elétrico</u></a>	25
3	<a href="#"><u>Capítulo 3 - Cogeração Infoglobo</u></a>	25
3.1	<a href="#"><u>Empresa Infoglobo</u></a>	25
3.2	<a href="#"><u>O Histórico do Parque Gráfico</u></a>	25
3.3	<a href="#"><u>Parque Gráfico (Características da indústria)</u></a>	25
3.4	<a href="#"><u>Objetivos da implementação da cogeração no Parque Gráfico</u></a>	25
3.5	<a href="#"><u>Conexão da cogeração com a concessionária</u></a>	25
3.6	<a href="#"><u>Estrutura da operação da cogeração no Parque Gráfico</u></a>	25
3.7	<a href="#"><u>Empresa Wärtsilä</u></a>	25
3.8	<a href="#"><u>Descrição da Instalação</u></a>	25
3.8.1	<a href="#"><u>Equipamentos</u></a>	25
3.8.1.1	<a href="#"><u>Caldeiras</u></a>	25
3.8.1.1.1	<a href="#"><u>Caldeiras convencionais</u></a>	25
3.8.1.1.2	<a href="#"><u>Caldeiras de recuperação</u></a>	25
3.8.1.2	<a href="#"><u>Turbinas a gás</u></a>	25
3.8.1.3	<a href="#"><u>Turbinas a vapor</u></a>	25
3.8.1.4	<a href="#"><u>Motores de combustão interna</u></a>	25
3.8.1.5	<a href="#"><u>Trocador de Calor - Geração de Água Quente</u></a>	25
3.8.1.6	<a href="#"><u>Chiller – Geração de Água Gelada</u></a>	25
3.8.2	<a href="#"><u>Detalhes dos Equipamentos</u></a>	25

3.8.2.1	<a href="#"><u>Caldeira de recuperação</u></a> .....	25
3.8.2.2	<a href="#"><u>Caldeira Auxiliar</u></a> .....	25
3.8.2.3	<a href="#"><u>Compressores</u></a> .....	25
3.8.2.4	<a href="#"><u>Chiller</u></a> .....	25
3.8.2.5	<a href="#"><u>Motogeradores</u></a> .....	25
3.8.2.6	<a href="#"><u>Trocador de Calor</u></a> .....	25
3.9	<a href="#"><u>Contrato de exportação</u></a> .....	25
4	<a href="#"><u>Capítulo 4 - Cogeração versus Geração da concessionária – Cogeração da Infoglobo</u></a> .....	25
4.1	<a href="#"><u>Custos mensais da planta de cogeração</u></a> .....	25
4.1.1	<a href="#"><u>Empresas e Peças (E)</u></a> .....	25
4.1.2	<a href="#"><u>Insumos (I)</u></a> .....	25
4.1.3	<a href="#"><u>Custos da energia produzida (T)</u></a> .....	25
4.2	<a href="#"><u>Comparativo do sistema com e sem cogeração</u></a> .....	25
4.2.1	<a href="#"><u>Mês 1</u></a> .....	25
4.2.1.1	<a href="#"><u>Comparativo Cogeração x Light (concessionária) – mês 1</u></a> ...	25
4.2.2	<a href="#"><u>Mês 2</u></a> .....	25
4.2.2.1	<a href="#"><u>Comparativo Cogeração x Light (concessionária) – mês 2</u></a> ...	25
4.2.3	<a href="#"><u>Mês 3</u></a> .....	25
4.2.3.1	<a href="#"><u>Comparativo Cogeração x Light (concessionária) – mês 3</u></a> ...	25
4.2.4	<a href="#"><u>Tipo de Tarifação</u></a> .....	25
5	<a href="#"><u>Capítulo 5 - Exemplos de projetos de cogeração</u></a> .....	25
5.1	<a href="#"><u>Introdução</u></a> .....	25
5.2	<a href="#"><u>Outras plantas de cogeração</u></a> .....	25
5.2.1	<a href="#"><u>Cogeração Projac (TV Globo)</u></a> .....	25

<a href="#"><u>5.2.2</u></a>	<a href="#"><u>Cogeração Santa Adélia</u></a> .....	25
<a href="#"><u>5.2.3</u></a>	<a href="#"><u>Cogeração Norte Shopping</u></a> .....	25
<a href="#"><u>5.2.4</u></a>	<a href="#"><u>Cogeração UGPU (Coca-Cola FEMSA - Jundiaí)</u></a> .....	25
<a href="#"><u>5.2.5</u></a>	<a href="#"><u>Cogeração Cenpes (Petrobras)</u></a> .....	25
<a href="#"><u>5.2.6</u></a>	<a href="#"><u>Cogeração Celpav IV (Votorantim - Jacareí)</u></a> .....	25
<a href="#"><u>5.2.7</u></a>	<a href="#"><u>Cogeração Energyworks Kaiser (em Jacareí)</u></a> .....	25
<a href="#"><u>6</u></a>	<a href="#"><u>Capítulo 6 - Conclusões</u></a> .....	25
	<a href="#"><u>Referências Bibliográficas</u></a> .....	25
	<a href="#"><u>Anexos</u></a> .....	25
	<a href="#"><u>A1 Tarifação</u></a> .....	25
	<a href="#"><u>A2 Lista de Unidades de Medidas:</u></a> .....	25

## Índice Remissivo de Figuras

<a href="#">Figura 1.1 - Evolução da cogeração em alguns países da Europa</a> .....	6
<a href="#">Figura 1.2 - Casa de força do sistema de cogeração de uma usina de açúcar (exemplo de cogeração tradicional)</a> .....	9
<a href="#">Figura 1.3 - Unidade de cogeração com microturbina a gás (exemplo de cogeração moderna)</a> .....	9
<a href="#">Figura 1.4 - Geração de energia tradicional</a> .....	13
<a href="#">Figura 1.5 - Geração de energia no processo da cogeração</a> .....	14
<a href="#">Figura 1.6 - Tipos de ciclos termodinâmicos</a> .....	16
<a href="#">Figura 1.7 - Sistema <i>Topping</i></a> .....	20
<a href="#">Figura 1.8 - Sistema <i>Bottoming</i></a> .....	21
<a href="#">Figura 1.9 - Exemplo de sistema de cogeração com turbinas a vapor e a gás</a> .....	22
<a href="#">Figura 1.10 - Eficiência elétrica sob diferentes carregamentos utilizando turbina a gás e motor a gás; Fonte: Wärtsilä</a> .....	24
<a href="#">Figura 1.11 - Usos principais do gás natural no Brasil [75];</a> .....	25
<a href="#">Figura 1.12 - Reservas provadas de gás natural no mundo em 2005 [79];</a> ....	25
<a href="#">Figura 1.13 - Razão R/P (Reservas / Produção) de gás natural no mundo em 2005 [79];</a> .....	25
<a href="#">Figura 1.14 - Reservas provadas de gás natural no Brasil de 1965 a 2001 [20];</a> .....	25
<a href="#">Figura 1.15 - Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural em 2001, pelos estados do Brasil</a> .....	25
<a href="#">Figura 1.16 - Produção de gás natural em 2002, pelos estados do Brasil</a> .....	25
<a href="#">Figura 1.17 - Plataforma PMXL1</a> .....	25

<a href="#"><u>Figura 1.18 - Reservas de Gás Natural na América do Sul em 2005 [78];</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.1 - Roberto Marinho no terreno onde hoje se localiza o Parque Gráfico da Infoglobo</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.2 - Parque Gráfico da Infoglobo; Foto: Kenneth Sowerby</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.3 - Bobinas de papel no depósito do Parque Gráfico</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.4 - Alimentação de papel das rotativas (bobinas preparadas)</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.5 - Escritórios da Wärtsilä no mundo</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.6 - Esquema que mostra as centrais que compõem a cogeração Infoglobo</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.7 - Esquema simplificado da interligação dos equipamentos da cogeração da Infoglobo dentro do Parque Gráfico</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.8 - Instalação de caldeira convencional</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.9 - Caldeira aqüatubular de recuperação de calor</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.10 - Turbina a gás</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.11 - Turbinas a vapor (à esquerda a de contrapressão, à direita a de condensação)</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.12 - Motor de combustão interna</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.13 - Caldeiras de recuperação (ambas do tipo aqüatubular)</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.14 - Caldeira Auxiliar (do tipo flamotubular)</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.15 - Compressor</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.16 - Chiller de absorção</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.17 - Motogerador (um dos dois existentes)</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 3.18 - Trocador de calor</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 4.1 - Gráfico de custos com insumos no mês 1</u></a>	.....25
<a href="#"><u>Figura 4.2 - Gráfico de custos com insumos no mês 2</u></a>	.....25

<a href="#"><u>Figura 4.3 - Gráfico de custos com insumos no mês 3</u></a> .....	25
<a href="#"><u>Figura 4.4 - Gráfico de custos com insumos no mês 1 (sem utilizar a cogeração)</u></a> .....	25
<a href="#"><u>Figura 4.5 - Gráfico de custos com insumos no mês 2 (sem utilizar a cogeração)</u></a> .....	25
<a href="#"><u>Figura 4.6 - Gráfico de custos com insumos no mês 3 (sem utilizar a cogeração)</u></a> .....	25
<a href="#"><u>Figura 5.1 - Vista externa da Central de Utilidades do Projac</u></a> .....	25
<a href="#"><u>Figura 5.2 - Motogerador a gás, um dos equipamentos da cogeração Projac</u></a>	25
<a href="#"><u>Figura 5.3 - Vista de uma parte da Usina Santa Adélia, a Termelétrica Santa Adélia</u></a> .....	25
<a href="#"><u>Figura 5.4 - Vista de parte dos equipamentos no interior da cogeração Santa Adélia (bombas em destaque)</u></a> .....	25
<a href="#"><u>Figura 5.5 - Fachada do Norte Shopping</u></a> .....	25
<a href="#"><u>Figura 5.6 - Um dos equipamentos no interior da cogeração Norte Shopping (unidade de refrigeração por absorção)</u></a> .....	25
<a href="#"><u>Figura 5.7 - Vista externa de parte da unidade da Coca-Cola FEMSA em Jundiaí</u></a> .....	25
<a href="#"><u>Figura 5.8 - Alguns dos equipamentos no interior da cogeração UGPU (5 motogeradores a gás)</u></a> .....	25
<a href="#"><u>Figura 5.9 - Vista aérea do Cenpes</u></a> .....	25
<a href="#"><u>Figura 5.10 - Vista de uma parte dos equipamentos do interior da cogeração Cenpes (tubulações em destaque)</u></a> .....	25
<a href="#"><u>Figura 5.11 - Vista de uma parte do exterior da unidade Jacareí da empresa Votorantim Celulose e Papel</u></a> .....	25

<u>Figura 5.12 - Vista externa de parte da unidade industrial da Kaiser em Jacaréi</u> .....	25
<u>Figura 5.13 - Vista parcial da sala de equipamentos da cogeração Energyworks Kaiser</u> .....	25

## Índice Remissivo de Tabelas

<a href="#">Tabela 1.1 - Objetivos da cogeração tradicional e da cogeração moderna</a> .....	8
<a href="#">Tabela 1.2 - Comparação da turbina a gás com o motor a gás</a> .....	22
<a href="#">Tabela 1.3 - Condições ISO de operação para motores a gás e turbinas a gás</a> .....	25
<a href="#">Tabela 1.4 - Comparativo entre os elementos poluentes do gás natural e do carvão [78];</a> .....	25
<a href="#">Tabela 1.5 - Dados sobre gás natural [79];</a> .....	25
<a href="#">Tabela 1.6 - Reservas provadas de gás natural no Brasil de 1965 a 2001 [20];</a> .....	25
<a href="#">Tabela 4.1 – Porcentagem do custo totais da energia produzida nos três meses analisados (em reais)</a> .....	25
<a href="#">Tabela 4.2 - Geração de energia nos três meses analisados</a> .....	25
<a href="#">Tabela 4.3 - Comparativo de custos no mês 1 (utilizando a cogeração e consumindo eletricidade fornecida pela concessionária)</a> .....	25
<a href="#">Tabela 4.4 - Comparativo de custos no mês 2 (utilizando a cogeração e consumindo eletricidade fornecida pela concessionária)</a> .....	25
<a href="#">Tabela 4.5 - Comparativo de custos no mês 3 (utilizando a cogeração e consumindo eletricidade fornecida pela concessionária)</a> .....	25
<a href="#">Tabela A.1 - Grupo A</a> .....	25
<a href="#">Tabela A.2 - Subgrupos do grupo B</a> .....	25
<a href="#">Tabela A.3 - Resumo dos conceitos sobre tarifação</a> .....	25
<a href="#">Tabela A.4 – Referência das unidades</a> .....	25

# **1 Capítulo 1 - Cogeração**

## **1.1 Introdução**

A partir da década de 70, o mundo tomou consciência de que os recursos energéticos são finitos e de que uma política de racionalização da utilização da energia seria necessária [1]. Nesta década ocorreram duas crises internacionais do petróleo, a primeira em 1973 e a segunda em 1979. Elas atingiram todos os países, à exceção de Estados Unidos e Brasil onde, ao primeiro sinal de elevação exagerada dos preços do petróleo, programas de racionalização do uso de energia começaram a ser elaborados. Com o segundo choque, intensificou-se a discussão acerca do problema da utilização da energia e, ainda que defasado no tempo, também no Brasil tiveram início programas de incentivo à redução da demanda de energéticos. Conseqüentemente, muitos países criaram seus programas de conservação de energia visando diminuir o consumo e a dependência do petróleo importado e, também, combater o desperdício de energia. A cogeração se encaixou perfeitamente nesta nova visão, já que seu processamento apresenta ótima eficiência e com produção de energia elétrica confiável e de baixo custo. Além dessas vantagens, pode-se utilizar os mais diferentes tipos de combustíveis, diminuindo assim a vulnerabilidade que o sistema teria se fosse baseado em apenas um tipo de combustível.

### **1.1.1 Introdução sobre conservação de energia**

Após as crises do petróleo (1973 e 1979) o Brasil se preocupou mais com a dependência em relação a este combustível que, em grande parte, era importado. Durante este período, as empresas públicas estavam totalmente direcionadas para a

diminuição dos desperdícios, a substituição do petróleo pela energia elétrica (o que aconteceu também nas indústrias) e a substituição da gasolina pelo álcool combustível (mesmo com preços subsidiados pelo governo para incentivar o consumo).

Em 1989, com o fim da crise do petróleo e a conseqüente redução dos preços do barril de petróleo, ocorreu uma estagnação na política de investimentos na área de conservação de energia. Isto fez com que as indústrias voltassem a utilizar o petróleo e seus derivados.

No entanto, com a Guerra do Golfo (1991), a dependência do Brasil em relação ao petróleo ficou novamente clara. A partir daí, o país reavaliou a sua estratégia visando um desenvolvimento sustentável, com ativação dos programas de conservação de energia.

### **1.1.2 Uso racional da energia**

Diferentemente do que se pode pensar, a conservação de energia não é deixar de utilizá-la a fim de conservá-la, mas sim o uso racional da mesma, sem abrir mão do conforto e vantagens que ela proporciona [1].

Abaixo são listados cinco pontos de atuação visando um uso racional da energia:

- Eliminação dos desperdícios;
- Aumento da eficiência dos consumidores;
- Aumento da eficiência dos geradores;
- Reciclagem dos produtos sempre que possível;

- Conscientização da sociedade em favor de produtos e serviços energeticamente eficientes.

Deve-se buscar as formas mais elementares de conservação de energia nas residências, tais como desligar lâmpadas de cômodos vazios e desligar televisores, quando não estão sendo utilizados. Mas estas medidas não representam o real potencial de economia de energia que ocorreria com a utilização de equipamentos com tecnologia energética mais eficiente.

## **1.2 Definição**

A cogeração permite a produção simultânea de diferentes formas de energia útil, como a energia elétrica/mecânica e a térmica, a partir de uma mesma fonte de energia primária, tal como os derivados de petróleo, o gás natural, o carvão ou a biomassa (madeira, bagaço de cana de açúcar, etc.) [7]. Neste processo, busca-se maximizar os rendimentos da produção de energia. Por maior que seja a eficiência do processo termelétrico, a maior parte da energia contida no combustível é transformada em calor e perdida para o meio ambiente. Ou seja, a cogeração aproveita parte desta energia, que seria obrigatoriamente perdida na forma de calor, e aumenta assim a eficiência do ciclo térmico [17].

Esta prática pode ser considerada como uma alternativa positiva ao atual estágio de geração de energia num sistema interligado [1]. Neste cenário, a necessidade de energia elétrica é suprida aos consumidores que passam a estabelecer um contrato de compra com uma concessionária, ou se tornam autoprodutores de energia. Enquanto isto, as necessidades térmicas (quentes ou frias) podem ser atendidas através da autoprodução.

### **1.3 Histórico da cogeração**

Os primeiros sistemas de cogeração conhecidos datam de meados de 1870, realizados por máquinas a vapor de eixo alternativo acopladas a geradores elétricos. [1] Estes sistemas estavam instalados em áreas urbanas densamente povoadas, tendo como principal finalidade o aquecimento de ambientes, como necessário em países com temperatura muito baixa no inverno.

Na Europa, durante as décadas de 20 e 30, houve um maior desenvolvimento dos sistemas de cogeração para a calefação de ambientes. Isto principalmente nos países situados ao Norte, como a União Soviética, que apresentam temperaturas extremamente baixas no inverno.

Nos Estados Unidos, o motivo do desenvolvimento da cogeração foi outro. Como os sistemas de distribuição de energia elétrica por grandes fornecedores ainda não estavam totalmente implementados, alguns pequenos e médios consumidores de energia elétrica passaram a possuir geração própria, utilizando centrais de cogeração. Até a década de 40, a cogeração era responsável por 50% da energia elétrica produzida nos Estados Unidos [26]. No entanto, a partir da década de 40, com o desenvolvimento de novas tecnologias, novos conceitos de geração e interligação de sistemas elétricos surgiram. Houve a instalação das grandes centrais de energia elétrica (hidrelétricas e termelétricas – nucleares, movidas a carvão, a gás natural ou a óleo combustível) que passaram a fornecer energia abundante e barata [30]. Com isto, os sistemas de cogeração foram aos poucos perdendo sua importância. Já no início da década de 70, a cogeração produzia apenas 3% da eletricidade gerada nos Estados Unidos.

As crises do petróleo em 1973/74 e 1979/80, o aumento do preço do petróleo que elas acarretaram e os crescentes protestos dos ambientalistas contra as formas

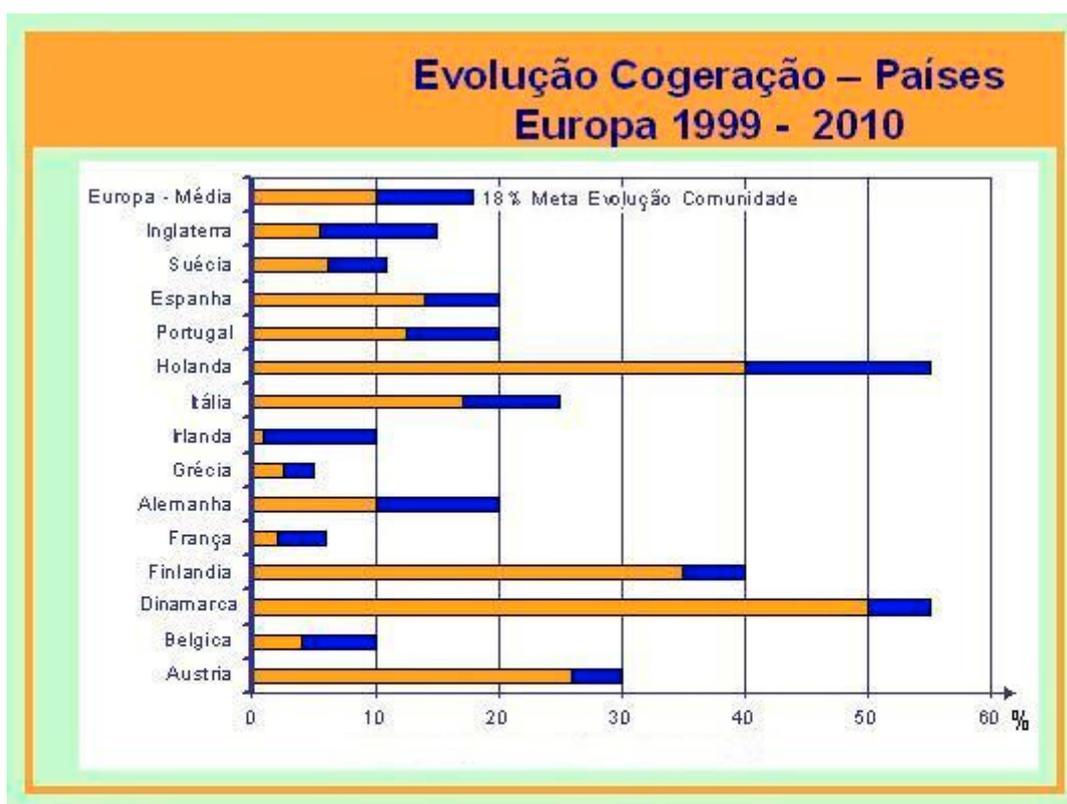
de geração de energia nuclear fizeram com que os sistemas de cogeração e aquecimento central recebessem um novo incentivo. Isto ocorreu especialmente nos Estados Unidos, onde o baixo preço do gás natural apresentou uma atraente alternativa para a geração de energia.

Em 1978, o governo americano estabeleceu o PURPA (*Public Utilities Regulatory Policy Act*), legislação que incentivou a geração descentralizada, principalmente a cogeração. O PURPA é considerado um dos primeiros passos para a introdução da competição na geração de energia elétrica nos Estados Unidos [71]. Segundo suas normas, as concessionárias foram obrigadas a adquirir o excesso de energia produzida pelas centrais distribuídas (como as centrais de cogeração), com base na conceituação de custos evitados pelas concessionárias [72]. As centrais distribuídas, entretanto, não podiam vender a energia disponível diretamente aos consumidores. O PURPA vigorou até 1983 na forma como foi criado e abriu espaço para a expansão da cogeração e outras formas de geração de energia a partir de fontes renováveis [34].

Atualmente na Dinamarca, um dos países com a melhor qualidade de vida do mundo, qualquer projeto de implantação de novas usinas geradoras deve ser de sistemas de cogeração ou de sistemas que utilizem fontes de energia alternativa (como a energia solar e a energia eólica). Lá existem diversas centrais distritais de cogeração que suprem a necessidade de produção de energia elétrica e de aquecimento de residências (produção de água quente).

Em 2004, o então diretor executivo da WADE (*World Alliance for Decentralized Energy*), Michael Brown, esteve no Brasil para participar de um workshop sobre cogeração [30]. Segundo Michael Brown, em países europeus como Dinamarca, Finlândia e Holanda, a cogeração tem uma participação significativa na matriz

energética destes países, podendo este índice chegar até a 50%. Brown também ressaltou que até 2010 a Europa espera alcançar uma participação da cogeração de 18%. A evolução da cogeração em alguns países europeus pode ser vista, através da sua participação percentual, no gráfico da Figura 1.1 [30]. Neste gráfico são mostrados valores relativos ao ano de 1999 (em amarelo) e a meta que estes países pretendem alcançar em 2010 (em azul). O mesmo também é mostrado para toda a Europa, com o valor percentual de participação da cogeração em 1999 (em vermelho) e a meta para 2010 (em preto). Concretamente, no início de 2004, a União Européia aprovou uma política vigorosa de incentivo aos sistemas de cogeração.



- Participação Percentual atual da cogeração em cada país (em 1999)
- Meta da Participação Percentual da cogeração (em 2010) (segundo a meta da Comunidade Européia)

Figura 1.1 - Evolução da cogeração em alguns países da Europa

Segundo dados da WADE, em 30 de setembro de 2006 existiam 26 projetos de cogeração registrados no Brasil [70]. Segundo registros da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), no ano de 2005 existiam 46 plantas de cogeração em operação totalizando 958 MW, entre estas 22 plantas utilizando gás natural com capacidade instalada de 285 MW [75]. Somente no estado de São Paulo existiam, neste mesmo ano, 31 plantas de cogeração em operação, totalizando 715 MW, entre estas 13 plantas utilizando gás natural no total de 240 MW.

Desde a década de 80 as nações ocidentais claramente têm buscado adequar e equilibrar suas matrizes energéticas, reduzindo assim a dependência do petróleo. Além disso, a partir desta década, o uso racional da energia foi aumentando progressivamente sua importância para os países, com o interesse pelos sistemas de cogeração crescendo cada vez mais.

## 1.4 Considerações sobre os sistemas de cogeração e suas aplicações

Em todos os países do mundo os sistemas de cogeração atuais têm algumas de suas características básicas diferenciadas quando comparadas com os sistemas mais tradicionais [67]. Numa análise mais geral, podemos registrar duas eras da cogeração, como mostra a Tabela 1.1 abaixo.

Tabela 1.1 - Objetivos da cogeração tradicional e da cogeração moderna

	<b>Cogeração Tradicional</b>	<b>Cogeração Moderna</b>
<b>Motivação Básica</b>	Auto-suficiência de energia elétrica	Venda de excedentes e redução de emissões
<b>Equipamento 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

As Figuras 1.2 e 1.3, a seguir, mostram os equipamentos de dois diferentes sistemas de cogeração para ilustrar, respectivamente, a cogeração do tipo tradicional e a cogeração moderna.



Figura 1.2 - Casa de força do sistema de cogeração de uma usina de açúcar  
(exemplo de cogeração tradicional)



Figura 1.3 - Unidade de cogeração com microturbina a gás (exemplo de cogeração moderna)

Os sistemas de cogeração são aplicados em diferentes áreas de atividade, tanto no setor industrial quanto no setor terciário [1].

No setor industrial, a cogeração pode ser utilizada, por exemplo, nas indústrias química, petroquímica (refinaria e pólo petroquímico) e farmacêutica, na indústria de alimentos e bebidas, na indústria de papel e celulose, na indústria têxtil, na indústria

de vidro, na indústria de cimento, na indústria de cerâmica, na siderurgia, na indústria sucroalcooleira [30].

No setor terciário (setor de comércio e serviços) pode ser utilizada em *shopping centers*, centros comerciais, supermercados, hospitais, lavanderias e tinturarias, clubes desportivos, prédios públicos, grandes condomínios, etc.

Em todos estes setores, a cogeração representa uma importante medida de conservação de energia, com fornecimento de energia confiável.

Os usuários que alcançam a maior rentabilidade investindo na implementação de sistemas de cogeração são aqueles que apresentam regime de operação de 24 horas, com consumo intensivo de eletricidade e calor [26].

Para usuários que necessitem de utilização intensa de calor e/ou frio no seu processo produtivo, a cogeração deve, portanto, ser utilizada em larga escala. Utiliza-se o calor dos gases de descarga para gerar vapor e para sistemas de ar-condicionado a partir da ação das máquinas de absorção (*chillers*) a base de brometo de lítio ou de amônia. Esses usuários também utilizam o vapor e/ou a água quente para o aquecimento de ambientes, em cozinhas, em lavanderias, em centros cirúrgicos de hospitais e em outras aplicações visualizadas pelos usuários.

## **1.5 Considerações econômicas**

Para a verificação da viabilidade da implantação de um sistema de cogeração deve ser encomendada, pelo provável usuário deste sistema, uma detalhada análise técnico-econômica do empreendimento [29]. Somente quando a análise revelar reduções substanciais nos custos de energia, a cogeração poderá ser considerada uma boa opção.

Na análise econômica devem ser considerados os seguintes pontos [67]:

- Custos de instalação, operação e manutenção da planta de cogeração;
- Tarifas de energia elétrica praticadas pelas concessionárias (atuais e futuras) e custos para a produção de energia elétrica;
- Custos para a produção de energia térmica (calor);
- Preço e disponibilidade do combustível escolhido;
- Incentivos fiscais;
- Retorno financeiro.

Num projeto de uma planta de cogeração devem ser verificados também os custos iniciais e deduções, tais como [7]:

- Custo inicial do sistema de cogeração, incluindo custos com os equipamentos auxiliares (caldeiras, trocadores de calor, unidades de absorção (*chillers*), bombas, controladores, etc.);
- Dedução do custo inicial dos equipamentos substituídos pelo sistema de cogeração (caldeiras convencionais, *chillers* elétricos, geradores de emergência, *no-breaks*, etc.);
- Diminuição do custo com equipamentos correlatos (cabos, chaves, etc.), tais como os utilizados na subestação elétrica, que se torna menor com a opção da cogeração.

Na análise econômica de um projeto de cogeração é incluído não só o capital investido neste empreendimento, mas também a taxa de juros para o seu financiamento, a correção monetária, os prazos de carência e os incentivos (depreciação acelerada, impostos, etc.). Devem ser comparados os custos totais com o projeto de cogeração, por um prazo determinado (geralmente 20 anos), com os custos que este provável usuário da cogeração teria, neste mesmo período, se utilizasse a energia elétrica fornecida diretamente pela concessionária de energia.

Indicadores como o TIR (taxa interna de retorno) e o prazo de amortização são calculados.

Quanto maior a capacidade da cogeração no suprimento de energia elétrica ou térmica para produção de um determinado produto por parte do usuário, maior a viabilidade econômica para a instalação de uma planta de cogeração [7].

## **1.6 Vantagens da cogeração**

Os sistemas de cogeração vêm atraindo cada vez mais investidores, pois estes sistemas têm duas vantagens características: a primeira é o seu alto rendimento, o que o torna um investimento interessante no contexto da relação Combustível *versus* Energia Gerada; a segunda é a característica descentralizadora que este tipo de geração apresenta [7].

Para podermos entender melhor o alto rendimento de uma planta de cogeração, vamos primeiramente descrever como funciona um sistema convencional de geração de energia termelétrica [33]. Nestes sistemas, pode-se fazer tanto a queima de combustíveis fósseis, como por exemplo, carvão mineral, óleo diesel ou gás natural, como também a queima de combustíveis alternativos como biomassa e combustíveis sólidos e líquidos, estes muitas vezes oriundos do próprio processo industrial do usuário da cogeração.

A operação de um gerador termelétrico se baseia na queima do combustível para a produção de vapor. Este vapor, sob alta pressão, é utilizado para acionar turbinas que geram energia elétrica. Já verificamos que, por maior que seja a eficiência de um gerador termelétrico tradicional, a maior parcela da energia contida no combustível é transformada em calor e perdida para o meio ambiente. Na Figura

1.4 observa-se como a energia disponibilizada pelo combustível utilizado é subdividida após o funcionamento de um gerador termelétrico.

## Gerador Termelétrico

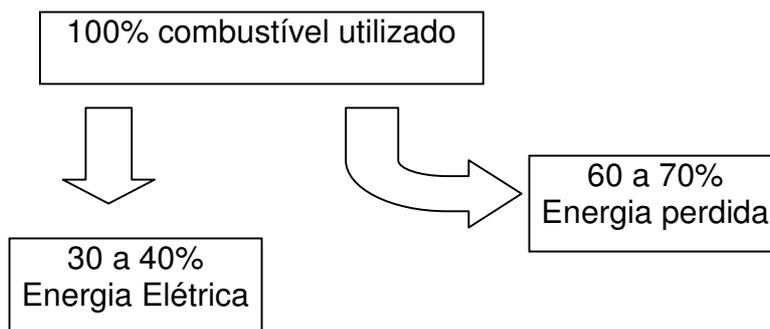


Figura 1.4 - Geração de energia tradicional

Já num sistema de cogeração, o calor excedente referido que seria perdido da queima do combustível é utilizado para gerar vapor em pressões mais baixas, aumentando assim a eficiência do processo em até três vezes. Na Figura 1.5 observa-se que, com o uso da cogeração, o esquema de geração (mostrado anteriormente na Figura 1.4) se modifica, sendo bem menor a energia perdida no processo de conversão. Muitas indústrias e prédios comerciais necessitam de calor, na forma de vapor, para seus processos de trabalho (esterilização de equipamentos médicos ou uso do CO<sub>2</sub> resultante da combustão, por exemplo), para produção de água gelada para sistemas de ar-condicionado central, para produção de água quente, etc. A vantagem dessa solução é que o consumidor economiza o combustível que necessitaria queimar para produzir o calor necessário aos processos de aquecimento ou resfriamento de água.

## Gerador com Cogeração

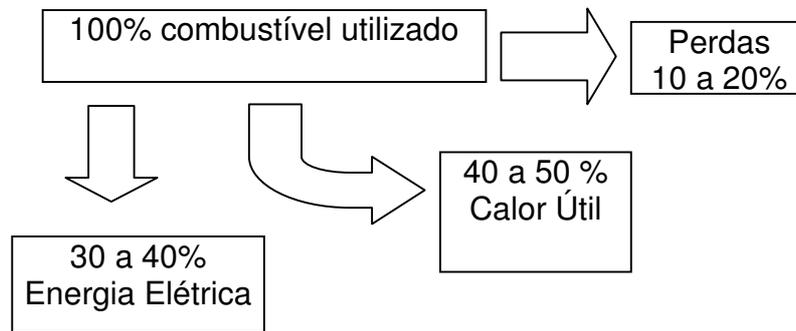


Figura 1.5 - Geração de energia no processo da cogeração

A descentralização da geração através dos sistemas de cogeração é uma de suas características fundamentais, já que a energia térmica produzida neste processo deve ser aproveitada em um local próximo a sua geração. Esta proximidade deve-se ao fato de tanto a água quente como o vapor não poderem ser transportados a longas distâncias, sem que suas perdas sejam significativas e inviabilizem a sua utilização. A cogeração protege o seu usuário contra falhas e restrições no fornecimento, não dependendo então das concessionárias [31]. Ela melhora a disponibilidade e a confiabilidade energética.

Quando comparada aos sistemas tradicionais de geração de eletricidade, a cogeração apresenta economia de investimentos em transmissão e distribuição de energia elétrica [30]. Sendo a instalação da planta de cogeração próxima da unidade consumidora da energia, não há necessidade de longas linhas de transmissão, reduzindo assim as perdas de transmissão e de correntes de fuga. O prazo de implantação da cogeração é reduzido, se comparado com o prazo para implantar um sistema tradicional de geração de energia elétrica. Além disso, como a eficiência do processo na cogeração é elevada, é necessário menos combustível para se gerar a

mesma quantidade de energia. Com isso, reduz-se a emissão de gases nocivos (CO<sub>2</sub>) na atmosfera, diminuindo o efeito estufa.

Um sistema de cogeração bem instalado é um investimento vantajoso [31]. Quando bem aplicado, reduz os custos de energia de 30% a 80%.

## **1.7 Tipos de ciclos termodinâmicos e de cogeração**

A cogeração é um processo seqüencial, ou seja, a energia desperdiçada em forma de calor é utilizada para entrada no processo seguinte. Com isso, os sistemas de cogeração são classificados em dois grandes grupos: *Topping System* ou *Bottoming System*, dependendo do que é produzido primeiro: calor ou trabalho [7].

Mas antes de classificar os tipos de cogeração, se faz necessário classificar os tipos de ciclos termodinâmicos existentes. Isto porque, nesta descrição dos tipos de ciclos, descreveremos o ciclo combinado que pode ser usado na cogeração utilizando, simultaneamente, as configurações *Topping System* e *Bottoming System*.

### **1.7.1 Tipos de ciclos**

Os tipos principais de ciclos termodinâmicos para configurações de centrais de cogeração utilizando turbinas e caldeiras, são [1]:

- Ciclo Rankine (ou de vapor);
- Ciclo Brayton (ou da turbina a gás);
- Ciclo combinado
- Ciclo diesel

A Figura 1.6 mostra um exemplo de cada tipo de ciclo termodinâmico listado acima.

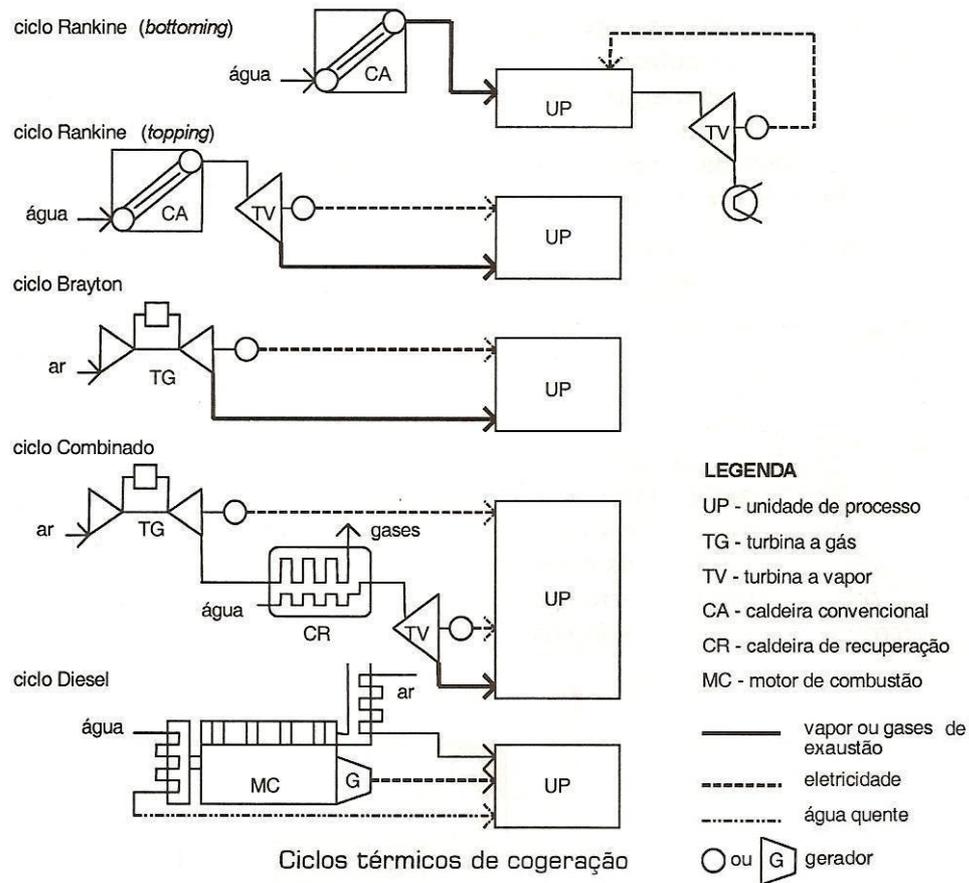


Figura 1.6 - Tipos de ciclos termodinâmicos

### 1.7.1.1 Ciclo Rankine

Este tipo de ciclo termodinâmico, conhecido também como ciclo de vapor, baseia-se no aproveitamento térmico de um combustível para a produção de vapor [5].

Normalmente utiliza-se no ciclo Rankine uma caldeira, uma turbina a vapor, uma bomba e um condensador. Para aumentar a eficiência do ciclo, foi criada uma outra configuração do ciclo Rankine que utiliza também o vapor reaquecido em sua operação.

### 1.7.1.2 Ciclo Brayton

Este outro tipo de ciclo é também conhecido como ciclo de turbina a gás. Neste ciclo, um conjunto de geradores é acoplado a três equipamentos principais: compressor, câmara de combustão e turbina a gás (sendo a turbina a gás, na verdade, o conjunto destes três) [5]. O ar é aspirado pelo compressor e depois é enviado para a câmara de combustão da turbina, onde é misturado com o gás natural (o combustível utilizado). Após a combustão da mistura, gases de alta temperatura são encaminhados à turbina a gás. Durante a expansão destes gases, é gerada energia mecânica. Com o eixo da turbina conectado ao compressor e ao gerador elétrico, o conjugado mecânico gerado tanto aciona o compressor de ar do ciclo quanto produz trabalho líquido.

Existem formas de maximizar a produção de trabalho da turbina a gás, ajustando-se as temperaturas em diferentes etapas do ciclo.

### 1.7.1.3 Ciclo combinado

O ciclo combinado nada mais é do que a associação em série dos ciclos Brayton e Rankine [5]. A configuração mais utilizada do ciclo combinado é aquela em que se acoplam turbinas a gás com caldeiras de recuperação (como unidade superior – *Topping*) e turbinas a vapor (como unidade inferior – *Bottoming*) [1].

Existem três opções de utilização do ciclo combinado num sistema de cogeração, sendo elas diferentes na forma como se faz a recuperação do vapor (que pode ocorrer antes ou depois da turbina a vapor). Estas configurações, utilizando o ciclo combinado, são [5]:

- Contrapressão: Nesta configuração são utilizadas turbinas a vapor de contrapressão. O valor mínimo da pressão até a qual o vapor é expandido

deve variar de 0,2 a 1,0 MPa, sendo este valor de pressão muito superior ao da pressão mínima dos ciclos de condensação que possuem pressão negativa de expansão do vapor, criando vácuo dentro dos condensadores. Na configuração utilizando turbinas de contrapressão, a pressão superior de saída é necessária para fazer com que o vapor possua energia suficiente para atender às necessidades térmicas do processo. A configuração de contrapressão possui uma limitação operacional, já que a unidade de geração termelétrica tem seu regime produtivo determinado pela demanda de vapor do processo. Se esta demanda não existir, o ciclo de potência a vapor não irá operar, porque a turbina a vapor não terá onde descarregar o vapor expandido.

- **Extração:** Nesta configuração, a turbina a vapor tem um condensador que consegue operar na capacidade máxima do ciclo, como ocorre em um sistema com a condensação tradicional. Mas quando opera em um sistema de cogeração, somente uma parte pequena do vapor é condensada. Para atender a demanda do processo por vapor, ele é extraído (“sangrado”) em grande quantidade da turbina, em níveis de pressão diferentes, antes que todo o trabalho de expansão seja realizado. Utilizam-se para isto turbinas de extração e condensação. Operando desta maneira, o ciclo combinado oferece uma flexibilidade maior de produção de geração termelétrica, já que não se vincula a demanda de calor ao processo. Existe, porém, a desvantagem de se usar a opção de extração, pois o investimento em um condensador é alto e a sua utilização baixa, podendo fazer com que a opção pela contrapressão seja escolhida.

- Extração de vapor da caldeira de recuperação: Observa-se que, com o crescimento da demanda de vapor pelo processo, pode ser necessária a extração de vapor diretamente na caldeira de recuperação. Por isto foi criada esta opção, onde não há a realização de trabalho na turbina durante a extração do vapor.

Em um sistema de cogeração utilizando máquina térmica com ciclo combinado, pode-se aplicar uma das opções descritas acima para a captação de vapor, ou uma combinação delas. O que determina esta escolha, feita pelo usuário da cogeração, são três fatores: a limitação de investimento financeiro, a flexibilidade operacional e a compatibilidade com o processo produtivo deste usuário.

#### **1.7.1.4 Ciclo diesel**

O ciclo diesel tem elevada produção eletro-mecânica e baixa capacidade de produção térmica (água e ar quente) [1].

Tradicionalmente, o ciclo diesel é utilizado em motores de grandes potências, grandes dimensões e de poucas rotações por minuto. Os motores de ciclo diesel são utilizados, por exemplo, em embarcações marítimas, locomotivas, caminhões e geradores [68]. Dentre esses motores, existem os de ciclo de dois tempos (principalmente os utilizados em navios e caminhões) e, também, os de ciclo de quatro tempos (utilizados em automóveis) [40].

Motores de ciclo diesel são alimentados por meio de injeções diretas. Existem dois tipos de injeções diretas: a injeção pneumática (atualmente não mais utilizada) e a injeção mecânica (tipo mais utilizado). Na injeção mecânica, são usadas bombas mecânicas para injetar o combustível na câmara de combustão. As bombas podem ser unitárias por motor ou múltiplas, com o seu cilindro, ou conjunto de cilindros, possuindo bomba independente.

### 1.7.2 Sistema *Topping*

Nos sistemas *Topping* a geração de energia elétrica (sistema eletromecânico) antecede a produção de vapor (sistema térmico). Com isso o calor rejeitado da queima do combustível, que foi utilizado para a produção da eletricidade, é aproveitado para um processo industrial (aquecimento, água quente, água gelada).

A Figura 1.7 mostra o esquema que representa o Sistema *Topping*.

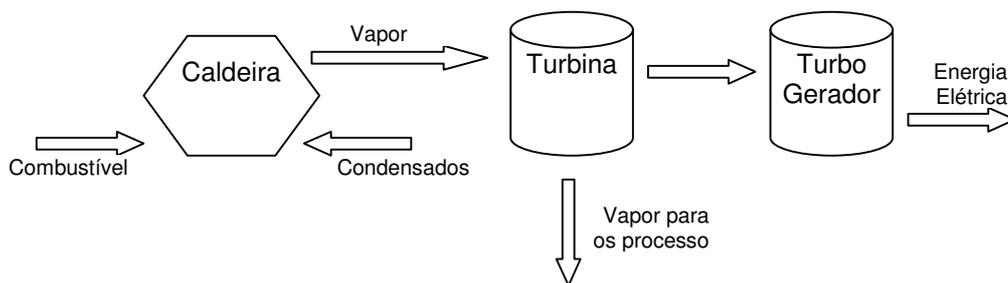


Figura 1.7 - Sistema *Topping*

### 1.7.3 Sistema *Bottoming*

Nos sistemas *Bottoming*, o calor da queima do combustível é primeiramente utilizado para um processo térmico qualquer da indústria (sistema térmico). O calor rejeitado deste processo é aproveitado em uma caldeira recuperadora para gerar vapor que irá acionar uma turbina ou um turbogerador, para produção de energia elétrica (sistema eletromecânico). A Figura 1.8 mostra o esquema que representa o Sistema *Bottoming*.

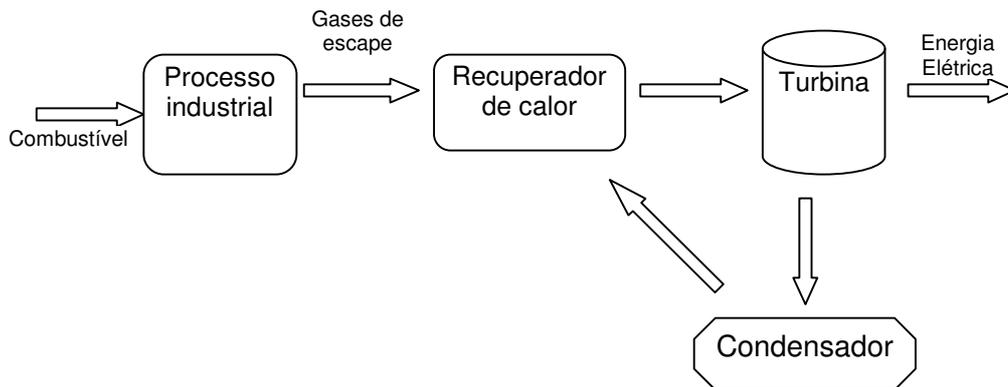


Figura 1.8 - Sistema *Bottoming*

Na cogeração, usualmente, utilizam-se sistemas do tipo *Topping System*. Isto porque o calor rejeitado do processo industrial, em geral, se encontra a uma temperatura relativamente baixa, o que dificulta a produção do vapor que será utilizado para o acionamento da turbina e posterior geração de energia elétrica.

Os sistemas do tipo *Bottoming* são geralmente utilizados quando dentro da indústria já se dispõe de um processo (sistema térmico) que forneça uma quantidade importante de calor residual, sob temperaturas altas. Assim, este calor poderá ser aproveitado como explicado acima.

Sistemas de cogeração com turbinas a vapor e turbinas a gás realizam a produção de energia elétrica em dois ciclos, primeiramente em turbinas (ou motores) a gás e depois em turbinas a vapor [7]. O vapor gerado nas caldeiras de recuperação é parcialmente utilizado em turbinas a vapor, com extração do vapor de baixa pressão para um determinado processo. Podemos ver na Figura 1.9 um exemplo de sistema de cogeração com turbina a vapor e turbina a gás. Este tipo de sistema é particularmente interessante no caso onde o uso de vapor é intermitente, sendo o mesmo empregado na geração de mais energia elétrica quando da baixa utilização do vapor no processo.

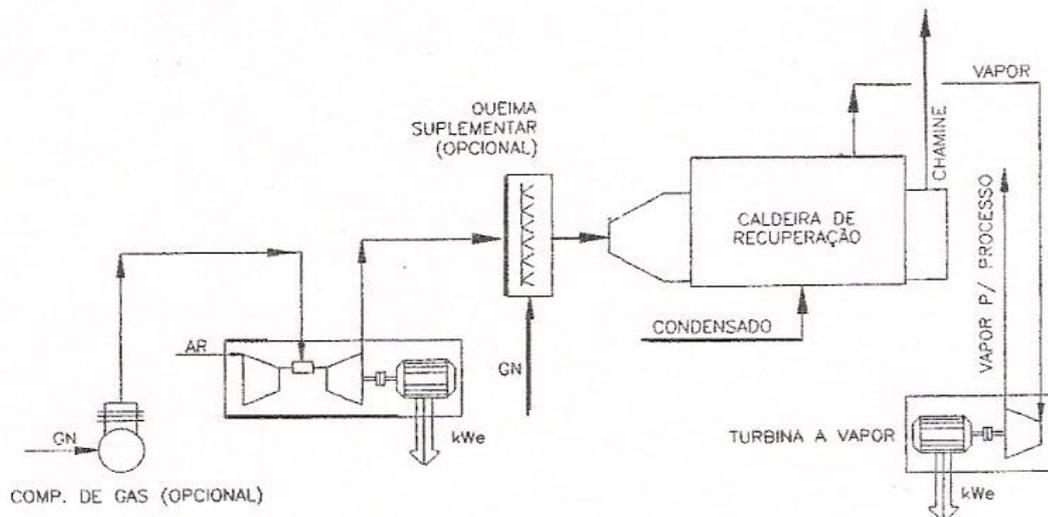


Figura 1.9 - Exemplo de sistema de cogeração com turbinas a vapor e a gás

## 1.8 Turbina a gás X Motor a gás

Uma decisão que deve ser tomada durante o projeto de uma planta de cogeração é a decisão sobre a utilização de motores ou turbinas a gás. Várias considerações devem ser tomadas para esta decisão. Na Tabela 1.2, listamos algumas delas [27].

Tabela 1.2 - Comparação da turbina a gás com o motor a gás

<b>Turbina a gás</b>	<b>Motor a gás</b>
Menor eficiência	Maior eficiência
Baixa eficiência em carga parcial	Maior eficiência em carga parcial
Menores custos de operação e manutenção em operação contínua a gás	Custos de operação e manutenção maiores em operação contínua a gás
Maior produção de vapor	Prazo de entrega menor
Maior pressão de gás: 15 bar	Menor pressão de gás: 4 bar

Uma turbina a gás tem uma menor eficiência do que um motor a gás correspondente. O rendimento das turbinas diminui consideravelmente quando estão operando a cargas parciais e elas necessitam de uma maior pressão de gás para operarem. No entanto, como foi citado acima, os custos de operação e manutenção

dos motores a gás são superiores aos custos das turbinas equivalentes. Outra vantagem dos motores a gás é o seu prazo de entrega menor, o que os torna uma opção interessante para o projeto de uma planta de cogeração; isso além da exigência menor em termos de pressão de vapor, o que é importante para um projeto de pequeno a médio porte.

Como podemos perceber pelas diferenças entre turbinas e motores a gás, cada um é mais competitivo para um tipo distinto de operação [27]. Estas diferenças são listadas a seguir.

### **1) Motores a gás:**

- **Produção de energia elétrica apenas** - devido a sua maior eficiência elétrica.
- **Produção conjunta de energia e água quente** – obtida a partir da temperatura dos gases de exaustão.
- **Alta temperatura ambiente e/ou altitude** – Os motores praticamente não mudam suas características para altitudes de até 1000m e temperaturas de até 35 °C
- **Operação com carga variável** – as perdas são relativamente pequenas com cargas parciais.

### **2) Turbina a gás:**

- **Produção conjunta de eletricidade e vapor** – obtida pela sua elevada temperatura dos gases de exaustão.

Na Figura 1.10 é exibido um gráfico mostrando a eficiência elétrica de um motor e uma turbina a gás com cargas variáveis [27].

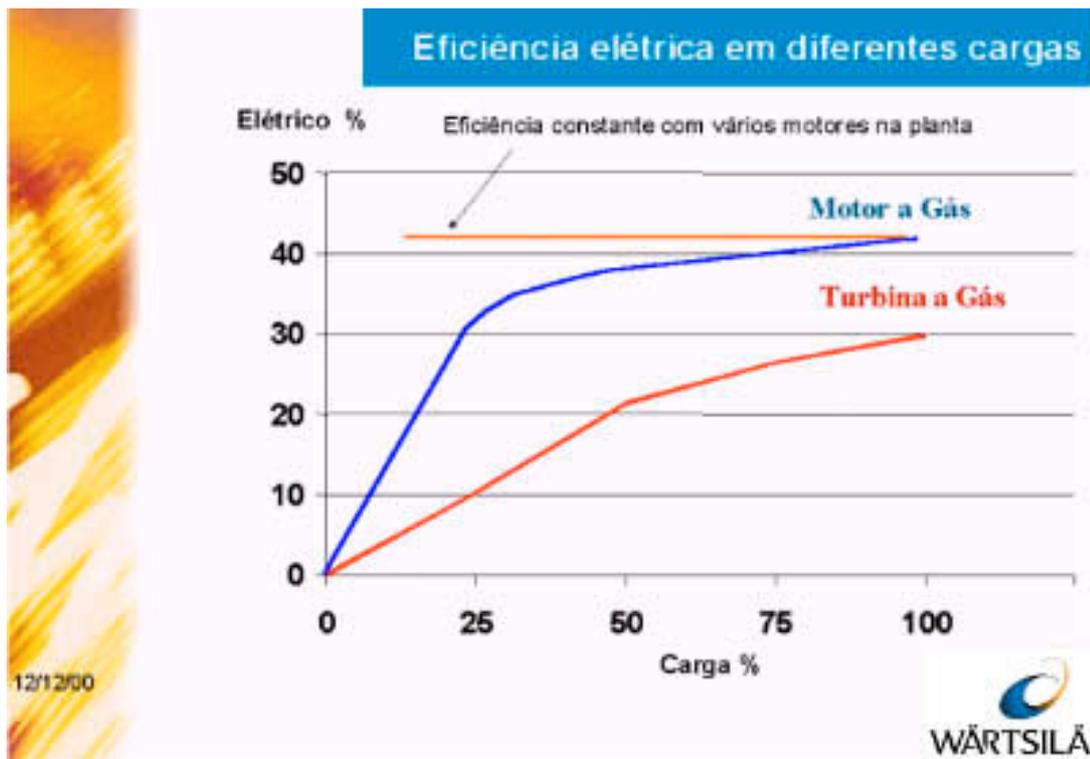


Figura 1.10 - Eficiência elétrica sob diferentes carregamentos utilizando turbina a gás e motor a gás; Fonte: Wärtsilä

A Organização Internacional para Padronização (*International Organization for Standardization* – ISO) é uma entidade que regulamenta a padronização e a normalização de 158 países, estabelecendo padrões para medições que devem ser seguidas por eles em procedimentos técnicos de diversas áreas. Sendo assim, medidas efetuadas seguindo estes padrões são medidas feitas nas chamadas condições ISO. Verificaremos na Tabela 1.3 suas condições ISO referentes a motores e turbinas a gás, pois este será mais um aspecto para a decisão entre a escolha de um destes equipamentos. Logo depois, listaremos suas perdas fora dessas condições [27].

Tabela 1.3 - Condições ISO de operação para motores a gás e turbinas a gás

<b>Condições ISO</b>	
<b>Motores a gás</b>	<b>Turbinas a gás</b>
Temperatura 25 °C	Temperatura 15 °C
Altitude 1000 m	Nível do mar
Umidade relativa 60%	Umidade relativa 60%

### **Perdas em condições reais:**

#### **1) Motores a gás**

- **Potência**
  - -0,4% / °C, acima de 25 °C
  - -1% / 100 m, acima de 1000 m
- **Eficiência**
  - Perda desprezível até 35 °C

#### **2) Turbinas a gás**

- **Potência**
  - -1% / °C, acima de 15 °C
  - -1,2% / 100 m, acima do nível do mar
- **Eficiência**
  - -0,2% / °C, acima de 15 °C

Como as condições brasileiras típicas são 25 °C e 1.000 m, percebemos que as turbinas a gás perdem 22% da sua potência e 2% da sua eficiência; o que conduz a um maior preço do MW produzido e um maior consumo de combustível. Por este motivo, o local da instalação da planta de cogeração deve ser avaliado com cuidado, assim como a escolha entre motores ou turbinas.

## 1.9 Cogeração com gás natural

### 1.9.1 Introdução

A cogeração, como já foi citada neste capítulo, é um processo que produz simultaneamente energias térmica e elétrica, a partir de uma única fonte de combustível, e apresenta eficiência semelhante, se comparada com outros processos tradicionais de geração de energia. A energia elétrica produzida pelo processo da cogeração é confiável e tem baixo custo. Atualmente, um dos combustíveis mais utilizados neste processo é o gás natural, considerado uma fonte de energia limpa [28].

O uso da cogeração faz com que as indústrias e as unidades comerciais não precisem depender do fornecimento de uma concessionária de energia. Os usuários que necessitem de um fornecimento de energia sempre contínuo e ininterrupto como hospitais, hotéis, *shopping centers*, indústrias e outros, têm na cogeração uma ótima opção. Este tipo de instalação permite a ligação em paralelo com a rede da concessionária, também podendo transferir o excedente de energia produzida por ela à rede, diminuindo assim os seus custos operacionais [31].

Os consumidores interessados em implementar a cogeração utilizando gás natural devem estar situados nas proximidades das redes de distribuição. Quando se situam muito longe dos gasodutos, isto praticamente inviabiliza o projeto, devido ao alto custo de implantação dos dutos. A confiabilidade do abastecimento de gás natural também é um fator muito importante nesta escolha [6]. Em estudos preliminares da implantação de uma central de cogeração a gás, analisa-se o custo atual do gás, comparando-se com os custos do uso da energia elétrica da concessionária [32]. Especialmente para empresas que consomem muita energia no

horário de ponta, a opção pela cogeração pode ser mais vantajosa, pois a energia fornecida pela concessionária neste horário é mais cara. Num projeto de cogeração, várias características do consumidor que pretende implantá-la devem ser analisadas, tais como: a sua demanda energética, a proporção de calor-eletricidade requerida pelos processos, a evolução dos consumos, a carga média, as horas de operação diária [31].

Se compararmos o número de instalações de cogeração com gás natural em operação nos países desenvolvidos com o número existente no Brasil, vemos que o nosso país ainda possui poucas operando; mas o número de instalações de cogeração com gás natural vem crescendo a cada ano. Inclusive já conta com linhas de financiamento oferecidas para a sua implementação.

A Central de Cogeração Infoglobo é um exemplo de sistema de cogeração utilizando gás natural. Para citar outros exemplos de empresas no Brasil que também possuem cogeração com gás natural, temos os centros comerciais Ilha Plaza Shopping e Norte Shopping, a fábrica da Brahma e a Central Globo de Produção (Projac), todas estas empresas no estado do Rio de Janeiro, o pólo petroquímico da Copene, na Bahia, a Petrobras Asfor, no Ceará, a fábrica da Coca-Cola e a fábrica da cerveja Kaiser, ambas no estado de São Paulo [28]. No capítulo 5 deste projeto final serão detalhados exemplos de cogeração já em operação.

Dedicaremos este item do projeto ao assunto gás natural. Serão citadas as suas origens, suas características, o seu uso em turbinas e motores, além de outros assuntos de relevância.

### **1.9.2 O gás natural como uma alternativa**

A partir da revolução industrial, quando as máquinas começaram a ser usadas em larga escala, inicia-se a utilização de diversos tipos de fontes de energia. Houve

uma conscientização, principalmente a partir da crise do petróleo na década de 70, de que novas fontes de energia deveriam surgir, já que as normalmente utilizadas teriam um fim em médio prazo. Os combustíveis mais usados, até então, eram o carvão natural e o petróleo. As novas fontes deveriam possuir ainda custos razoáveis e eficiência compatível com a daquelas já largamente usadas, adicionando-se também a necessidade do uso racional da energia e da preservação do meio ambiente. Por tudo isto, o gás natural se destacou mundialmente como um combustível capaz de substituir os outros satisfatoriamente, em muitos casos.

No Brasil, observa-se que o gás natural vem crescendo em importância na matriz energética [44]. Sua participação na matriz energética brasileira era de 0,9% em 1981 e de 3,1% em 1990. No ano de 1999, ele foi o energético com a maior taxa de crescimento de consumo no país, cresceu 15,8% em relação ao ano anterior. Depois de uma década esta participação subiu para 5,4% em 2000. Já em 2004, a sua participação chegou a 8,9% da matriz. No Plano Pluri-Anual, o governo federal estabeleceu uma meta de participação de 11% do gás natural na matriz energética brasileira para o ano de 2010. Segundo dados da Petrobras, o consumo em 2006 era cerca de 43 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural por dia.

Paralelamente aos esforços de reduzir a dependência do petróleo importado, a disponibilidade de gás aumentou. Isto ocorreu devido a um melhor aproveitamento de parte das reservas nacionais associadas à extração de petróleo, e também pela importação de gás natural dos países do Cone Sul (membros: Chile, Argentina, Uruguai, Paraguai e Brasil). Uma rede de gasodutos foi implantada para interligar o nosso país com a Bolívia, a Argentina e o Uruguai, desde o fim da década de 90.

### 1.9.3 Origem e características do gás natural

Os reservatórios de gás natural se encontram em rochas porosas que ficam no subsolo. O gás é basicamente matéria orgânica, que foi submetida a diversos processos e sofreu transformações na natureza por milhares de anos. Este gás pode estar, ou não, associado ao petróleo [43].

O chamado gás associado encontra-se dissolvido no óleo bruto ou em uma capa de gás no reservatório. Quanto se produz o óleo, obrigatoriamente, se produz o gás. O gás não-associado possui uma quantidade de óleo muito pequena, estando quase isento dele. Direciona-se a produção deste gás não-associado para o mercado de gases combustíveis.

Já que existem dois tipos de gás natural (associado e não-associado), sua composição química varia conforme o seu tipo, e também, varia dependendo se este gás já foi processado em unidades industriais. Em ambos os tipos, ele é composto basicamente de metano (aproximadamente 90%), propano (menos de 6%), etano (menos de 10%) e hidrocarbonetos de maior peso molecular (em pequenas proporções) [2]. Possui baixos teores de substâncias contaminantes como o nitrogênio, o gás carbônico e compostos de enxofre, e pouca quantidade de água [73].

O gás natural deve seguir as seguintes especificações técnicas para o consumo [45]:

- Poder calorífico superior (PCS) a 20 °C e 1 atm: 8.000 a 12.500 kcal / m<sup>3</sup>;
- Densidade relativa ao ar a 20 °C e 1 atm: 0,54 a 0,82;
- Teor de Gás Sulfídrico (H<sub>2</sub>S): 20 mg / m<sup>3</sup> (máximo);
- Teor de Enxofre (H<sub>2</sub>S e enxofre mercaptídico): 80 mg / m<sup>3</sup> (máximo);
- Teor de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>): 2% do volume (máximo);

Obs.: Para as regiões Norte e Nordeste admite-se o valor de 3,5%.

- Teor de Inertes: 4% do volume (máximo);

Obs.: Para as regiões Norte e Nordeste admite-se o valor de 6%.

- Teor de Oxigênio (O<sup>2</sup>): 0,5% do volume (máximo);
- Ponto de orvalho de água a 1 atm: – 45 °C (máximo);

Obs.: Para as regiões Norte e Nordeste admite-se o valor de – 39 °C.

- Ser isento de: poeira, água condensada, odores objetáveis, gomas, elementos formadores de goma, glicóis, hidrocarbonetos condensáveis, compostos aromáticos, metanol ou outros elementos sólidos ou líquidos (que possam interferir com a operação dos sistemas de transporte e distribuição e a utilização pelos consumidores);
- Deve ser transportado sem adição de odorante, exceto quando requerido por normas de segurança aplicáveis, mas é obrigatória a presença de odorante na distribuição.

Estas especificações técnicas foram estabelecidas no Regulamento Técnico ANP nº 001/98, Portaria nº 41, da Agência Nacional do Petróleo, em 15 de abril de 1998.

O gás natural tem diversos usos, sendo utilizado:

- Como combustível na área de transportes (sendo substituto da gasolina, álcool e diesel);
- Como fonte de energia primária, na geração de eletricidade em termelétricas e em centrais de cogeração (para a geração de eletricidade e de vapor);
- Como fonte de energia secundária, nos setores residencial (no fogão, no chuveiro), comercial, agropecuário, público e industrial (em aquecimento direto ou calor de processo);

- Como matéria prima nas indústrias de fertilizantes, química, petroquímica e siderúrgica (como redutor siderúrgico na fabricação de aço).

Na Figura 1.11 podemos ver, em forma gráfica, a evolução do uso do gás natural no Brasil em diversos setores, de 1990 a 2004 [69].

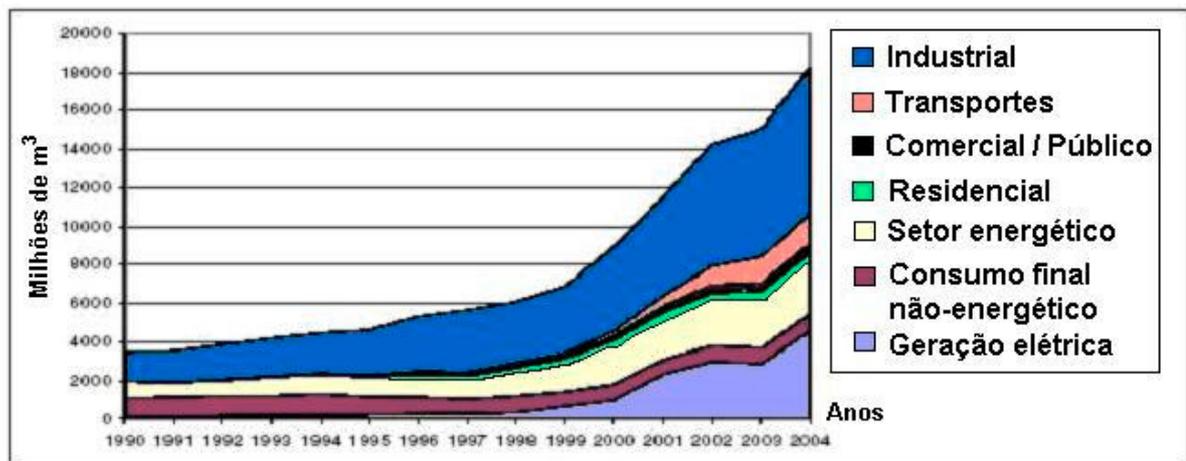


Figura 1.11 - Usos principais do gás natural no Brasil [75];

#### 1.9.4 Vantagens da utilização do gás natural

Existem muitas vantagens no uso do gás natural como combustível, para todos os seus diferentes tipos de usuários. Algumas destas são econômicas, mas as que mais se destacam estão ligadas à melhoria dos padrões ambientais. O gás natural é considerado um combustível versátil, econômico e de caráter não poluente.

A preocupação com a poluição atmosférica e com a preservação do meio ambiente é cada vez maior, não só no Brasil, mas em todo o mundo. Dos poluentes que são mais prejudiciais à qualidade do ar, temos o monóxido de carbono (CO), os óxidos de enxofre (SO<sub>x</sub>), os óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>) e o material particulado. Eles causam muitos danos à saúde da população, causando problemas respiratórios e também a corrosão de prédios e monumentos urbanos. Portanto, quanto menor o

caráter poluente de um combustível, melhor. Daí o incentivo ao uso de combustíveis como o gás natural [2].

Além da baixíssima presença de contaminantes, deve-se ressaltar que a queima do gás natural é mais limpa e uniforme, se compararmos com a queima de outros combustíveis [73]. Esta se destaca por não haver emissão de partículas (cinzas) e pela diminuição na emissão de compostos de enxofre ou outros detritos, que poluem muito o ar. Não existe, portanto, a necessidade do tratamento de seus gases de combustão. A queima do gás natural sendo isenta de resíduos, também faz com que haja o aumento da vida útil dos equipamentos que utilizam este combustível e evita gastos com a manutenção destes equipamentos.

A Tabela 1.4 mostra um comparativo entre os elementos poluentes existentes no gás natural e no carvão, dois tipos de combustíveis utilizados nas centrais de geração de energia elétrica [69]:

Tabela 1.4 - Comparativo entre os elementos poluentes do gás natural e do carvão [78];

<b>Combustível</b>	<b>Material Particulado (Kg / t)</b>	<b>SO<sub>2</sub> (Kg / t)</b>	<b>NO<sub>x</sub> (Kg / t)</b>	<b>HC (Kg / t)</b>	<b>CO (Kg / t)</b>
<b>Gás Natural</b>	0,29 a 0,34	1,0	3,6 a 11,5	0,02 a 0,06	0,32
<b>Carvão</b>	16,25 a 20,00	3,8	7,5 a 9,0	0,15 a 0,50	0,5 a 1,0

Economicamente, destaca-se pela redução de custos com o seu transporte, fugindo do convencional (transporte rodoviário, ferroviário e hidroviário). Existem basicamente duas formas de transportar o gás natural da sua zona de produção até o consumidor, dependendo diretamente do seu estado físico (neste caso gasoso e líquido). A primeira forma de transportá-lo, quando está no estado gasoso, é através

de uma rede de dutos (gasodutos) [73]. O fornecimento de gás natural através de gasodutos dispensa o seu armazenamento local, com trocas e manuseio de recipientes pesados. Em casos muito específicos também se pode transportar, na forma gasosa, o gás em cilindros de alta pressão (gás natural comprimido – GNC) [74]. A segunda forma de transporte, quando o gás se encontra no estado líquido (gás natural liquefeito – GNL), é por meio de navios ou caminhões criogênicos, a (-160 °C). Desta forma, o volume do gás é bastante reduzido (aproximadamente 600 vezes menor), sendo facilitado o seu armazenamento, que é feito em tanques especiais. Estes tanques encontram-se nos chamados terminais de regaseificação, onde o GNL é regaseificado e depois distribuído pela rede de gasodutos, sendo esta a alternativa de transporte do gás natural mais usada no Brasil e no mundo. Este tipo de transporte exige grandes investimentos iniciais para a sua implementação, porém é muito seguro e confiável. Mas, mesmo que se queira investir na construção de novos gasodutos, há um inconveniente. A emissão das licenças ambientais leva uns dois ou três anos. E por tudo isso, o uso do gás natural ainda está limitado a certas localidades.

Outra vantagem do gás natural é que, caso ocorra um vazamento, há uma dispersão rápida deste gás [73]. Isto porque ele é mais leve que o ar. Na sua forma líquida, ele evapora rapidamente.

Podemos comparar também a temperatura em que o gás natural se inflama, com a mesma temperatura para outros combustíveis. O gás natural está em vantagem novamente. A temperatura para que o gás se inflame deve ser superior a 620 °C, já o etanol se inflama a 200 °C e a gasolina a 300 °C. Como uma desvantagem, a chama da queima do gás natural é quase imperceptível. Além disto,

ele é um gás incolor e inodoro. Por segurança, ao ser distribuído, ele é odorizado com enxofre [2].

O gás natural gera a melhoria do rendimento energético em seus diversos usos. Ele também é um combustível de alto poder calorífico [5]. Se ele for comparado com outras fontes de energia, tem a grande vantagem de ser retirado da natureza praticamente pronto para o consumo. E por isto possui menor custo de manuseio de combustível. Também comparando o gás natural com os outros combustíveis, verifica-se que ele tem menor custo nas instalações e fácil adaptação nas já existentes. Para alguns usuários, destacam-se ainda as seguintes vantagens: o seu pagamento só é feito após o seu consumo e o fato de possuir menores prêmios de seguros.

Por suas vantagens, a inclusão do gás natural na matriz energética brasileira já é um fato, assim como ocorreu nos outros países. A utilização deste combustível na geração de energia elétrica (geração termelétrica) no Brasil é cada vez maior (tanto pela necessidade de expansão do parque gerador de energia, quanto pelo esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do país).

### **1.9.5 Reservas, produção e consumo de gás natural**

A Tabela 1.5, a Figura 1.12 e a Figura 1.13, contêm dados sobre as reservas, a produção e o consumo de gás natural no ano de 2005, no Mundo e no Brasil [69]. Segundo estes dados, as reservas mundiais durariam aproximadamente 65 anos (sendo desconsideradas novas descobertas de reservas e sendo mantida a produção nos patamares do ano de 2005).

Tabela 1.5 - Dados sobre gás natural [79];

	Reservas		Produção		Consumo		Duração das Reservas
	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	Participação no total	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Participação no total	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Participação no total	R/P em Anos
América do Norte	7,46	4,1%	750,60	27,2%	774,50	28,2%	9,9
América do Sul e Central	7,02	3,9%	135,60	4,9%	124,10	4,5%	51,8
Europa e Eurásia	64,01	35,6%	1061,10	38,4%	1121,90	40,8%	60,3
Oriente Médio	72,13	40,1%	292,50	10,6%	251,00	9,1%	246,6
África	14,39	8,0%	163,00	5,9%	71,20	2,6%	88,3
Ásia (Pacífico)	14,84	8,3%	360,10	13,0%	406,90	14,8%	41,2
<b>Total</b>	<b>179,85</b>	<b>100,0%</b>	<b>2762,90</b>	<b>100,0%</b>	<b>2749,60</b>	<b>100,0%</b>	<b>65,1</b>
Brasil	0,31	0,2%	11,40	0,4%	20,20	0,7%	27,2

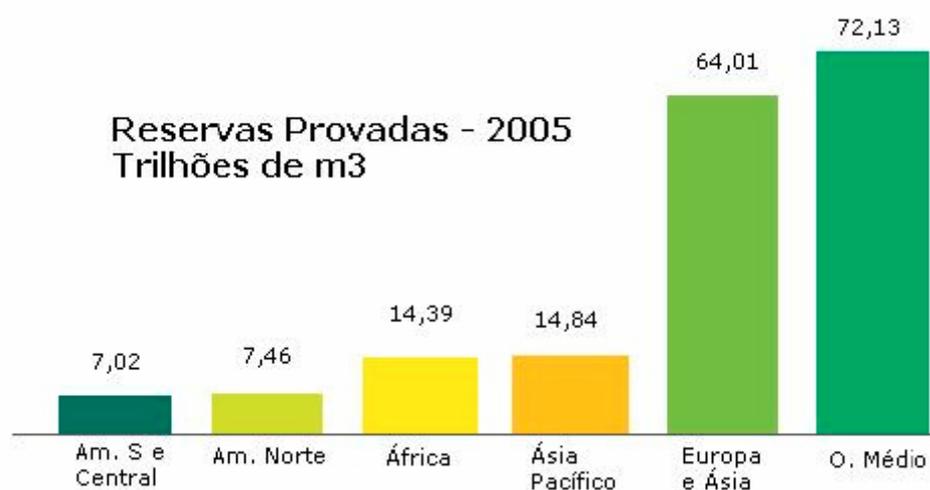


Figura 1.12 - Reservas provadas de gás natural no mundo em 2005 [79];

Razão R/P - Mundo (anos)

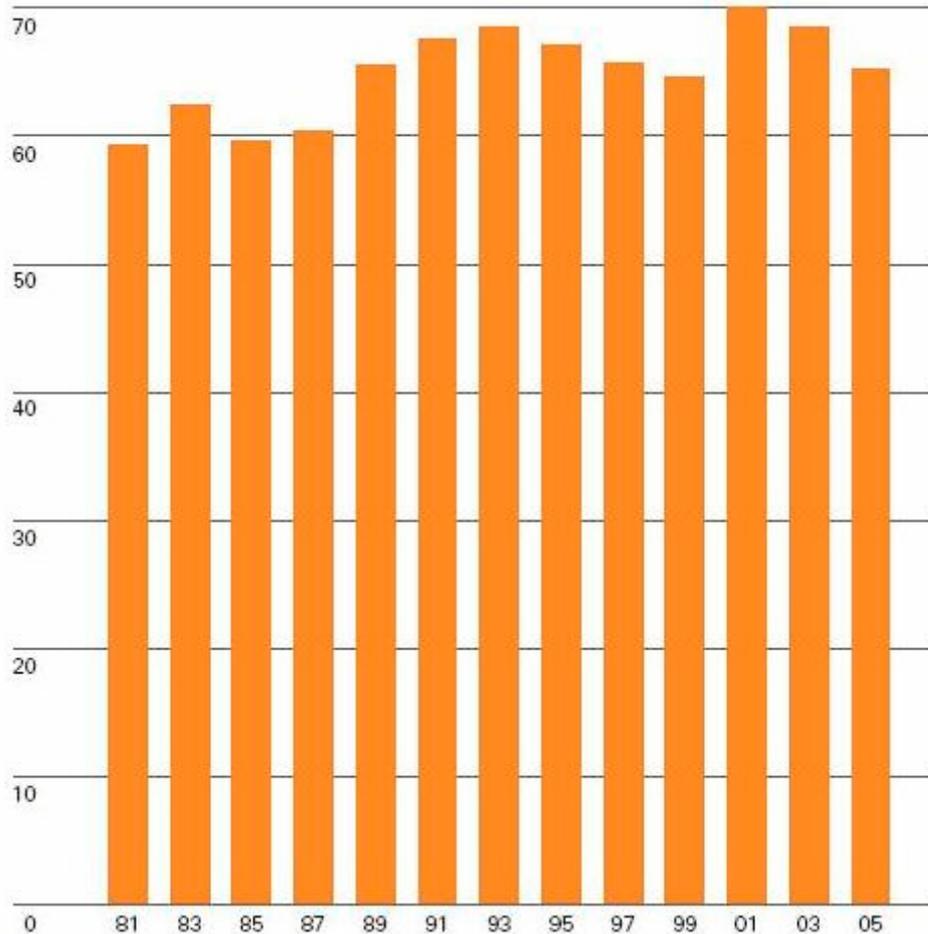


Figura 1.13 - Razão R/P (Reservas / Produção) de gás natural no mundo em 2005

[79];

As reservas de gás natural estão mais bem distribuídas no mundo do que as de petróleo. Isto faz com que a dependência energética internacional em relação aos países do Oriente Médio seja reduzida [2].

A maioria das reservas de gás natural no Brasil está localizada no litoral do país. Os estados do Rio de Janeiro, Amazonas, Bahia e Rio Grande do Norte possuem as maiores reservas [74]. A maior parte delas está associada a jazidas de petróleo (cerca de 80% das reservas), fazendo com que a extração do gás ocorra

independente do seu aproveitamento [2]. Por isto, a evolução das reservas de gás tem um comportamento muito próximo ao das reservas de petróleo [20].

O Nordeste possui aproximadamente um terço das reservas nacionais. Existem reservas na Amazônia, mas o seu aproveitamento depende da implementação de uma infra-estrutura de transporte (rede de gasodutos que escoam o gás natural seco até os pontos de entrega às distribuidoras de cada estado da federação) para transferir este gás entre Urucu - Porto Velho e Coari – Manaus, que ainda não está em funcionamento.

Entre os anos de 1964 e 2001, as reservas de gás natural no Brasil aumentaram a uma taxa média de 6,8% ao ano [20]. As descobertas resultaram num esforço contínuo do país para diminuir a dependência do petróleo. Em 2001 contabilizou-se que as reservas provadas (aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica recuperação comercial com elevado grau de certeza) estavam em torno de 220 bilhões de m<sup>3</sup>. Neste mesmo ano, também foi observado que 35,1% de todo o gás descoberto encontrava-se em terra, especialmente em Urucu (AM) e no estado da Bahia, e 64,9% encontrava-se no mar, principalmente na Bacia de Campos (RJ), que até então possuía 48,3% de todas as reservas do país. Quanto à produção de gás, em 2001 58,2% desta se concentrava nos campos marítimos, diferentemente do que havia acontecendo no Brasil até 1972, quando esta produção se concentrava nos campos terrestres (principalmente na Bahia).

Os gráficos da Figura 1.14 (e da Tabela 1.6, que lista os dados do gráfico da Figura 1.14), da Figura 1.15 e da Figura 1.16 mostram, respectivamente, a evolução das reservas brasileiras de gás natural entre os anos de 1965 e 2001, a distribuição percentual das reservas provadas no Brasil (por unidades da federação, em 2001) e

a distribuição percentual da produção de gás no Brasil (por unidades da federação, em 2002).

Observa-se pelo gráfico abaixo (da Figura 1.14) que existe um grande salto na década de 80, isto ocorrendo principalmente pelo início das operações das acumulações de gás da Bacia de Campos.

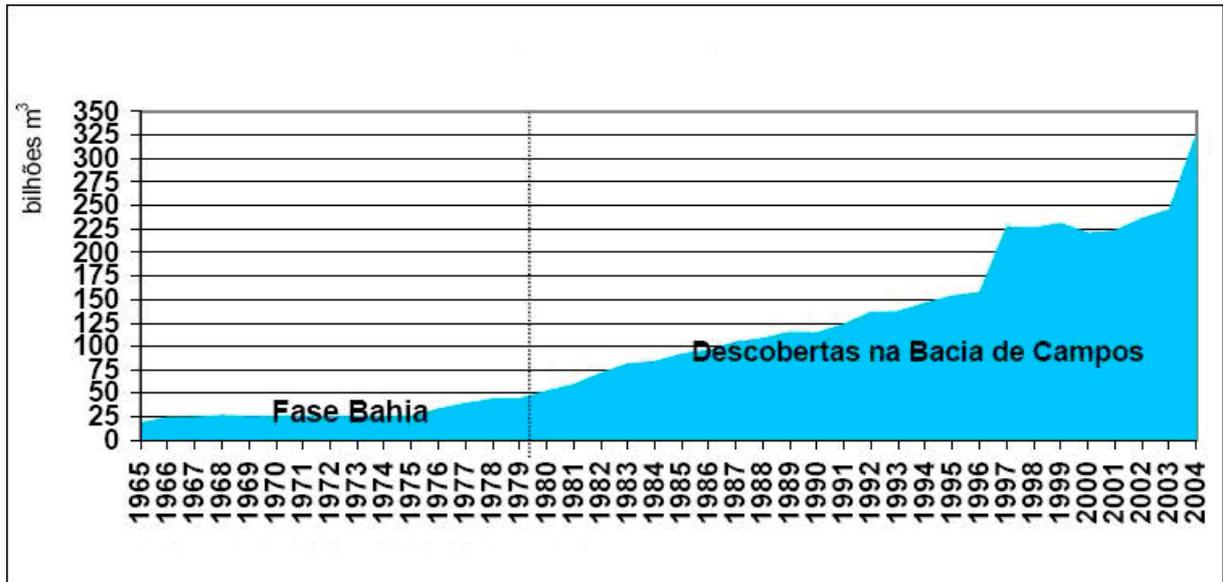


Figura 1.14 - Reservas provadas de gás natural no Brasil de 1965 a 2001 [20];

Tabela 1.6 - Reservas provadas de gás natural no Brasil de 1965 a 2001 [20];

Anos	Reservas provadas de gás natural	
	Volume (bilhões m <sup>3</sup> )	Taxa de crescimento anual (%)
1964	16,5	..
1965	19,0	15,1
1966	25,0	31,2
1967	24,5	-2,0
1968	26,8	9,5
1969	25,6	-4,6
1970	26,6	4,1
1971	26,2	-1,5
1972	26,1	-0,4
1973	25,9	-1,0
1974	26,3	1,5
1975	25,9	-1,2
1976	34,0	31,0
1977	39,5	16,1
1978	44,4	12,5
1979	45,1	1,6
1980	52,5	16,6
1981	60,3	14,7
1982	72,3	20,0
1983	81,6	12,8
1984	83,9	2,8
1985	92,7	10,5
1986	95,8	3,3
1987	105,3	9,9
1988	108,9	3,4
1989	116,0	6,5
1990	114,6	-1,2
1991	123,8	8,0
1992	136,7	10,4
1993	137,4	0,5
1994	146,5	6,6
1995	154,3	5,3
1996	157,7	2,2
1997	227,7	44,4
1998	225,9	-0,8
1999	231,2	2,4
2000	221,0	-4,4
2001	222,7	0,8
2002	236,6	6,2
2003	245,3	3,7
2004	326,1	32,9

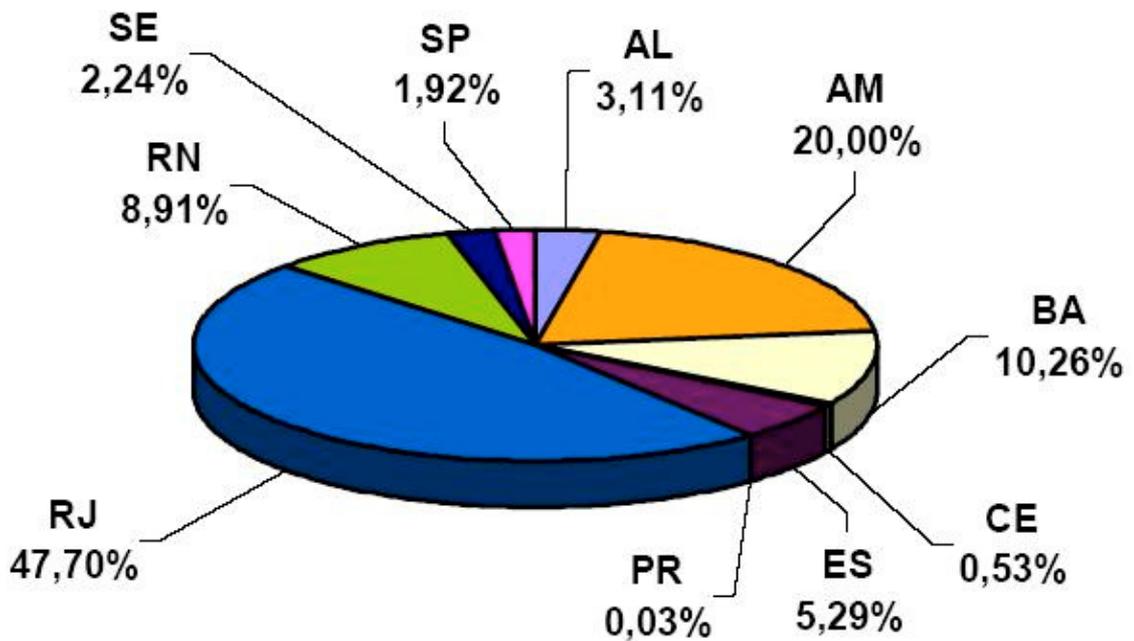


Figura 1.15 - Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural em 2001, pelos estados do Brasil

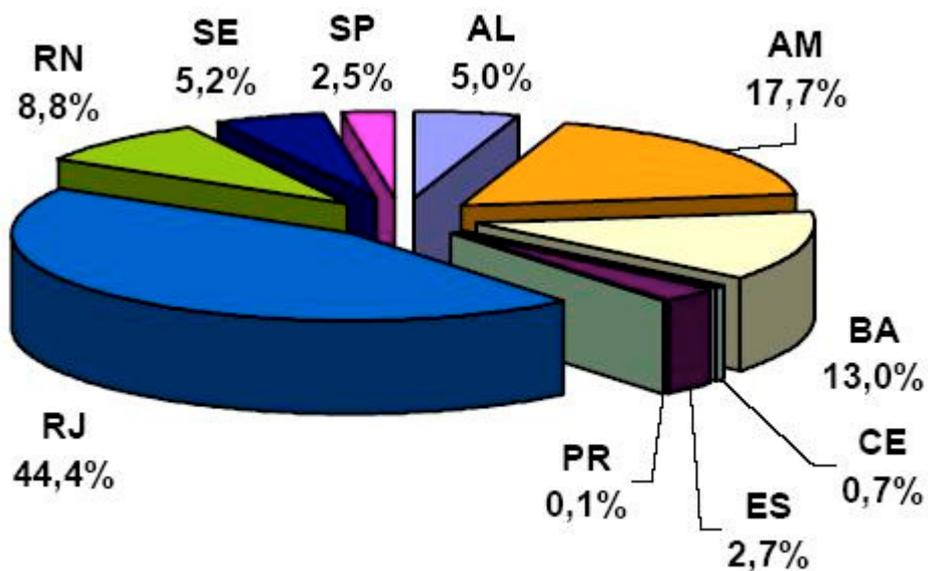


Figura 1.16 - Produção de gás natural em 2002, pelos estados do Brasil

A Petrobras descobriu, em agosto de 2003, na Bacia de Santos (SP), jazidas gigantes de gás natural não associado com cerca de 400 bilhões de m<sup>3</sup> [43]. Esta descoberta praticamente triplicou as reservas brasileiras do combustível. Neste local

em que a Petrobras descobriu esta reserva, será instalado o campo do Mexilhão que, pelo projeto da empresa, demandará um investimento de 2 bilhões de dólares [37]. Este empreendimento exigirá a construção de uma plataforma, a PMXL1, que pode ser vista na Figura 1.17. Esta será a maior estrutura *offshore* já erguida no Brasil [42]. Esta plataforma terá capacidade de produção de 8 a 9 milhões de m<sup>3</sup> por dia no primeiro semestre de 2009. Entre os anos de 2010 e 2011, ela deverá atingir a sua plena capacidade, produzindo cerca de 15 milhões de m<sup>3</sup> por dia. A plataforma será interligada a um gasoduto, com 145 km de extensão, escoando a sua produção para uma unidade de processamento de gás em Caraguatatuba (SP). Aí, outro gasoduto, com 100 km de extensão, levará o gás a Taubaté (município de SP), sendo este interligado a um outro gasoduto, o Campinas-Rio de Janeiro. Este projeto terá uma importância estratégica para o Brasil, pois vai assegurar uma situação de produção e abastecimento mais confortável, garantindo que a região do estado de São Paulo (onde se localiza o maior parque industrial do país e serão construídas novas termelétricas) seja auto-sustentável. Além disso, a dependência do Brasil em relação ao gás natural importado diminuirá.



Figura 1.17 - Plataforma PMXL1

Em 2003, a Petrobras produziu cerca de 41,5 milhões de  $m^3$  por dia e comprou da Bolívia cerca de 14 milhões de  $m^3$  por dia [43]. Não existindo mercado para todo este combustível até então, a Petrobras era obrigada a reinjetar cerca de 9 milhões de  $m^3$  e queimar 5 milhões de  $m^3$  por dia. Mas existe uma expectativa de que o consumo do gás natural cresça proporcionalmente ao aumento das reservas descobertas. Segundo projeções da Petrobras, a disponibilidade de gás natural produzido no Brasil vai ser de 70 milhões de  $m^3$  por dia, já considerando as novas descobertas de gás associado e não-associado [69].

As empresas estatais brasileiras, as agências governamentais e as concessionárias privadas vêm fazendo muitos investimentos no desenvolvimento da infra-estrutura de distribuição de gás natural nos últimos anos [2]. Desde o início da década de 90, o governo brasileiro vem criando incentivos para a utilização deste combustível, como alternativa de diversificação da matriz energética, procurando

viabilizar a indústria do gás no país. Vários fatores como a privatização, a reestruturação do setor elétrico brasileiro, a falta de investimentos na expansão das hidrelétricas, entre outros, impulsionaram o uso do gás natural em termelétricas para a geração de energia elétrica. Estas termelétricas e instalações industriais de porte são grandes consumidores do gás, e acabam viabilizando a construção de gasodutos e, futuramente, a formação de redes distribuidoras para os pequenos consumidores.

### **1.9.6 Gasodutos no Brasil e a importação do gás natural**

A rede de gasodutos brasileira é composta por uma malha que transporta gás natural de origem nacional e outra que transporta o produto importado. Esta rede possui mais de 5400 km e é operada, na sua maioria pela Petrobras/Transpetro [20]. A malha que escoar o gás nacional possui mais de 2500 km de extensão. A que escoar o importado possui mais de 2900 km. Sendo esta última formada pelo gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol, operado pela TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.), pelo gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (trechos 1 e 3 operados pela TSB – Transportadora Sulbrasileira de Gás) e pelo gasoduto Lateral Cuiabá (operado pela Gasocidente do Mato Grosso).

Vários países com reservas de gás natural inexpressivas como França, Inglaterra, Alemanha, Espanha, entre outros, expandiram seus sistemas importando gás de outros países como Holanda, Líbia, Argélia, Rússia, Noruega.

Para garantir a oferta de gás natural e para complementar a produção brasileira, viabilizou-se a sua importação. O início da importação no Brasil foi em julho de 1999; a Petrobras adquiriu gás da Bolívia e o escoou através do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) [20]. O volume deste gás importado, registrado em setembro de 2002, foi de 11,8 milhões de m<sup>3</sup> ao dia. Neste mesmo mês, registrou-se 92,8% do

gás importado vindo da Bolívia e 7,2% vindo da Argentina. Atualmente, o Brasil só importa o gás natural boliviano. A importação do gás argentino foi interrompida em 2005 [69].

Na América do Sul, a maior reserva de gás natural é encontrada na Venezuela [35]. Este país possui 5% das reservas mundiais de gás natural. Visto que o Brasil já é auto-suficiente em produção de petróleo, não há espaço para a importação do petróleo venezuelano por aqui, mas há demanda para o gás natural venezuelano.

Na Figura 1.18, podemos visualizar no gráfico apresentado o volume das reservas (em trilhões de m<sup>3</sup>) de alguns países da América do Sul, no ano de 2005.

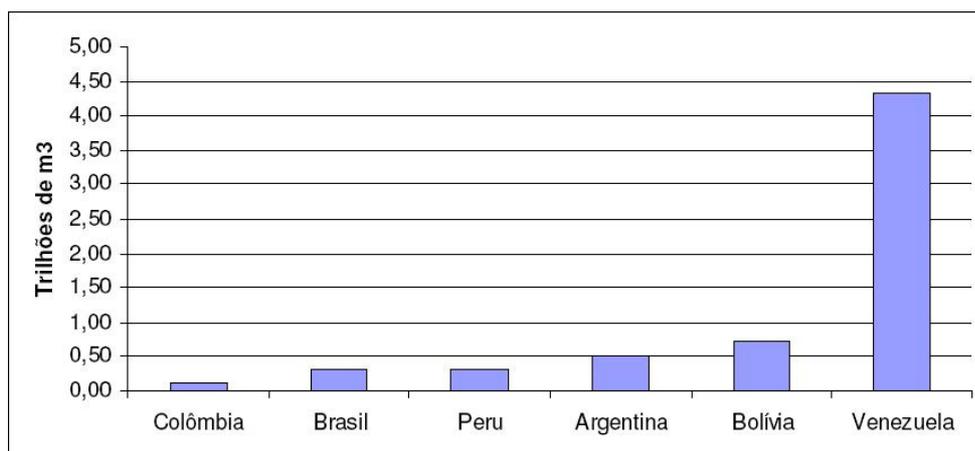


Figura 1.18 - Reservas de Gás Natural na América do Sul em 2005 [78];

Existe um projeto de integração das nações da América Latina (produtoras e/ou consumidoras de gás natural), que vem ganhando força desde a proposta da construção do Grande Gasoduto do Sul. Esta estrutura, que ligaria o norte da América do Sul ao Brasil e à Argentina, terá cerca de 10.000 km de extensão. A idéia é que o Grande Gasoduto do Sul tenha início na Venezuela, país que vem buscando nos últimos anos se inserir no Cone Sul. O término desta construção é previsto para 2017 e ela será a principal saída para evitar a crise energética do

nosso continente. Se este gasoduto for mesmo construído, o preço do gás natural diminuirá e isto poderá fortalecer tanto a independência quanto o desenvolvimento dos países sul-americanos, frente aos países do Primeiro Mundo. Para que este projeto se concretize, o conceito de integração deve estar arraigado entre os países latino-americanos, não só no âmbito econômico.

## **2 Capítulo 2 - Legislação brasileira**

### **2.1 Legislação que regulamenta a cogeração no Brasil**

Ao longo dos últimos anos, uma série de novas regulamentações tem sido proposta de modo que permita um maior envolvimento da iniciativa privada no mercado de energia [1]. Com a entrada do gás natural da Bolívia e a privatização dos serviços de energia em muitas concessionárias federais e estaduais, o programa nacional de incentivo à construção de cogeração deve assumir num futuro próximo condições favoráveis para seu pleno estabelecimento no Brasil.

Desde o Código das Águas [80], o Brasil conta com uma extensa legislação voltada para a gestão da energia elétrica, principalmente aquela gerada a partir de recursos hídricos [1]. As mais recentes são a seguir revisadas em seus aspectos principais, nos quais se procura ilustrar os pontos mais propriamente relacionados à cogeração.

Na legislação brasileira, pode-se dizer que o Decreto-Lei nº 1.872, de 21 de maio de 1981, foi o primeiro a citar regras para a atividade da cogeração (figurava apenas como um autoprodutor de energia elétrica até este momento). Este decreto dispõe sobre a aquisição, pelos concessionários, de energia elétrica excedente gerada pelos autoprodutores de energia elétrica, que não empreguem combustível derivado de petróleo [46]. Mais tarde, este decreto foi revogado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

Neste período, antes da década de 90, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) era o órgão responsável pelas portarias, portarias ministeriais e decretos-lei que direcionavam a política energética. Todos os decretos-lei e portarias até então só se referiam às normas e aos regulamentos para os

autoprodutores de energia elétrica que já podiam vender o excedente de energia gerado [6]. A legislação era mais genérica, não distinguindo a autoprodução (com ou sem geração de excedentes de energia), a cogeração e a produção de energia elétrica para consumo próprio [4]. Através da legislação não havia um incentivo à viabilização do crescimento da cogeração. Quase não se observavam diferenças entre usuários de combustíveis fósseis (principalmente aqueles derivados do petróleo) e os usuários de fontes renováveis.

Depois do Decreto-Lei nº 1.872, as Portarias nº 94 (de 13 de junho de 1989), nº 95 (também de 13 de junho de 1989) e nº 246 (de 23 de dezembro de 1988), todas do DNAEE, detalham as condições do autoprodutor. A Portaria nº 246 regulamenta que os concessionários de serviço público de energia elétrica, integrantes dos sistemas elétricos interligados, podem adquirir energia excedente dos autoprodutores (que devem seguir certas regras), e introduz a figura da cogeração [7]. A Portaria nº 94 altera os artigos 1º e 24º da Portaria nº 246 [46]. A Portaria nº 95, assim como a nº 246, autoriza os concessionários, integrantes dos sistemas elétricos interligados, a adquirir energia excedente com montantes previamente definidos nos Planos e Programas de Operação dos Grupos Coordenadores para Operação Interligada - GCOI e Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste - CCON, caracterizada como suprimento garantido de curto prazo, de autoprodutores (que satisfaçam as condições citadas na Portaria nº 95).

Na década de 90, o setor elétrico sofreu uma reestruturação profunda [4]. Ocorreram mudanças não só na legislação que rege o setor, mas também na política governamental, que estabeleceu o início do processo de privatização de empresas públicas. Grandes avanços aconteceram na legislação que se referia à cogeração.

O Decreto nº 915, de 6 de setembro de 1993 autorizou a formação de consórcios para geração de energia elétrica [1]. Segundo esse decreto, as empresas interessadas na geração de eletricidade ficam autorizadas a se reunir para tanto, desde que o façam para uso dessa energia nas respectivas unidades consumidoras, cabendo a cada parcela proporcional à sua participação na realização do empreendimento (artigo 4º). O parágrafo 1º desse mesmo artigo assinala que o excedente de eletricidade pode ser comercializado com concessionários públicos de energia elétrica. Pelo parágrafo 2º, no entanto, está vedada a comercialização ou cessão a terceiros, salvo em vilas operárias habitadas por empregados dos consorciados, desde que construídas em terrenos de sua propriedade (parágrafo 3º), cessão entre os consorciados de parte da energia e potência que lhes caibam, por meio de mecanismo de compensação formalmente acertado entre as partes (parágrafo 4º) e transporte de energia a partir do uso das linhas de transmissão dos concessionários de serviços públicos, mediante pagamento ajustado e de acordo com as disponibilidades técnicas desses últimos (parágrafo 5º).

A partir do Decreto nº 1.009, de 22 de dezembro de 1993, criou-se o SINTREL – Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica, administrado pela ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A [1]. Por esse órgão, integrou-se a malha básica de transmissão dos sistemas interligados das regiões Sul/Sudeste/Centro Oeste e Norte/Nordeste, dando possibilidade de integrar os autoprodutores ao sistema. Segundo o parágrafo único do artigo 3º, “entende-se como autoprodutor a pessoa jurídica pública ou privada que esteja capacitada a produzir individualmente, ou de forma consorciada, energia elétrica para uso próprio, fornecendo o excedente ao concessionário de serviço público”.

A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dispõe sobre o regime de concessão e permissão de serviços públicos previsto no artigo 175 da Constituição Federal [1]. Nela podem se enquadrar os autoprodutores de energia elétrica e consórcios para a geração de energia.

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, trata, em seu capítulo II, seção I, artigo 4º, de concessões, permissões e autorizações para exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético de cursos de água [1]. Segundo o capítulo II, seção I, artigo 7º, o limite para as instalações termelétricas de potência superior a 5 MW, destinadas a uso exclusivo do autoprodutor, demandam autorização do poder concedente (Ministério de Minas e Energia - MME), ao passo que instalações com potência igual ou inferior a esse valor estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização, cabendo apenas uma comunicação (capítulo II, seção I, artigo 8º). No capítulo II, na seção II desta lei, que compreende os artigos 11º a 14º, identifica-se como produtor independente de energia elétrica (PIE) a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente (MME) para produzir energia elétrica destinada ao comércio de todas ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. O PIE é uma figura nova, criada a partir da Lei nº 9.074. Há aqui uma abertura para a venda de energia elétrica também a outros consumidores que não um concessionário de serviço público de energia elétrica, visualizado no capítulo II, seção II, artigo 12, com crescente liberação ao longo dos anos seguintes à publicação da lei (capítulo II, seção III, artigo 15). No capítulo II, seção III, artigo 15, o parágrafo 6º estabelece que os fornecedores e respectivos consumidores tenham livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, mediante o ressarcimento

do custo do transporte envolvido (calculado com base em critérios ditados pelo poder concedente).

A cogeração exercia predominantemente uma função de autoprodutor até a década de 90, sendo desestimuladas a produção e geração de excedentes. Isto mudou, principalmente após o Decreto nº 2.003. O Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente de energia (PIE) e por autoprodutor [46]. Este decreto revoga o Decreto nº 915 de 1993 já citado. O PIE tem autorização para comercializar potência e/ou energia com concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica, com consumidores de energia elétrica (que sigam as condições estabelecidas pela legislação), com consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial (aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração) e com conjunto de consumidores de energia elétrica (independente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição) [8]. O autoprodutor gera energia elétrica, podendo ser esta energia destinada ao seu uso exclusivo, com excedentes ou não. Se houver excedente, produzindo energia elétrica além de suas próprias necessidades de consumo, o autoprodutor pode vender esta energia. Para se enquadrar na definição de produtor independente de energia ou de autoprodutor deve-se observar as necessidades energéticas atuais de expansão da empresa, o seu custo específico para produzir a energia elétrica e o custo das tarifas para a comercialização de excedentes. A criação da figura do PIE no Brasil foi importante para demarcar a atividade da cogeração, estabelecendo-se um mercado livre para estes produtores independentes, consolidando a venda de energia elétrica como um negócio e tornando mais fácil a venda de excedentes energéticos de forma rentável,

produzidos pelos autoprodutores [6]. Consta também no Decreto nº 2.003 (no capítulo I, seção IV) a definição das condições de operação energética de centrais geradoras de PIE e de autoprodutor; sendo esta operação integrada ao sistema ou não. Se for integrada ao sistema, o PIE ou autoprodutor deve operar a sua central em conjunto com outros produtores de energia elétrica, sob a supervisão do órgão responsável pela operação otimizada (sendo este órgão o Operador Nacional do Sistema - ONS).

A Resolução da ANEEL nº 112, de 18 de maio de 1999, estabelece os requisitos necessários para obter registro ou autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras de energia elétrica (termelétricas, geradoras eólicas e geradoras a partir de outras fontes de energia alternativas).

A Resolução da ANEEL nº 371, de 29 de dezembro de 1999, regulamenta a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou PIE, para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração. A reserva de capacidade pode ser definida como o montante de potência requerido dos sistemas de transmissão e distribuição da concessionária, quando ocorrerem interrupções ou reduções temporárias na produção de eletricidade das usinas do autoprodutor e do PIE. A energia elétrica que seria adquirida pelo autoprodutor ou PIE durante uma interrupção, ou redução temporária da sua produção, pode ser adquirida diretamente do Mercado Atacadista de Energia (MAE), ou por meio de contratos bilaterais de compra de energia elétrica livremente negociados. A reserva de capacidade deve ser contratada por um período de no mínimo um ano. O contrato entre o autoprodutor ou PIE com a concessionária deve estabelecer o montante de reserva de capacidade requerido (limitado a 30

MW) e o número de horas, previsto para uma base anual de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

A reserva de capacidade é um conceito que veio substituir o antigo conceito de demanda suplementar de reserva (DSR). A DSR é uma demanda contratada pelo gerador junto à concessionária para cobrir suas necessidades de energia (para uso próprio ou de um cliente seu) em uma eventual paralisação, ou redução temporária, da sua geração própria.

A Resolução nº 371 veio revogar a Portaria do DNAEE nº 283, de 31 de dezembro de 1985. Segundo esta portaria, já extinta, a formalização de um contrato de DSR dependia da concessionária, das suas condições de operação e da disponibilidade do seu sistema elétrico [6]. A concessionária tinha o direito de cobrar mensalmente do gerador de energia uma tarifa de emergência, sobre a parcela da demanda correspondente coberta pela DSR, mesmo que essa demanda não fosse utilizada por ele [4].

A Resolução da ANEEL nº 233, de 29 de julho de 1999, estabelece os valores normativos [4]. Define-se o valor normativo como o limite para o repasse dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por partes das concessionárias e permissionárias de distribuição, para as tarifas de fornecimento, quando do cálculo de reajustes destas tarifas. Posteriormente, esta resolução foi revogada pela Resolução da ANEEL nº 22, de 1º de fevereiro de 2001. Esta nova resolução atualizou os procedimentos, fórmulas e limites de repasse dos preços de compra de energia elétrica, para as tarifas de fornecimento de concessionárias e permissionárias de distribuição. Mas a Resolução nº 22, um ano depois, foi revogada pela Resolução da ANEEL nº 248, de 6 de maio de 2002; que também veio alterar

os valores dos limites de repasse dos preços de compra de energia elétrica, para as tarifas de fornecimento.

A Resolução da ANEEL nº 281, de 1º de outubro de 1999, estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica [4]. Os requisitos para a elaboração de contratos entre o usuário e a concessionária são fixados pela Resolução nº 281. Os principais tipos deste contrato são os Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) e o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD). Posteriormente, a Resolução da ANEEL nº 208, de 7 de junho de 2001, altera os artigos 3º, 6º, 9º, 10º, 14º, 18º e 22º da Resolução nº 281, atualizando-a, com prazo para republicação integral desta [46]. Esta nova resolução (nº 208) estabelece que para toda a energia inserida por um gerador no sistema de distribuição de energia do país, uma taxa equivalente deve ser cobrada do gerador pela concessionária de distribuição.

Uma resolução importante para o estabelecimento de incentivos de acesso à cogeração foi a Resolução da ANEEL nº 219, de 23 de abril de 2003, que deu uma nova redação ao artigo 22 da Resolução nº 281 [46]. A partir desta resolução foram estendidos os benefícios, havendo uma diminuição de 50% das tarifas de uso de transmissão e distribuição para empreendimentos de geração baseados em fontes eólicas, biomassa ou cogeração qualificada, cuja capacidade instalada fosse de 1 a 30 MW. Por cogeração qualificada se entende o atributo concedido a cogeradores que atendem os requisitos definidos na Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração. Outro benefício estabelecido por esta resolução foi o desconto de 100% das tarifas de uso de transmissão e

distribuição para empreendimentos de geração inseridos na rede até a data de 31 de dezembro de 2003. Os incentivos estabelecidos pela Resolução nº 219 foram incorporados a Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, que dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica.

A Resolução nº 219 foi revogada pela Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004. A Resolução Normativa nº 77 estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos de geração caracterizados como Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 30 MW. Estes empreendimentos são destinados à produção independente ou autoprodução. A redução de 100% das tarifas de uso de transmissão e distribuição, incidindo na produção, ficou assegurado para empreendimentos que iniciaram a operação comercial até 31 de dezembro de 2003. A redução de 50% das tarifas de uso de transmissão e distribuição, incidindo no consumo da energia comercializada, foi estabelecida para os empreendimentos com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada (que iniciaram a operação comercial entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003) e para as PCHs com potência de 1 a 30 MW (que iniciaram a operação comercial entre 1º de outubro de 1999 e 31 de dezembro de 2003).

A Resolução Normativa nº 157, de 9 de maio de 2005, altera a redação do artigo 3º da Resolução Normativa nº 77, que estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição [46]. A partir desta resolução fica assegurado o direito de 100% de

redução, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos mesmos empreendimentos já citados na Resolução Normativa nº 77 [46].

A Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005, estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE), e também altera e revoga as Resoluções Normativas ANEEL especificadas (sendo uma delas a de nº 77). Esta resolução altera a redação do inciso II do artigo 5º da Resolução Normativa nº 77, que estabelece que o percentual de redução para as unidades consumidoras conectadas na rede de distribuição será aplicado somente sobre as componentes TUSD do tipo Fio A, Fio B, encargos do serviço de distribuição e perdas técnicas.

Sabemos que existem diferentes opções de projeto de cogeração, mas nem todas merecem receber incentivo para a sua instalação [6]. Por isto, deve-se identificar quais projetos efetivamente trazem benefícios para a sociedade e ao mercado de energia elétrica brasileiro. O processo de qualificação de cogeneradores foi iniciado no Brasil a partir da publicação da Portaria do MME nº 227 de 2 de julho de 1999. Esta portaria determinou que a ELETROBRÁS promovesse chamada pública para identificação de excedentes de energia elétrica, provenientes de cogeração, com o objetivo da sua comercialização em curto prazo e que também estabelecesse mecanismos adequados à compra destes excedentes [46]. A portaria também determinou que a Secretaria de Energia elaborasse diretrizes específicas de política energética para estimular a cogeração no Brasil.

Depois disso, surgiu a Resolução da ANEEL nº 21, de 20 de janeiro de 2000, que estabeleceu os requisitos necessários à obtenção da qualificação de centrais cogeneradoras de energia, para fins de participação nas políticas de incentivo a

cogeração [46]. Esta resolução, porém, já foi revogada pela Resolução da ANEEL nº 235 de 14 de novembro de 2006. A Resolução nº235, assim como a nº 21, estabelece os requisitos necessários à obtenção da qualificação de centrais termelétricas cogedoras de energia, para fins de participação nas políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos.

Como vimos, existem várias leis, portarias, resoluções e decretos que regulam as atividades da cogeração [4]. Uma parte delas foi citada neste item do capítulo 2 deste projeto final. Porém, somente uma pequena parte da legislação incentiva de fato a cogeração. Existem ainda barreiras impostas à cogeração e por isto ainda se mostram necessários avanços na legislação que regula esta atividade no Brasil.

## **2.2 Incentivos aos investidores**

A fim de descentralizar a geração elétrica no país, alguns incentivos ao investimento em cogeração foram criados. Abaixo serão listados dois deles [5]:

- **Lei Kandir** – A Lei Complementar nº 87/96 permite que o ICMS pago na aquisição de maquinário possa ser utilizado como um crédito, desde que os produtos decorrentes da fabricação sejam tributados. Isso permite uma importante redução no investimento necessário para a implantação de um sistema de cogeração.
- **Lei nº 9.478/97** – Esta lei estabelece que a ANP tenha como finalidade promover a regulação de uma política nacional de petróleo e gás que garanta o suprimento e a proteção dos interesses dos consumidores, quanto ao preço, a qualidade e oferta dos produtos, isto monitorando o mercado a fim de estimular a competição e evitar qualquer tipo de abuso que possa prejudicar os consumidores.

Existem vários tipos de incentivo que podem ser dados aos projetos de cogeração. Como exemplo destes tipos de incentivo, serão citados os incentivos de acesso e os incentivos creditícios [6].

Os incentivos de acesso são aqueles que reduzem o valor das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição em projetos de cogeração qualificada. Existindo este tipo de incentivo, o futuro cogerador pode focar os seus recursos financeiros para construir estruturas mais complexas para a sua central de cogeração, por exemplo. Um exemplo de incentivo de acesso é dado através da publicação da Resolução da ANEEL nº 219, já citada no item anterior deste capítulo, onde são dados incentivos à cogeração através da redução das tarifas normalmente cobradas na transmissão e na distribuição.

Os incentivos creditícios são aqueles em que se oferece crédito para viabilizar a construção de um empreendimento. O BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) já oferece crédito através de empréstimos, com juros subsidiados e com prazos longos de amortização que viabilizam projetos de cogeração. Para se beneficiar destes financiamentos, os empreendedores devem seguir certas regras estabelecidas pelo BNDES, naturalmente.

## **2.3 Agências reguladoras e outras instituições ligadas à cogeração e ao setor elétrico**

### **ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica**

Foi criada pela Lei nº 9427, de 26 de dezembro de 1996. Autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, tem como atribuições [46]:

- Regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica;

- Mediar os conflitos de interesse entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores;
- Conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia;
- Garantir tarifas justas e zelar pela qualidade de serviço;
- Exigir investimentos, estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.

### **ELETROBRÁS** – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

A Eletrobrás é uma empresa de economia mista e de capital aberto, com ações negociadas nas Bolsas de Valores de São Paulo (Bovespa), de Madri na Espanha, e de Nova Iorque, nos Estados Unidos [77]. O Governo Federal possui mais da metade das ações ordinárias e preferenciais (52,45%) da Eletrobrás e, por isso, tem o controle acionário da empresa.

Criada em 1962 para promover estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações, destinadas ao suprimento de energia elétrica do país, a Eletrobrás adquiriu características de *holding*, controlando empresas de geração e transmissão de energia elétrica. As empresas do Grupo Eletrobrás produzem cerca de 60% da energia elétrica consumida no país. São elas: Chesf, Furnas, Eletronorte, Eletronuclear e CGTEE. A Eletrobrás detém ainda 50% da Itaipu Binacional. Também integram o Grupo Eletrobrás a Lightpar, o Cepel, bem como a Eletrosul, empresa transmissora de energia elétrica.

A Eletrobrás também dá suporte a programas estratégicos do governo, como o Proinfa, programa que visa à diversificação da matriz energética brasileira e pelo qual a empresa assegura a compra de 70% dos 3300 MW provenientes de fontes

eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e biomassa produzidos por Produtores Independentes Autônomos.

#### **EPE – Empresa de Pesquisa Energética**

A EPE foi criada pela Lei nº 10.847 de 15 de Março de 2004 e regulamentada pelo Decreto nº 5184, de 16 de Agosto de 2004 [75]. Vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a EPE realiza estudos e pesquisas que subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações do Ministério de Minas e Energia, no âmbito da política energética nacional. As principais atribuições da Empresa são [69]:

- Realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- Elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- Identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- Elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo;
- Desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;
- Promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambiental sustentável, inclusive de eficiência energética;
- Promover estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético.

## **ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico**

O ONS foi criado em 1998, com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar a rede básica de transmissão de energia em nosso país [76]. A sua missão institucional é assegurar aos usuários do SIN a continuidade e a qualidade do suprimento de energia elétrica. De acordo com a Lei nº 10.848/04, também são atribuições do ONS:

- Propor ao poder concedente (MME) as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão;
- Propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL.

## **A COGEN-SP E A COGEN-RIO – Entidades Não Governamentais**

Entre as entidades não governamentais (também chamadas de ONGs) ligadas à cogeração podemos citar a Cogen-SP (Associação Paulista de Cogeração de Energia) e a Cogen-Rio (Associação Fluminense de Cogeração de Energia).

A Cogen-SP foi criada no final de 2003 [30]. Já a Cogen-Rio só foi criada em abril de 2005 [67]. A associação paulista teve como base a experiência da *Cogen Europe*, que já realizava um trabalho importante de promoção da cogeração na comunidade européia. As associações paulista e fluminense são associações civis de direito privado e sem fins lucrativos. Seus associados são pessoas jurídicas que atuam ou pretendem atuar no mercado da cogeração de energia.

Os objetivos da Cogen-SP e da Cogen-Rio são basicamente os mesmos. Elas querem fomentar o desenvolvimento da indústria da cogeração de energia em seus respectivos Estados (São Paulo e Rio de Janeiro). As ações destas associações

visam criar um ambiente institucional favorável no setor elétrico para que a cogeração se desenvolva. Tentam promover a eliminação das barreiras (culturais, tributárias e outras) para tornar viáveis os projetos de cogeração e buscam divulgá-la como um modelo de diversificação da matriz energética. Estimulam a divulgação e o desenvolvimento das tecnologias de cogeração. Mostram casos de cogerações, já implantadas e em operação, como exemplos de soluções de geração de energia elétrica, eficientes e de baixo custo. Estas associações já ofereceram propostas e sugestões de ajustes na regulamentação vigente ao Ministério de Minas e Energia. Ambas colaboram e intercedem, junto aos órgãos governamentais, em matérias de interesse comum aos seus associados. As atividades da Cogen-SP e da Cogen-Rio sempre visam os interesses das suas empresas associadas.

A Cogen-SP teve, desde o início, a missão de incentivar a implantação de centrais de cogeração que utilizam o gás natural e a biomassa (da cana-de-açúcar) como combustíveis. A associação paulista também está ligada a um *site* na Internet, o DataCogen (<http://www.datacogen.com.br>) [48]. Ele é o resultado da parceria entre a Cogen-SP e a Petrobras. Este site foi concebido para ser um sistema de banco de dados que contém informações relativas a empreendimentos de cogeração de energia, em operação ou em construção, no Brasil. As informações consistem de dados e características gerais, técnicas e comerciais de cada cogeração catalogada, assim como indicadores técnicos e de gestão, de todas as centrais de cogeração existentes no nosso país. Estas informações foram disponibilizadas pelos seguintes órgãos e entidades: ANEEL, CSPE (Comissão de Serviços Públicos de Energia, de São Paulo), MME, Eletrobrás, EPE, UNICA (União da Indústria de Cana-de-Açúcar), UDOP (União dos Produtores de Bioenergia) e outros – através de seus respectivos *sites*, publicações e informes diversos. Outras informações foram disponibilizadas

por alguns associados da COGEN-SP que atuam na cadeia da cogeração, sendo estes fabricantes e fornecedores de equipamentos e componentes para cogeração, empresas de engenharia e consultoria, empresas de serviços e *outsourcing* na área de energia, usuários de cogeração, entre outros. O DataCogen teve sua implementação completada em meados de 2006.

A Cogen-Rio nasceu com o apoio da Associação Comercial do Rio de Janeiro, da Federação das Indústrias (Firjan) e do Senai-Rio (Serviço Nacional da Indústria do Estado do Rio de Janeiro) [37]. Atualmente a associação está funcionando na sede do Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), sendo o INEE um dos seus principais colaboradores.

## **3 Capítulo 3 - Cogeração Infoglobo**

### **3.1 Empresa Infoglobo**

A Infoglobo, antigamente conhecida como Empresa Jornalística Brasileira, faz parte da seção MIRA (Mídia Impressa e Rádio) das Organizações Globo. [40] As Organizações Globo são um conjunto de empresas da área de mídia e comunicação, além de outras empresas na área bancária, no mercado imobiliário e na indústria alimentícia.

A empresa Infoglobo é formada pelos seguintes segmentos:

- Portais da Internet: Globo Online, G1, Globo.com, Planeta Imóvel e Zap;
- Agência O Globo;
- Jornal O Globo;
- Jornal Extra;
- Jornal Diário de São Paulo;
- Jornal Expresso.

A Infoglobo é um dos dois maiores grupos de mídia impressa do Brasil (o outro é o grupo Folha). A empresa tem o objetivo de levar aos seus leitores a informação mais completa, sempre apurando os fatos e oferecendo produtos adequados ao público alvo a que se destinam.

O portal Globo Online, criado em julho de 1996, possui a mesma credibilidade e o mesmo público alvo do jornal O Globo [50]. Ele apresenta a versão digital dos jornais O Globo, Extra e Diário de São Paulo (com reproduções de trechos destes jornais), além de outras informações em tempo real de fatos ocorridos a cada dia, no Brasil e no mundo. Este site já possui mais de 2,5 milhões de leitores cadastrados,

recebe de 250 mil a 400 mil visitas por dia, sendo 80% dos seus leitores das classes A e B. O portal G1 é um portal de notícias, lançado em 2006, e se destaca pelo seu conteúdo multimídia. Ele disponibiliza o conteúdo de jornalismo de diversas empresas das Organizações Globo (seus jornais, canais de TV, rádios e revistas). Já o portal Globo.com, após uma reformulação, passou a juntar os conteúdos do Globo Online e do G1. O portal Planeta Imóvel foi criado em 2000, sendo ele o resultado de uma parceria entre a Infoglobo e a OESP Mídia (do Grupo Estado). Até 2006 o portal Planeta Imóvel era o maior site do mercado imobiliário do país. Em janeiro de 2007 foi lançado o Zap, um portal de classificados e negócios *on-line*, sendo este portal o resultado de uma parceria entre a Infoglobo e o Grupo Estado. O portal Zap pretende ser o mais completo e moderno site neste segmento. Existem quatro áreas no portal: Imóveis, Veículos, Empregos e Mix. Neste portal são encontradas as versões *on-line* dos classificados dos jornais O Globo, Extra, O Estado de São Paulo e Jornal da Tarde, além de outras coisas [49].

A Agência O Globo tem como atribuições captar, produzir, formatar e distribuir informações para os jornais brasileiros e oferecer serviços de notícias internacionalmente. É basicamente uma agência de notícias.

O jornal O Globo é publicado no Rio de Janeiro desde 1925 [50]. Sendo ele, até hoje, um dos jornais de maior prestígio do Brasil, estando entre os três jornais de maior circulação nacional. Entre os outros jornais da Infoglobo temos: o jornal Extra, que é publicado desde 1998; o jornal Expresso, publicado desde 2006; e o jornal Diário de São Paulo (anteriormente conhecido como Diário Popular), publicado desde 2001 [9]. Cada jornal da empresa tem uma linguagem e um formato próprios, focando em leitores de diferentes classes sociais. O jornal de economia Valor

Econômico é impresso no Parque Gráfico da Infoglobo, sendo ele uma parceria entre os jornais O Globo e a Folha de São Paulo.

Em dezembro de 1998 o novo Parque Gráfico da Infoglobo foi inaugurado, entrando em funcionamento oficial em janeiro de 1999, sendo ele localizado na Rodovia Washington Luís, no município de Duque de Caxias (RJ).

### **3.2 O Histórico do Parque Gráfico**

Foi ao meio-dia do dia 12 de janeiro de 1999 que o então presidente do Brasil, Fernando Henrique Cardoso, ao lado do então presidente das Organizações Globo, jornalista Roberto Marinho, acionava uma das rotativas do novo Parque Gráfico da Infoglobo, iniciando a impressão de um caderno especial [13], fato que marcou a inauguração deste moderno complexo industrial.

Esta inauguração marcou a conclusão de um projeto de US\$ 150 milhões, aumentando em 50% a tiragem do jornal e em 200% o número de páginas coloridas e transformando o Parque Gráfico da Infoglobo, na época da sua inauguração, no parque mais moderno da América Latina. Este projeto foi, sem qualquer dúvida, uma obra grandiosa. Em um terreno de 175 mil m<sup>2</sup>, um total de 16 mil pessoas trabalhou durante 20 meses para finalizar o complexo. O Parque Gráfico era capaz de imprimir, na época, 800 mil exemplares nos dias úteis, e 2 milhões aos domingos.

Na Figura 3.1 podemos ver o jornalista Roberto Marinho, em 1997, no local da construção do Parque Gráfico.

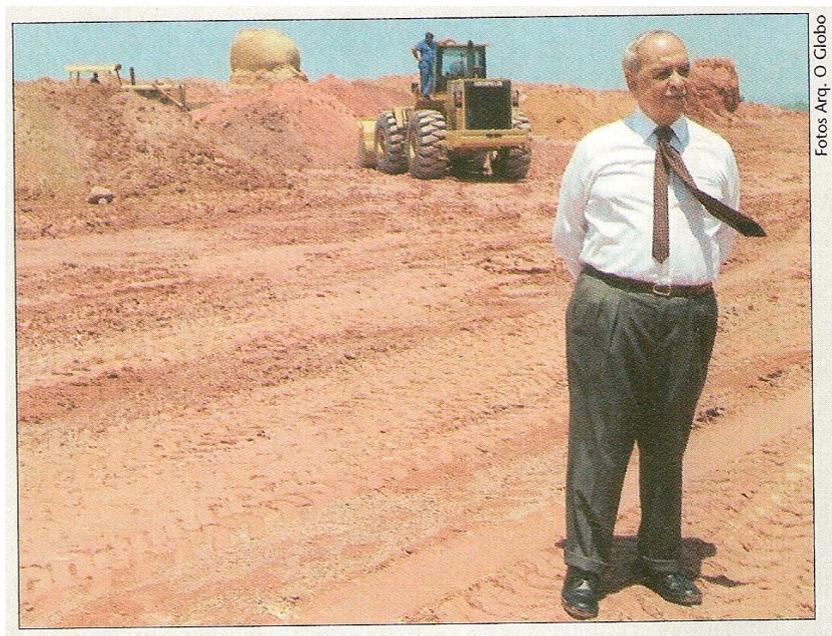


Figura 3.1 - Roberto Marinho no terreno onde hoje se localiza o Parque Gráfico da Infoglobo

Além disso, a instalação industrial da Infoglobo foi construída para ser, e é até hoje, auto-suficiente em energia elétrica. Possui dois motogeradores a gás natural na sua central de cogeração (a cogeração Infoglobo), com capacidade suficiente para suprir toda a sua carga. Para garantir o funcionamento ininterrupto das rotativas do Parque Gráfico, também é contratado o uso da energia elétrica fornecida pela Light (a concessionária local, que passou a ser um *backup* da cogeração). O local da instalação do Parque Gráfico foi escolhido também por sua proximidade da Refinaria Duque de Caxias (Reduc), que fornece o gás natural utilizado na cogeração [14].

### **3.3 Parque Gráfico (Características da indústria)**

O Parque Gráfico da Infoglobo tem 175 mil m<sup>2</sup> (48 mil m<sup>2</sup> de área construída). Ele possui seis máquinas impressoras (cada rotativa pesando cerca de 32

toneladas), que ocupam cerca de 240 metros de comprimento. A fachada do Parque Gráfico da Infoglobo, projetado pelo arquiteto australiano Kenneth Sowerby, pode ser vista na Figura 3.2.



Figura 3.2 - Parque Gráfico da Infoglobo; Foto: Kenneth Sowerby

No Parque Gráfico atuam cerca de 500 funcionários, em cada turno, que se encarregam das seguintes atividades:

- Recepção das páginas;
- Produção das chapas;
- Acomodação e transporte das bobinas de papel para as rotativas;
- Impressão, empacotamento e expedição dos jornais.

Como já foi citado, o Parque Gráfico da Infoglobo é auto-suficiente na produção de energia elétrica, possuindo para isto dois motogeradores movidos a gás natural, este fornecido pela CEG (Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro). Para garantir o funcionamento ininterrupto das rotativas, o Parque Gráfico conta com duas entradas de 13,2 kV com a Light. No entanto, a energia da Light só

é utilizada em casos de defeito ou manutenção no sistema de cogeração de energia [14][11].

Os motogeradores produzem até 5,16 MW, sendo esta energia suficiente para abastecer uma pequena cidade de 50 mil habitantes. No sistema de cogeração, os vapores emitidos pelos motogeradores são aproveitados para a produção de água quente e água gelada (utilizada no sistema de refrigeração) que são usadas na instalação industrial.

A parte ecológica não foi esquecida no projeto de construção do Parque Gráfico. Houve uma preocupação na conservação dos manguezais próximos a ele. Também foi projetada uma estação de tratamento de esgoto (ETE), que trata os resíduos sanitários e da cozinha, através de microorganismos que consomem os detritos. A água tratada resultante sofre um processo de filtragem, tornando-a potável e, posteriormente, ela é jogada na Baía de Guanabara.

É utilizada, mensalmente, uma grande quantidade de tinta no Parque Gráfico (cerca de 80 toneladas de tinta preta e 52 toneladas de tinta colorida); sendo esta tinta reaproveitada, com a adição e mistura de água, o que a revitaliza.

O único resíduo não reaproveitado no processo é o produto utilizado para revelação das chapas. Ele é estocado em tambores e depois levado para incineradores autorizados pela FEEMA (Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente).

O Parque Gráfico da Infoglobo também utiliza uma grande quantidade de papel para a impressão dos jornais, sendo este papel na sua maioria importado. Como sua demanda é muito grande, há uma enorme área de estoque de bobinas de papel, com autonomia suficiente para suprir o Parque Gráfico por até dois meses.

Uma pequena parte destas bobinas é mostrada na Figura 3.3.



Figura 3.3 - Bobinas de papel no depósito do Parque Gráfico

São utilizadas mensalmente cerca de 10.500 toneladas de papel. Estas bobinas são transportadas por esteiras e carros-robôs, monitorados por computadores. Estes computadores verificam se a bobina de alguma rotativa está chegando ao fim, e faz com que os carros-robôs a reabasteça automaticamente, sem que haja a necessidade da produção da rotativa ser interrompida. Na Figura 3.4 são exibidas as bobinas já preparadas para serem utilizadas pelos carros-robôs.



Figura 3.4 - Alimentação de papel das rotativas (bobinas preparadas)

Na sala de chapas estão as informações sobre o jornal a ser produzido, recebidas por ondas de rádio, que são transformadas em chapas de alumínio, representando cada página do jornal a ser impresso. Estas informações são gravadas numa camada foto-sensível da chapa por raios ultravioletas e posteriormente reveladas. Depois de usadas nas rotativas, as chapas são vendidas a um ferro-velho.

Existem seis rotativas que produzem até 400 mil exemplares por hora, ocupando 240 metros de comprimento e 16 metros de altura [10]. Depois de impressos, os exemplares são automaticamente cortados e dobrados em sua forma definitiva. A partir daí são recolhidos por uma esteira que os transportam à área de expedição onde são contados, empacotados e levados para os caminhões encarregados da sua distribuição.

### **3.4 Objetivos da implementação da cogeração no Parque Gráfico**

No capítulo 1 deste projeto final foram descritas as vantagens da implementação de um sistema de cogeração a gás natural para a geração de energia elétrica. É claro que estes motivos foram considerados na opção da Infoglobo em implementar uma central de cogeração no seu Parque Gráfico. Algumas das vantagens de maior destaque deste sistema de cogeração a gás natural são indicadas abaixo [22].

- Maior confiabilidade no suprimento de energia elétrica;
- Independência em relação aos aumentos nas tarifas de energia elétrica fornecida pela concessionária local;
- Utilização de um combustível de menor impacto ambiental (o gás natural);
- Economia gerada na área operacional pela implementação da cogeração (estimada pelo projeto como uma economia de 50% com custos operacionais, contabilizando-se os gastos com a produção de vapor, com a operação de motores e com eletricidade – estimando-se 90% de economia com eletricidade);
- O retorno do investimento na construção da central de cogeração, a médio prazo.

Existiram, porém, motivações específicas para a escolha da construção de uma cogeração a gás natural no Parque Gráfico. Na época em que se escolheu o local onde seria construído o Parque Gráfico da Infoglobo, verificou-se que a energia elétrica fornecida pela Light (concessionária local que atende a região de Duque de Caxias), não tinha um alto grau de confiabilidade. Esta energia não era suficientemente “limpa” para atender à alta tecnologia do principal equipamento de impressão (rotativas da MAN Roland), que seria utilizado pela empresa. O local

escolhido (Duque de Caxias) tinha a vantagem de já possuir uma infraestrutura de fornecimento de gás natural, atendendo às indústrias da região. O Parque Gráfico foi conectado a uma rede de gás natural de 2.500 Nm<sup>3</sup>/h.

A Resolução da ANEEL Nº 332, de 26 de outubro de 1998, autorizou a Infoglobo a estabelecer sua central termelétrica de cogeração de energia a gás natural, para que esta produzisse energia elétrica e térmica para o uso exclusivo do seu Parque Gráfico [46].

### **3.5 Conexão da cogeração com a concessionária**

Para que não existisse risco de haver falhas tão graves na produção de energia na central de cogeração Infoglobo, a ponto de gerar uma parada na produção de jornal na indústria, estabeleceu-se que o funcionamento desta cogeração deveria ser em paralelo com a Light [22]. Sendo então a concessionária uma reserva para fornecer eletricidade ao Parque Gráfico, em caso de alguma falha, total ou parcial, no funcionamento dos motogeradores da cogeração, o que afetaria a sua própria produção. Este tipo de conexão da concessionária com uma central de cogeração, onde as duas operam em paralelo, é autorizado pela Aneel e ainda permite que a cogeração exporte energia através da rede da concessionária [12].

Ainda por medida de segurança, de acordo com um contrato estabelecido com a Light, a concessionária disponibiliza duas linhas de transmissão para a conexão em paralelo da sua rede com a instalação do Parque Gráfico da Infoglobo. A linha 1, chamada de Patriota, sendo esta a principal, é a que normalmente está conectada com a central de cogeração Infoglobo. A linha 2, chamada de Globo, é a reserva da linha 1, usada em caso de falhas graves ou manutenção da linha principal.

### **3.6 Estrutura da operação da cogeração no Parque Gráfico**

A central de cogeração Infoglobo funciona vinte e quatro horas por dia, todos os dias da semana, para atender as necessidades do Parque Gráfico [22]. A operação da cogeração é dividida em três turnos, de oito horas de duração cada. A equipe da cogeração é composta por alguns operadores (normalmente quatro, no mínimo três), um supervisor (gerente da planta) e um auxiliar de operação. Existem três turnos de trabalho, sendo que um é no horário administrativo (das 7:00 às 15:00 horas). Somente neste horário a equipe de operação é composta de três pessoas, o operador, o supervisor e o auxiliar de operação. Nos outros dois turnos o operador trabalha sozinho. Em todos os turnos, a operação fica sob a responsabilidade do operador.

Administrar atividades referentes à operação, administrar os problemas de campo, além de registrar e informar estes problemas, são funções do supervisor. A ele também cabem as tarefas de buscar soluções para melhorar a eficiência da planta, despachar documentações e relatórios administrativos, nos prazos previamente definidos. O supervisor deve garantir que as manutenções preventivas sejam cumpridas, conforme planejamento prévio, e também, garantir que seja feita a limpeza programada da central de cogeração. Ele deve controlar a otimização da operação, observando os resultados obtidos e discutindo-os com sua equipe.

Aos operadores cabem diversas tarefas cotidianas. O operador deve conduzir a manutenção do sistema eletrônico da central de cogeração, controlar o sistema de análises químicas, a entrada e a saída de material do almoxarifado desta central e as falhas de energia elétrica. Quando ocorre uma falha em um dos equipamentos, e se faz necessária uma manutenção corretiva (não programada), ela deve ser executada por ele prontamente. Mesmo que esta manutenção cause a parada ou

diminuição da produção da cogeração (diminuindo a quantidade das energias térmica e elétrica produzidas). Esta manutenção corretiva, e a sua possível causa, devem ser informadas ao supervisor, assim que for possível. Se a parada para a manutenção puder comprometer de alguma forma a produção do Parque Gráfico, o operador também deve informar às equipes adequadas da Infoglobo antes de iniciá-la. O operador também é responsável pelo plano geral de manutenção (que deve ser aprovado pelo supervisor) e pelo controle das manutenções preventivas de todos os equipamentos (seguindo as ordens de serviço respectivas). Ele participa de várias destas manutenções preventivas. Cabe ao operador atualizar os relatórios de controle e de emissão, que são gerados a partir de dados coletados pela equipe de operação. Alguns destes relatórios são atualizados diariamente, outros uma vez ao mês. Como a equipe é formada por três ou mais operadores, é estabelecido pelo supervisor da planta uma divisão entre eles destas tarefas citadas. Somente as manutenções corretivas, e as tarefas ligadas à operação diária da planta, são comuns a todos eles. Também, de acordo com uma escolha do supervisor, é designado para cada operador um setor principal de sua responsabilidade. Sendo estes setores as centrais de motores, de vapor, de água gelada e o almoxarifado da cogeração.

O auxiliar de operação participa também de tarefas cotidianas, ajudando o operador na operação, no horário administrativo. Ele é responsável pela manutenção da limpeza de muitos equipamentos da planta. E também trabalha com o operador durante as manutenções corretivas ou preventivas. O auxiliar controla e retira o material da central de cogeração, que está guardado no almoxarifado principal da Infoglobo, sendo este material composto principalmente por produtos químicos. Ele

também pode fazer leituras em diversos equipamentos, se solicitado, além de outras atividades não burocráticas, estabelecidas pelo supervisor.

### **3.7 Empresa Wärtsilä**

Na Central de Cogeração Infoglobo a equipe responsável pela sua operação é da empresa Wärtsilä Brasil. Desde o início do funcionamento do Parque Gráfico, a Infoglobo fez um contrato de operação e manutenção com esta empresa, terceirizando este serviço. Além disso, os dois motogeradores da Central de Cogeração Infoglobo foram fabricados pela Wärtsilä. Outros equipamentos da Wärtsilä como estes foram instalados nas cogerações das empresas Coca-Cola (em Recife - PE) e Kaiser (em Fortaleza - CE) [41]. Neste item do projeto final falaremos sobre a Wärtsilä, pela sua importante participação no processo de geração de energia no Parque Gráfico.

A Wärtsilä é o maior fornecedor mundial de motores de propulsão marítima, produz motores de geração de energia e, também, fornece soluções para produção descentralizada de energia e fornecimento de serviços de suporte [36]. A empresa possui três divisões na parte ligada à energia: *Ship Power*, *Power Plants* e *Services*. Ela também opera uma empresa siderúrgica nórdica, a *Imantra Steel*, administrando uma participação substancial para dar apoio ao desenvolvimento de sua atividade principal. A *Imantra Steel* seria, portanto, a quarta divisão industrial da empresa. Além disso, a Wärtsilä possui importantes *holdings*. Por exemplo, o grupo líder em fabricação e fornecimento de soluções em fechaduras, *Assa Abloy*. Através destas *holdings* são criados recursos financeiros para o desenvolvimento da sua atividade principal, nas divisões de energia.

As divisões de energia da Wärtsilä fornecem aos seus clientes soluções completas, para a geração de energia e propulsão náutica. A divisão *Ship Power* é a líder mundial em geração de energia e fornecimento de serviços, ligados a esta geração, em embarcações. A *Power Plants* é a divisão que fornece soluções para produção descentralizada de energia e serviços de operação e manutenção de plantas de energia. Nesta divisão, a Wärtsilä se destaca por ser líder no fornecimento de equipamentos de usinas termelétricas. A divisão *Services* interliga as outras duas divisões. Ela mantém o suporte aos seus consumidores durante todo o ciclo de vida da sua instalação.

A operação e manutenção (O&M) da Wärtsilä é uma unidade especializada da divisão *Services* [21], sendo esta unidade dedicada à operação e manutenção de centrais de produção elétrica e térmica, instalações marítimas e também *offshore*. Em um acordo de O&M, a Wärtsilä gerencia vários aspectos técnicos, administrativos, financeiros e de recursos humanos. Um acordo deste tipo libera o proprietário da planta de geração de energia, para que ele possa se concentrar em suas atividades principais.

A Wärtsilä foi fundada em 1834, na Finlândia e, a partir daí, não parou de crescer. A empresa já instalou mais de 4.000 usinas termelétricas em todo o mundo, com capacidade de mais de 30.000 MW, sendo 4.500 MW só na América Latina (onde a Wärtsilä pretende expandir os seus projetos) [37]. Os seus motores equipam 65% dos navios de cruzeiro construídos nos últimos três anos. Hoje a empresa possui mais de 14.000 profissionais trabalhando nas suas filiais, em 130 instalações localizadas em quase setenta países, nos cinco continentes. Na Figura 3.5 podemos ver a localização dos escritórios da empresa no mundo. Centenas de clientes têm suas instalações operadas pela Wärtsilä em todo o mundo. Foram desenvolvidos

processos, *softwares* e documentação, necessários para o controle e a operação das instalações. Em 2006, as encomendas recebidas pela Wärtsilä aumentaram em 32% no período de janeiro a setembro, comparando com o mesmo período no ano de 2005. Também no ano de 2006, o valor dos pedidos chegou a 4,6 bilhões de euros, sendo 126 milhões de euros correspondentes a negócios fechados no Brasil [38].



Figura 3.5 - Escritórios da Wärtsilä no mundo

Uma das filiais da Wärtsilä é a Wärtsilä Brasil, fundada em 1990. Inicialmente a empresa se dedicou a dar apoio a navios mercantes e portos de escala de clientes *offshore* na costa brasileira, bem como as atividades de construção naval local [40]. Hoje ela oferece serviços de campo, venda de peças genuínas (das máquinas fabricadas pela Wärtsilä), suporte técnico, contratos de operação e manutenção, treinamento de pessoal (para trabalhar em operação e em manutenção), recondicionamento de componentes, dentre outros serviços. A Wärtsilä Brasil já

projetou e construiu 16 usinas de geração de energia no país, que somam mais de 700 MW de capacidade, operando algumas delas. No Brasil a empresa possui uma base instalada de motores de propulsão e auxiliares (de média rotação) em cerca de 100 navios e embarcações, entre petroleiros, rebocadores e empurradores, e também em plataformas de petróleo e instalações navais militares [37]. Na área naval, sua base instalada possui mais de 800 MW nos navios e embarcações, e tem capacidade instalada de mais de 1.500 MW. A Wärtsilä Brasil tem relações comerciais com a Marinha do Brasil e a Petrobras, empresas brasileiras conhecidas [39].

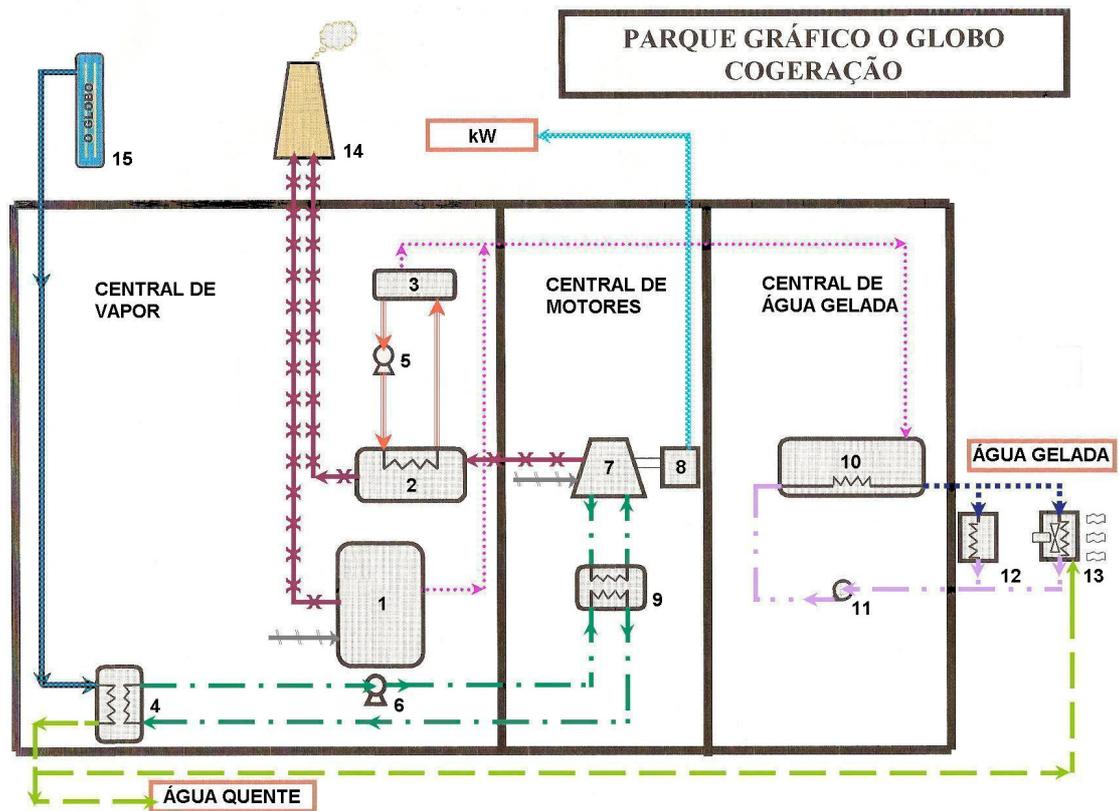
O principal escritório da Wärtsilä Brasil, sua matriz, fica na cidade do Rio de Janeiro (RJ), possuindo aí um centro de serviços técnicos. Existe também outro escritório no PIM (Pólo Industrial de Manaus - AM), com outro centro de serviços técnicos. Atualmente a empresa emprega mais de 200 funcionários no Rio de Janeiro e em Manaus.

### **3.8 Descrição da Instalação**

A central de cogeração Infoglobo é composta de três salas, onde se encontram os equipamentos do sistema de cogeração [22]. Estas salas são chamadas de centrais, denominadas: central de vapor, central de motores e central de água gelada. A central de vapor é o departamento responsável pela produção de vapor e água quente para os banheiros, cozinha e utilizada no sistema de ar-condicionado. A central de motores é o departamento responsável pela produção de energia elétrica. A central de água gelada é o departamento responsável pela produção de água gelada usada nas máquinas de produção gráfica do Parque Gráfico e no sistema de ar-condicionado.

Além das três centrais, fazem parte da cogeração a sala de controle e o almoxarifado da cogeração. A sala de controle é onde fica a equipe da cogeração, onde ficam os documentos da cogeração e onde ficam os computadores e alguns painéis (de onde se controlam e se supervisionam os equipamentos). Da sala de controle se faz a operação de toda a central. No almoxarifado ficam as peças de reposição dos equipamentos da central, as ferramentas e outros produtos utilizados pela equipe da cogeração.

Na Figura 3.6 podemos ver o esquema que representa a área onde ficam as centrais de vapor, de motores e de água gelada. Esta figura mostra quais são os principais equipamentos de cada central e a que sistemas estão ligados os equipamentos (sistema de vapor, de água gelada, de água quente, etc.).



LINHA	SISTEMA
	SISTEMA DE ÁGUA INDUSTRIAL
	SISTEMA PRIMÁRIO DE ÁGUA QUENTE
	SISTEMA SECUNDÁRIO DE ÁGUA QUENTE
	SISTEMA DE GASES DE DESCARGA
	SISTEMA DE ÁGUA DE ALIMENTAÇÃO
	SISTEMA DE VAPOR
	SISTEMA DE GÁS NATURAL
	SISTEMA PRIMÁRIO DE ÁGUA GELADA
	SISTEMA SECUNDÁRIO DE ÁGUA GELADA
	PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

	EQUIPAMENTO	QUANTIDADE
1	CALDEIRA AUXILIAR	1
2	CALDEIRA RECUPERADORA	2
3	COLETOR DE VAPOR	1
4	AQUECEDOR DE ÁGUA PREDIAL	1
5	BOMBA DE CIRCULAÇÃO DE ÁGUA	3
6	BOMBA DE ÁGUA QUENTE PREDIAL	2
7	MOTOR COMBUSTÃO À GÁS NATURAL	2
8	ALTERNADOR	2
9	AQUECEDOR DE ÁGUA QUENTE	1
10	MÁQUINA DE REFRIGERAÇÃO	2
11	BOMBA DE ÁGUA GELADA	3
12	EQUIP. DE PRODUÇÃO DA FÁBRICA	-
13	SISTEMA DE AR CONDICIONADO	-
14	CHAMINÉ	-
15	ELEVATÓRIA DE ÁGUA INDUSTRIAL	-

Figura 3.6 - Esquema que mostra as centrais que compõem a cogeração Infoglobo

A cogeração do Parque Gráfico possui as seguintes características [48][63][22]:

- Sistema composto de: 2 motogeradores com capacidade de 2,58 MW cada (modelo do motor: Wärtsilä 16V25SG com velocidade de 900 rpm, modelo do gerador: ABB Industry Oy AMG710SM8S a uma tensão de 13,8 kV); 2 caldeiras de recuperação da UNEX / Aalborg modelo GS-482 (cada uma com capacidade de vapor de 2.061 kg/h e pressão operacional de 7 bar); 1 caldeira auxiliar da Aalborg modelo AR-4N (com capacidade de vapor de 6.500 kg/ h, com água a 20°C, e pressão operacional de 10,5 kgf/cm<sup>2</sup>); 2 unidades de refrigeração por absorção da Carrier modelo 16JT.
- Potência total instalada: 5,16 MW.
- Combustível usado: gás natural (combustível fóssil).
- Produtos da cogeração: água quente (obtida através da troca térmica entre o circuito de arrefecimento do motor e o circuito de água quente propriamente dito; utilizada no sistema de refrigeração predial e na cozinha e banheiros do Parque Gráfico); água gelada (produzida pelo chiller de absorção; utilizada no Parque Gráfico na sala de chapas e em equipamentos como o technotrans e fan-coils); eletricidade (utilizada em todo o Parque Gráfico da Infoglobo).
- Capacidade de geração: eletricidade – 5.160 kWe; água gelada – 1.500 TR.
- Classificação desta central de cogeração na ANEEL: autoprodutor de energia.

- Número dos documentos da ANEEL relacionados a esta central de cogeração: Resolução nº 332 de 26 de outubro de 1998; Resolução nº 108 de 3 de abril de 2001; Despacho nº 881 de 30 de outubro de 2001; Resolução nº 400 de 30 de julho de 2002.
- Proprietário e usuário desta central de cogeração: Infoglobo Comunicações Ltda. (razão social antiga: O Globo - Empresa Jornalística Brasileira Ltda).
- Segmento usuário: comércio e serviços.
- Modalidade: cogeração qualificada.
- Modelo de negócio: próprio.

Na Figura 3.7, vemos um esquema que representa a interligação de certos setores do Parque Gráfico, e de seus fornecedores (Light, Ceg e Cedae), com alguns equipamentos da cogeração (que estão no centro da figura). As setas mostram quais são os produtos consumidos (representados pelas setas entrando), e produzidos (representados pelas setas saindo), por cada um.

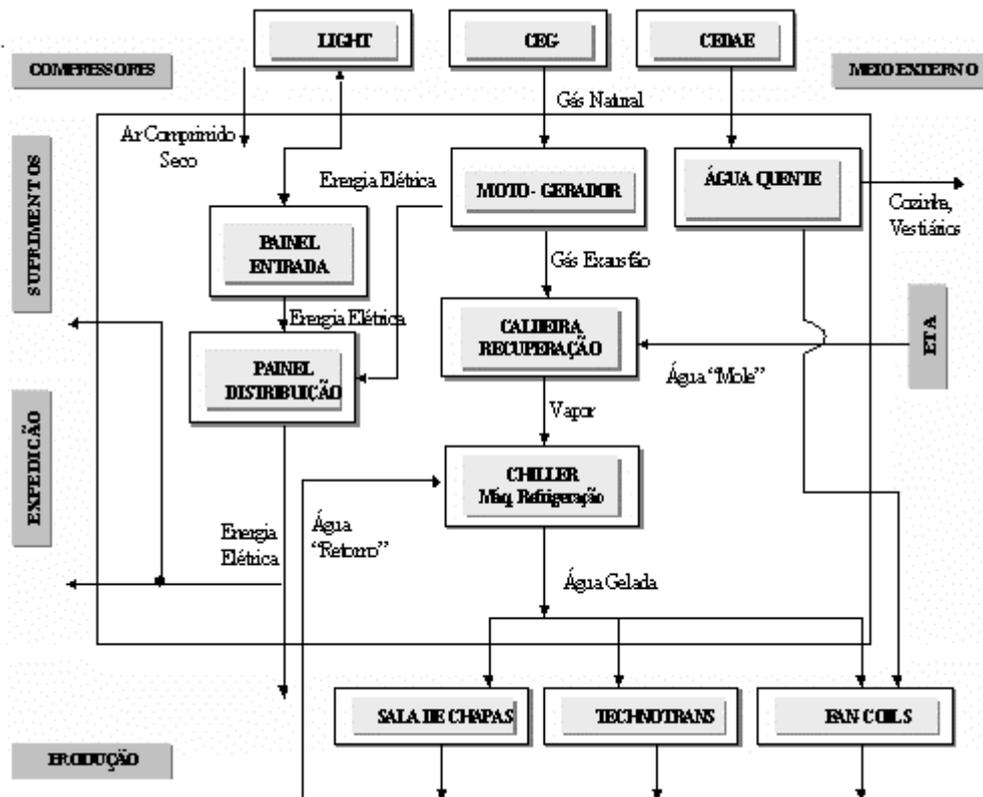


Figura 3.7 - Esquema simplificado da interligação dos equipamentos da cogeração da Infoglobo dentro do Parque Gráfico

### 3.8.1 Equipamentos

#### 3.8.1.1 Caldeiras

Caldeiras ou geradores de vapor são equipamentos que permitem a geração de formas de energia térmica de amplo uso, tanto do ponto de vista industrial quanto comercial e residencial; seus produtos são vapor e água quente [1].

Tanto o vapor quanto a água quente têm variadas aplicações, como secagem, cozimentos, geração de energia, lavagem, esterilização, aquecimento ambiental, entre outros. Para isso temos basicamente dois tipos de caldeiras: caldeiras geradoras de vapor convencionais e caldeiras de recuperação.

##### 3.8.1.1.1 Caldeiras convencionais

São dispositivos destinados a produzir vapor ou água quente em pressões elevadas, a partir do calor liberado na queima de algum combustível.

Para uso industrial utilizam-se caldeiras aquatubulares, que permitem a troca térmica entre os gases de combustão (que passam pelo casco da caldeira) e a água (que passa no interior dos tubos), para a geração de vapor. Isso se deve ao fato deste sistema permitir uma troca térmica a maiores níveis de pressão (28 Mpa) e que são os geralmente encontrados em instalações industriais. Na Figura 3.8 é exibido o diagrama de uma caldeira convencional.

Já nas caldeiras flamotubulares, os gases da combustão estão internos aos tubos. Por este motivo permitem apenas pressões baixas (1,7 Mpa), o que inviabiliza o uso das caldeiras flamotubulares em certos processos, como a cogeração.

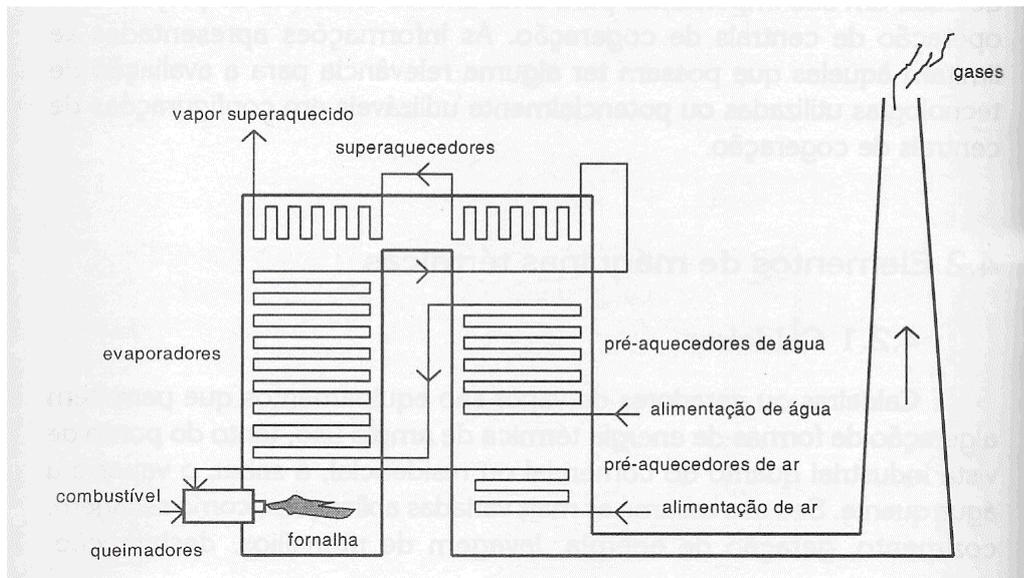


Figura 3.8 - Instalação de caldeira convencional

### 3.8.1.1.2 Caldeiras de recuperação

São dispositivos criados para aproveitar o calor dos gases de exaustão de algum processo existente na planta [1], sendo a temperatura desses gases alta (superiores a  $900^{\circ}\text{C}$ ). Quando a temperatura dos gases de exaustão se encontra inferior a  $900^{\circ}\text{C}$  (situação típica de turbinas a gás), pode-se elevar essa temperatura com queimadores suplementares que são projetados especialmente para o controle da temperatura dos gases.

Essas caldeiras também permitem uma maior produção de vapor a partir da queima suplementar de outros combustíveis. Podemos ver na Figura 3.9 um esquema de uma caldeira aquatubular de recuperação. Dentre as características das caldeiras de recuperação destacam-se o baixo investimento inicial (devido ao projeto auto-suportado), a alta eficiência e o baixo custo de manutenção.

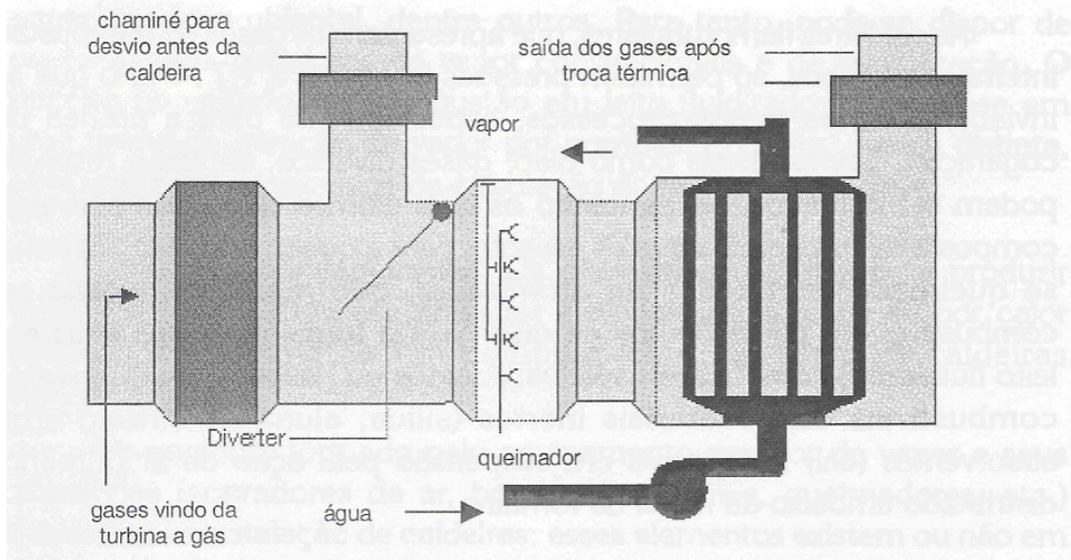


Figura 3.9 - Caldeira aquatubular de recuperação de calor

### 3.8.1.2 Turbinas a gás

A turbina a gás não é uma máquina isolada, mas uma combinação; sendo ela geralmente de construção compacta, composta de compressor, câmara de combustão e turbina e, por vezes, mais unidades [1]. Na câmara de combustão queimam-se óleo desmineralizado, gás natural e gases oriundos de processos de gaseificação de carvão e, mais recentemente, de gaseificação de biomassas. O termo turbina a gás se refere aos gases que se formam e são consumidos como fluido de trabalho na câmara de combustão.

Nesse equipamento o ar entra no compressor e passa para a câmara de combustão, onde o combustível é queimado continuamente sob pressão constante. Os gases aquecidos são expandidos na turbina que não só aciona o compressor, mas também gera potência, por exemplo, para um gerador.

As turbinas estacionárias (*heavy duties*) são aquelas produzidas com vista à geração de potência, ao passo que as turbinas aeroderivativas são as compostas a partir de turbinas aeronáuticas, retiradas de serviço por conta de procedimentos de

segurança. Vale ressaltar que cada uma apresenta particularidades de comportamento operacional, já que são construídas com objetivos distintos.

A tecnologia de turbinas a gás serve para uma larga faixa de aplicações. Na Figura 3.10 vemos a foto de uma turbina a gás. Seu curto tempo para partida e o baixo custo de investimento do ciclo simples, fazem estas unidades serem ideais para atendimento a picos de carga.

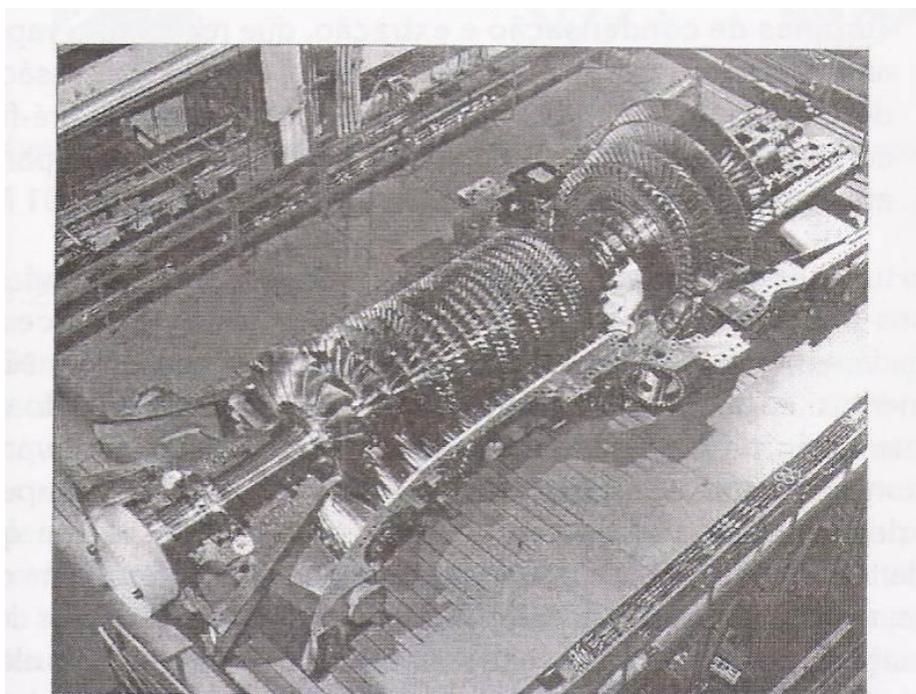


Figura 3.10 - Turbina a gás

### 3.8.1.3 Turbinas a vapor

As turbinas a vapor são turbo máquinas que operam com vapor de alta pressão na condição superaquecida. De acordo com as funções a que se pretendem, podem ser classificadas em [1]:

- Turbinas de contrapressão pura, Figura 3.11 esquerda, que fornecem integralmente a mesma vazão de vapor recebida para os trocadores de calor, situados a jusante (sentido do fluxo) da turbina, submetendo-os a

uma expansão desde a condição inicial (de alta pressão) até níveis de pressão de ordem de 0,2 a 1,0 MPa;

- Turbinas de condensação e extração, Figura 3.11 direita, que recebem o vapor de alta pressão e possuem um ou mais pontos (entre a admissão e a descarga), de onde se extrai vapor de processo (com pressão pré-fixada e conforme necessidade da unidade), sendo o restante do vapor expandido até a pressão do condensador (valores entre 0,005 e 0,01 MPa).

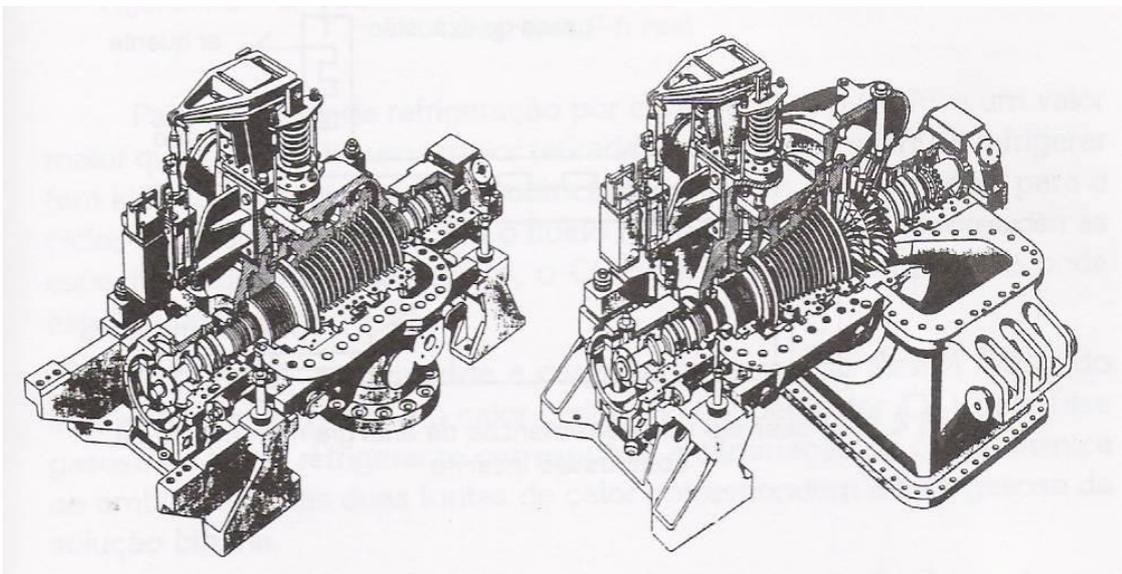


Figura 3.11 - Turbinas a vapor (à esquerda a de contrapressão, à direita a de condensação)

As turbinas de contrapressão são especialmente recomendadas nos processos industriais em que a demanda por calor de processo é aproximadamente igual à demanda por energia eletromecânica. Nesses equipamentos, é usual uma regulagem que mantém a pressão do vapor constante atrás da turbina, o que resulta numa potência elétrica que varia proporcionalmente ao consumo de vapor do processo.

As turbinas de condensação e extração são aplicadas nos processos em que a produção de energia elétrica/mecânica é prioritária, ou equivalente à demanda de valor do processo; isso se deve ao fato do salto entálpico ser maior nessa situação, quando comparado à turbina de contrapressão, uma vez que a expansão nas turbinas de condensação se dá até pressões vacumétricas. Em função da regulação adotada nesses casos, a vazão de vapor de processo permanece praticamente constante. Turbinas de condensação pura são empregadas em centrais térmicas de geração elétrica em que se busca maximizar a produção dessa forma de energia, em detrimento da forma térmica.

#### **3.8.1.4 Motores de combustão interna**

Dentre os motores de combustão interna, assumem um papel de destaque, na cogeração, os motores diesel [1]. São máquinas térmicas de êmbolos, em cujos cilindros ocorre a queima de um combustível e, por conseqüência, a transformação de calor em potência de eixo que, em unidades estacionárias, varia no amplo leque de 20 a 25 MW. Motores de combustão interna podem operar em ciclos de dois ou quatro tempos. No ciclo de quatro tempos, ocorrem, admissão da mistura combustível (primeiro tempo), compressão da mistura (segundo tempo), explosão, expansão dos produtos de combustão e escape (terceiro tempo) e expulsão dos produtos de combustão (quarto tempo). No ciclo de dois tempos, o primeiro tempo compreende a admissão da mistura e a compressão e no segundo tempo ocorrem a combustão, a expansão e o escape.

Os motores a diesel recebem, distintamente dos demais motores de combustão interna, o combustível através de injetores. Nos cilindros do motor se comprime ar puro e, ao final da compressão, injeta-se neles o combustível que, em

meio ao ar quente, inflama-se e queima em pressão constante. Podemos ver na Figura 3.12 o esquema de um motor de combustão interna.

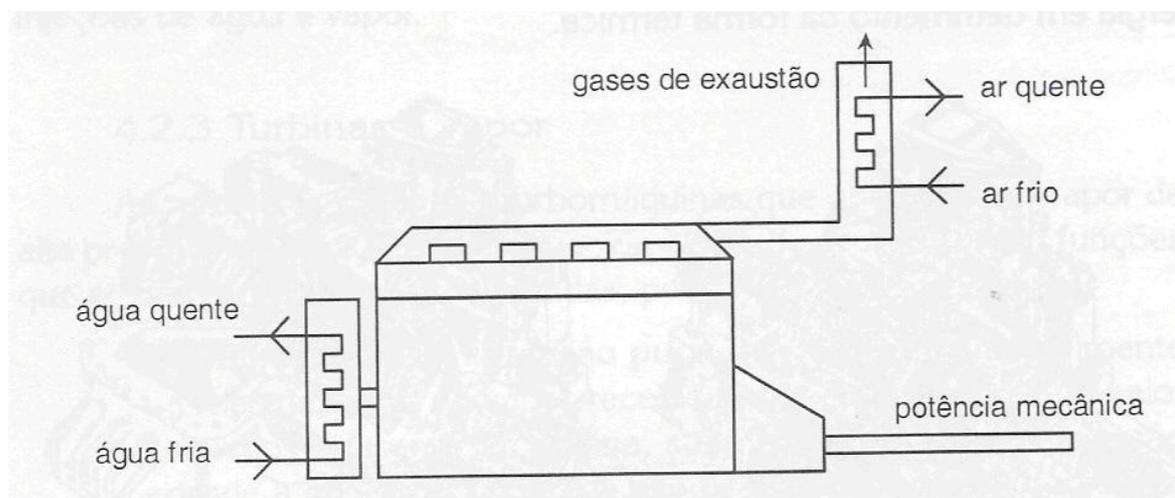


Figura 3.12 - Motor de combustão interna

### 3.8.1.5 Trocador de Calor - Geração de Água Quente

O trocador de calor é utilizado como sistema de refrigeração do motor a gás. Podemos retirar calor através dos sistemas de resfriamento do bloco do motor, do óleo e do *after cooler* [7].

A água quente é gerada como subproduto do sistema de resfriamento do motor. O líquido refrigerante (água, entre outras possibilidades) circula pelo cárter do motor, posteriormente passando pelo trocador de calor. Em seguida ele é bombeado até um radiador no alto da torre de refrigeração, onde é resfriado e retorna ao cárter do motor, dando início a um novo ciclo.

A geração de água quente se dá com a injeção de água, na temperatura ambiente, em tubos que circulam por dentro do trocador de calor. Em seu interior, a água é aquecida e levada para ser armazenada em tanques isotérmicos, para posterior uso industrial.

É importante ressaltar que neste tipo de processo a água não é vaporizada, pois a temperatura do fluido que refrigera o motor não é tão alta quanto a dos gases de exaustão.

### **3.8.1.6 Chiller – Geração de Água Gelada**

O *chiller* é um aparelho que tem como função arrefecer água, ou outro líquido qualquer, através de um processo termodinâmico [7]. O princípio de funcionamento está diretamente ligado à geração de vapor ou de água quente. O vapor originado do motor é utilizado no *chiller* que, através de um processo físico-químico, gera água gelada a partir de vapor de água saturado.

Nos *chillers* de absorção, o absorvente em geral é o brometo de lítio. Este é o absorvente mais utilizado em sistemas de cogeração, devido essencialmente a uma melhor relação entre o seu custo e a sua eficiência energética.

## **3.8.2 Detalhes dos Equipamentos**

A seguir são listados os dados de placa dos equipamentos presentes na planta de cogeração da Infoglobo.

### **3.8.2.1 Caldeira de recuperação**

Dentro da central de cogeração Infoglobo existem duas caldeiras de recuperação idênticas, exibidas na Figura 3.13, do tipo Unex GS (fabricadas pela *Aalborg Industries Unex Division*) [22][24]. Este modelo é uma caldeira de gás de exaustão de tubo de água de circulação forçada, para restabelecimento de aquecimento através dos gases de exaustão dos motogeradores. Esta caldeira é desenhada para gerar vapor e água quente, sendo ela do tipo horizontal.

Suas superfícies de transmissão de calor estendido são compostas de tubos horizontais com palhetas helicoidais. Seus canos são conectados à entrada e à saída da tubulação de admissão.

A água que circula nesta caldeira é bombeada pela bomba de circulação do coletor para a entrada da tubulação e, através dos tubos até a saída da tubulação, de volta ao coletor para separação de água e vapor produzidos.



Figura 3.13 - Caldeiras de recuperação (ambas do tipo aquatubular)

#### Dados Técnicos [24]

Superfície de transmissão de calor	482 m <sup>2</sup>
Passo entre as palhetas	5 mm
Pressão operacional	7 barras (g)
Pressão de projeto	10 barras (g)
Temperatura da água de alimentação	105 °C
Capacidade de vapor por caldeira	2.061 kg/h
Pressão de vapor saturado	8 barras (g)
Fluido de gás de exaustão	18.000 kg/h
Temperatura de gás de exaustão – entrada	406 °C
Temperatura de gás de exaustão – saída	157 °C
Perda de pressão abt.	1.600 Pa

Obs: Os valores acima são válidos para superfícies de transmissão de calor limpas.

### 3.8.2.2 Caldeira Auxiliar

A cogeração Infoglobo possui uma caldeira auxiliar modelo AR-4N (fabricada no Brasil sob licença da *Aalborg Boilers*), exibida na Figura 3.14 [22].

Esta caldeira é acionada automaticamente no sistema de cogeração quando o vapor produzido pela caldeira de recuperação não é suficiente para manter a pressão do sistema de vapor da cogeração. Isto ocorre quando o motogerador está em manutenção, ou a caldeira de recuperação está em manutenção, em casos de falha ou emergência, em caso do motogerador estar operando em carga muito baixa, dentre outras situações.



Figura 3.14 - Caldeira Auxiliar (do tipo flamotubular)

### Dados Técnicos [23]

Área de troca	161 m <sup>2</sup>
Pressão de operação	10,5 kgf / cm <sup>2</sup>
Pressão de projeto	12,0 kgf / cm <sup>2</sup>
Temperatura da água de alimentação	20 °C
Produção de vapor com água a 20 °C	6.500 kg / h
Temperatura de saída dos gases	220 °C
Combustível utilizado	gás natural
Consumo de gás com água a 20 °C	547 Nm <sup>3</sup> / h
Eficiência térmica a 80% da carga	90%

#### 3.8.2.3 Compressores

Na sala de motores da cogeração Infoglobo existe um compressor de ar de partida, exibido na Figura 3.15, modelo LT 55301V (fabricado pela Atlas Copco). [22]

Este modelo é um compressor alternativo com pistões de simples efeito que, succionando o ar captado pelo filtro e silenciador de admissão para dentro do cilindro de baixa pressão, é comprimido e, em seguida, é enviado para dentro do cilindro de alta pressão, via arrefecedor intermediário.

O sistema de controle do compressor consiste de uma válvula de retenção e um pressostato com válvula de alívio de pressão. O pressostato abre e fecha seus contatos para valores pré-estabelecidos (em 25 Bar liga, em 30 Bar desliga). Durante o funcionamento em carga os contatos estão fechados e o motor está em funcionamento.

Quando a pressão dentro do reservatório de ar atinge o valor máximo pré-estabelecido, os contatos e a válvula de alívio são abertos. O motor pára e o ar na

saída do compressor é liberado para a atmosfera. Então a válvula de retenção fecha para evitar a ventilação no reservatório. Quando a pressão e a válvula de alívio se fecham, o motor torna a arrancar e o ar comprimido é fornecido novamente para o reservatório.



Figura 3.15 - Compressor

### Dados Técnicos

Tipo	LT 55301V
Potência	5,5 kW
Pressão de trabalho máximo	30 Bar
Velocidade do eixo	1.800 rpm

### 3.8.2.4 Chiller

A central de cogeração Infoglobo possui duas unidades de refrigeração por absorção (*chillers*), exibidas na Figura 3.16, do modelo 16JT (fabricados pela Carrier) [22].

O *chiller* por absorção utiliza água como refrigerante em vasos mantidos sob um grande vácuo. O funcionamento do *chiller* é baseado em um princípio simples, onde sob baixa pressão absoluta (vácuo) a água absorve calor e vaporiza (ferve) a baixa temperatura. Para obter a energia necessária para ferver, ela absorve calor de outro fluido, e daí esfria. O fluido gelado pode ser usado então para refrigeração.

Para tornar o processo de refrigerante contínuo, o vapor deve ser retirado a medida que é produzido. Para isto, a solução de sal de brometo de lítio, misturada na água, é usada para absorver o vapor. O brometo de lítio tem uma grande afinidade com a água e a absorverá em grande quantidade estando em condições corretas. A retirada do vapor por absorção mantém a pressão da máquina suficientemente baixa para que a vaporização do refrigerante continue. Entretanto, este processo dilui a solução e reduz sua capacidade de absorção. Então, a solução de brometo de lítio diluída é bombeada para vasos separados, onde é aquecida (até ferver) a fim de liberar a água previamente absorvida. A água gelada de condensação da torre de arrefecimento, ou outra fonte, retira calor suficiente deste vapor para condensá-lo, tornando-o novamente líquido para que seja reutilizado no ciclo de refrigeração. A solução de brometo de lítio reconcentrada é devolvida para o vaso original, para que o processo de absorção continue.

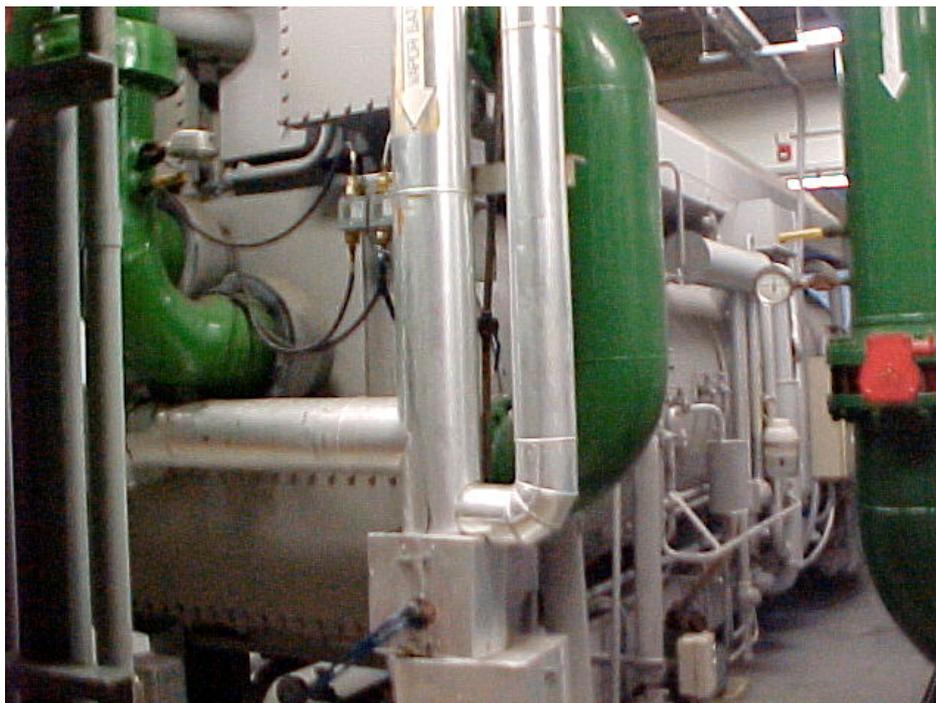


Figura 3.16 - Chiller de absorção

### 3.8.2.5 Motogeradores

Na sala dos motores da cogeração Infoglobo existem dois motogeradores idênticos, um deles exibido na Figura 3.17 [22]. Estes equipamentos são compostos de um motor da Wärtsilä, do tipo 16V25SG, acoplado a um gerador da ABB, do tipo AMG710SM8S [25].

Este é um motor de velocidade média de quatro tempos, de turbo compressão, que utiliza gás natural como combustível. O motor é construído em duas formas, motor do tipo “R” (de 6 cilindros em linha) e do tipo “V” (de 12 ou 16 cilindros). O ângulo entre as bancadas de cilindros na versão “V” é 45°. O diâmetro do seu cilindro é de 250 mm e o curso do seu êmbolo é 300 mm. Na sua construção faz-se com que os motores estejam completamente equilibrados, no que diz respeito a forças e binários exteriores. O sistema de controle deste motor controla a pressão

do gás e a sua injeção, sua ignição, como também, a velocidade do motor, carga, etc.

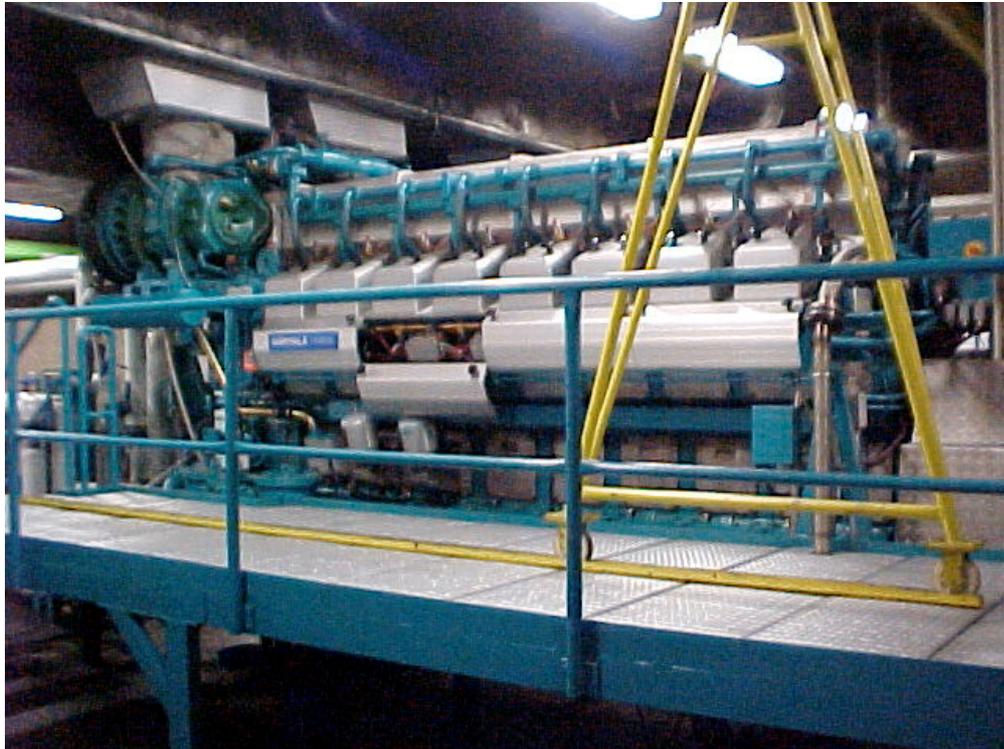


Figura 3.17 - Motogerador (um dos dois existentes)

#### Dados Técnicos [25]

Tipo	16V25SG
Potência a 100% de carga (potência nominal)	2.900 kW
Velocidade	900 rpm
Diâmetro do cilindro	250 mm
Curso do êmbolo	300 mm
Cubicagem	14,7 dm <sup>3</sup> /cyl
Relação de compressão	10,5:1

#### 3.8.2.6 Trocador de Calor

O motor é arrefecido por um sistema fechado de água doce que é dividido num circuito de alta temperatura para os cilindros e os turbo-sobrealimentadores e circuito(s) de baixa temperatura para o refrigerador do ar de alimentação [22]. Um regulador de temperatura equilibra o fluxo de água, de tal modo que o arrefecimento

do sistema é ajustado em conformidade com a carga do motor. O sistema de arrefecimento inclui uma bomba centrífuga acionada diretamente e montada no motor. Na Figura 3.18 podemos ver o sistema de arrefecimento dos motores da cogeração.

O sistema de água doce é arrefecido por radiadores, torres de arrefecimento ou permutador de calor, para fins de cogeração de energia. Os circuitos exteriores podem ser servidos por uma bomba de água de acionamento direto, ou por uma bomba separada.

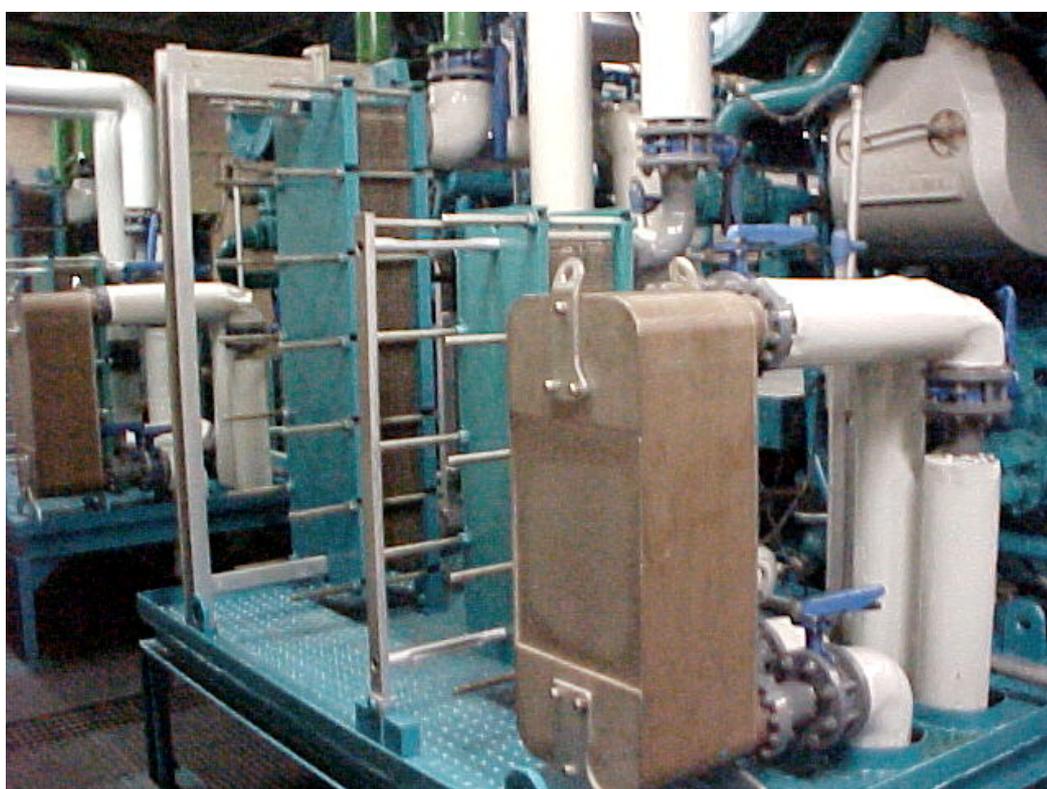


Figura 3.18 - Trocaador de calor

### **3.9 Contrato de exportação**

Como já foi mencionada no capítulo 2 deste projeto final, a legislação brasileira permite que o excedente de energia elétrica produzida, por exemplo, por uma central de cogeração, seja vendido a uma concessionária de energia.

No ano de 2001 o setor elétrico brasileiro enfrentou uma ameaça de racionamento de energia elétrica e até mesmo de um “apagão” (falta generalizada de fornecimento de energia elétrica, com blecautes de maior duração) [47]. Neste momento, o governo federal mobilizava a todos os integrantes do setor elétrico, inclusive os consumidores, a desenvolver ações para racionalizar energia elétrica. Isto fez com que as distribuidoras revisassem suas políticas de compra de energia, para assegurar o fornecimento aos seus consumidores.

A Light (concessionária de energia da cidade do Rio de Janeiro) assinou um contrato de exportação de energia com a Infoglobo, em 12 de abril de 2001. A concessionária havia assinado somente um contrato similar anteriormente. Este contrato anterior foi assinado com a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), prevendo um fornecimento de 50 MWh por mês. Segundo dados da própria Light, em 2001, cerca de 96% da energia elétrica, fornecida por ela aos consumidores era adquirida de grandes geradores (Furnas e Itaipu, por exemplo) e de autoprodutores (Infoglobo e CSN). Quando a Light comprou energia elétrica diretamente dos autoprodutores, evitou comprar esta no MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica), onde os preços estavam muito elevados nesta época.

A Infoglobo, a partir da comercialização do excedente de energia produzida no seu Parque Gráfico, contribuiu com a sociedade e o governo, como geradora de energia, num momento de crise no setor elétrico. A empresa, inclusive se antecipou às medidas de racionalização, estabelecidas pelo governo federal posteriormente à assinatura do seu contrato com a Light.

Em 3 de abril de 2001, através da Resolução N<sup>o</sup> 108, a ANEEL autorizou a Infoglobo a comercializar o excedente de energia elétrica no MAE [46]; energia esta produzida pela central de cogeração do seu Parque Gráfico. Já em 30 de outubro de

2001, através do Despacho Nº 881, a ANEEL estabeleceu que a cogeração do Parque Gráfico (que já era um autoprodutor de energia) deveria ser reconhecida, a partir de então, dentro da categoria de cogeração qualificada. Além disto, em 30 de julho de 2002, através da Resolução Nº 400, a ANEEL autorizou a Infoglobo a permutar energia elétrica com a Light, conforme montante economicamente equivalente autorizado pela mesma agência reguladora. Esta permuta estabeleceu que o excedente de energia elétrica produzida no Parque Gráfico seria “transferido” pela Light para a sede da Central Globo de Produção, reduzindo de 10% a 15% os custos com energia da sede.

O objetivo inicial da cogeração do Parque Gráfico da Infoglobo foi atender às necessidades da empresa [22]. Como a energia elétrica produzida aí não era toda consumida (o Parque Gráfico consumia em média 3 MWh por mês), a Infoglobo decidiu vender o excedente de energia elétrica para a Light. No início da exportação do excedente, o contrato da Infoglobo com a Light previa um fornecimento de 1,5 MWh por mês. Este contrato vigoraria de abril a dezembro de 2001, podendo ser renovado depois, o que de fato ocorreu posteriormente. Na época esta energia exportada era suficiente para abastecer uma cidade de 30 mil habitantes (do porte da cidade de Vassouras, no Estado do Rio de Janeiro), ou um bairro da cidade do Rio de Janeiro como o Jardim Botânico [47]. Com a venda do excedente de energia elétrica, o prazo do retorno do investimento financeiro para construir a central de cogeração do Parque Gráfico, se tornou menor. A perspectiva de retorno deste investimento, que seria de 5 a 6 anos, passou a ser de 3 a 4 anos.

A exportação do excedente de energia elétrica para a Light, produzida pela sua cogeração, aconteceu até janeiro de 2005 [22]. Hoje a Infoglobo não vende mais

este excedente, e nem faz permuta de energia com a concessionária, sendo esta uma decisão da própria empresa.

Em maio de 2007, segundo dados da ANEEL (no BIG – Banco de Informações de Geração), a capacidade de geração da Infoglobo (classificado como um agente autoprodutor de energia com comercialização de excedente) representava 0,0052% da capacidade gerada no país [46]. O empreendimento da cogeração da Infoglobo possui potência total de 5,16 MW.

## **4 Capítulo 4 - Cogeração *versus* Geração da concessionária – Cogeração da Infoglobo**

Como mencionado no Capítulo 1, existem muitas vantagens em utilizar a cogeração. No entanto, uma comparação deve ser feita em relação à contratação do serviço da concessionária para o suprimento de energia elétrica pelo consumidor.

Em primeiro lugar devemos verificar os critérios de viabilidade da instalação da planta de cogeração (viabilidade econômica, técnica e legal). Só depois se deve comparar as vantagens em utilizar uma planta de cogeração [30].

### **Viabilidade Econômica**

O parâmetro que deve ser analisado com bastante cuidado é a relação do custo do investimento inicial. Deve-se ter em mente que o custo do investimento inicial deve ser menor do que o benefício bruto da implementação da cogeração menos os tributos [30], ou seja, durante a vida útil da planta de cogeração, ela deve ser capaz de produzir um benefício econômico que dê retorno ao investimento realizado.

Para uma análise econômica da cogeração a gás natural, os principais parâmetros econômicos são:

- Preço atual da energia elétrica para o cliente (custo marginal) – Deve ser verificado o custo da energia atual a ser comparado com o custo da energia produzida na planta de cogeração;
- Tarifa de gás – Para o cálculo de tempo de amortização do investimento inicial se deve levar em conta as variações da tarifa de gás no futuro;

- Demandas máximas e médias de energia – Deve-se verificar as demandas máximas diárias da planta, para que seja calculada a geração da cogeração. Caso a geração seja menor que a demanda máxima, esta demanda de energia que falta deverá ser comprada da concessionária e, caso a geração seja maior, o excedente poderá ser vendido;
- Valor do investimento – Como mencionado anteriormente, deve-se calcular o tempo de amortização do investimento feito (em quanto tempo o investimento retorna para quem o investe), pois se o tempo for muito longo, pode não valer à pena investir o montante de dinheiro na construção da cogeração; Para isso podemos utilizar um método simples que é o Método da taxa simples de retorno, onde:

$$\text{Tempo de retorno} = \text{Investimento} / \text{Economia anual}$$

- Tributos incidentes – Não se pode deixar de contar no cálculo do investimento que tributos serão recolhidos para operação da cogeração.

### **Viabilidade Técnica**

Outro aspecto a ser verificado durante a elaboração de um projeto de uma planta de cogeração é a sua viabilidade técnica, onde seus principais parâmetros são [30]:

- Disponibilidade do combustível ou fonte – Deve-se verificar quais são as fontes de combustível viáveis no local em que a planta de cogeração será instalada;

- Operacionalidade da tecnologia utilizada – Deve-se lembrar que, para operação da cogeração, pessoas tecnicamente habilitadas devem ser contratadas, ou toda operação poderá ser terceirizada;
- Viabilidade da conexão à rede – Deve-se avaliar os contratos de conexão com a concessionária para compra e venda dos excedentes da produção, além da contratação de *backup* em caso de falha na cogeração.

### **Viabilidade Legal**

Além da viabilidade econômica e da viabilidade técnica, nada pode ser feito sem que seja atingida a viabilidade legal para a implementação da planta de cogeração. Para isso, todas as licenças e permissões necessárias devem ser obtidas junto a ANEEL e ao MME [30].

#### **4.1 Custos mensais da planta de cogeração**

Nesta etapa são analisados os custos operacionais da planta de cogeração do Parque Gráfico da Infoglobo. Estes dados são comparados com os custos que seriam obtidos caso fosse utilizada a energia elétrica diretamente fornecida pela Light. São considerados os custos mensais da planta e os custos com os insumos e com os serviços prestados por empresas terceirizadas, contratadas para garantir o funcionamento da cogeração.

Para uma análise mais correta dos dados, e partindo do princípio que não serão considerados custos extraordinários, utilizamos os dados de três meses do ano de 2003 (denominados de mês 1, mês 2 e mês 3).

Todos os dados colhidos foram liberados pela Infoglobo para que conseguíssemos fazer essas análises, que vêm nos sub-itens a seguir. Porém, não vamos declarar explicitamente os valores. Os dados estarão ocultos, já que não é do nosso interesse divulgar dados desta empresa, e sim, obter resultados finais para a nossa análise (na forma gráfica e com os valores fornecidos mostrados na sua forma percentual correspondente).

#### 4.1.1 Empresas e Peças (E)

Como os custos com as empresas e peças são constantes (definidos por contratos), então foi considerado apenas o valor gasto em um mês e este repetido para o cálculo de custos de cada um dos três meses analisados. No Gráfico 4.1, temos relatado o percentual do custo de todas as empresas e peças de manutenção utilizadas no mês. [22]

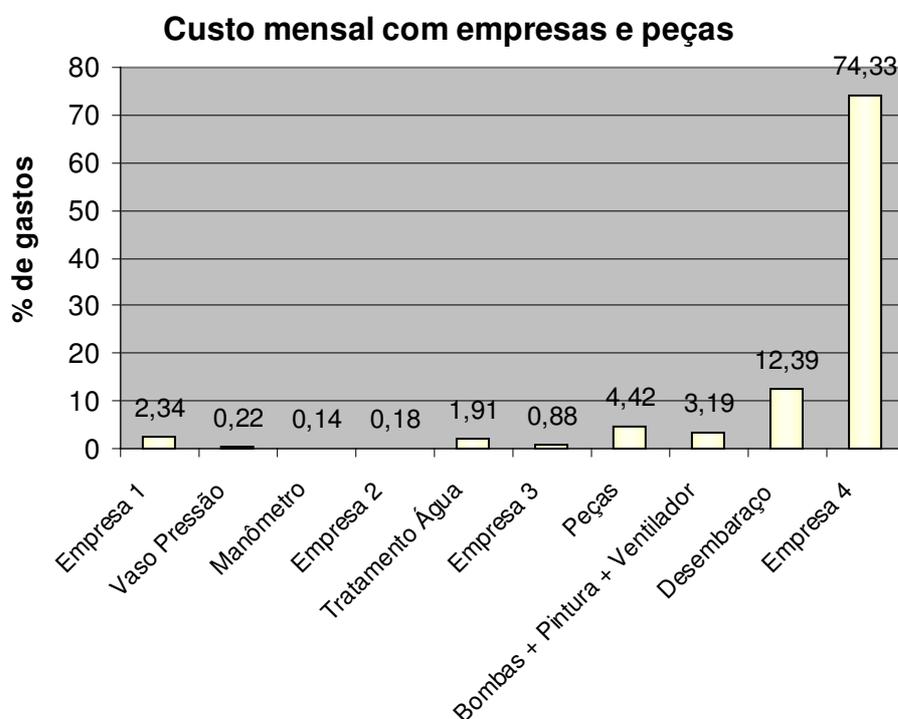


Gráfico 4.1 – Percentual do custo com empresas prestadoras de serviços e com peças utilizadas nos equipamentos da cogeração

### 4.1.2 Insumos (I)

Os insumos são as matérias-primas necessárias a serem consumidas para o funcionamento do processo industrial.

Os insumos com os maiores custos relevantes, utilizados no Parque Gráfico da Infoglobo, são a água, o gás natural, o óleo lubrificante e a eletricidade (fornecida pela Light). O percentual do custo destes insumos no mês 1 é exibido no Gráfico 4.2 abaixo [22].

**Mês 1**

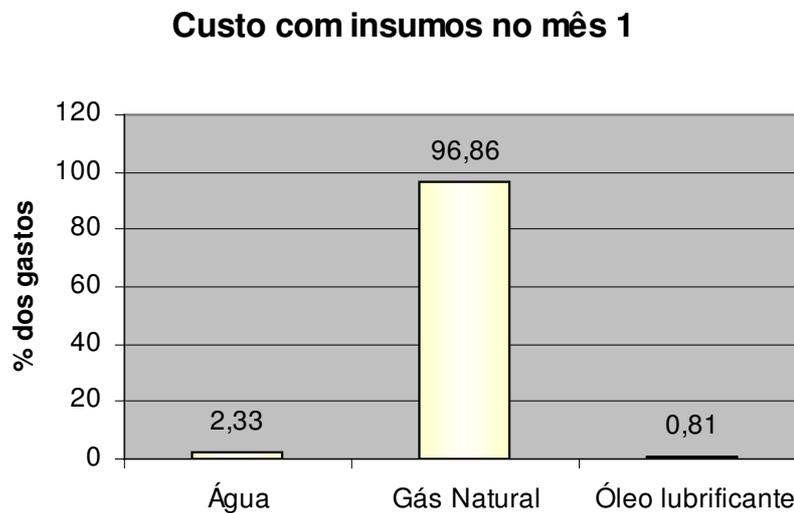


Gráfico 4.2 – Percentual do custo com insumos utilizados no mês 1

O percentual do custo do consumo de energia elétrica no mês 1 estão listados no Gráfico 4.3 [22].

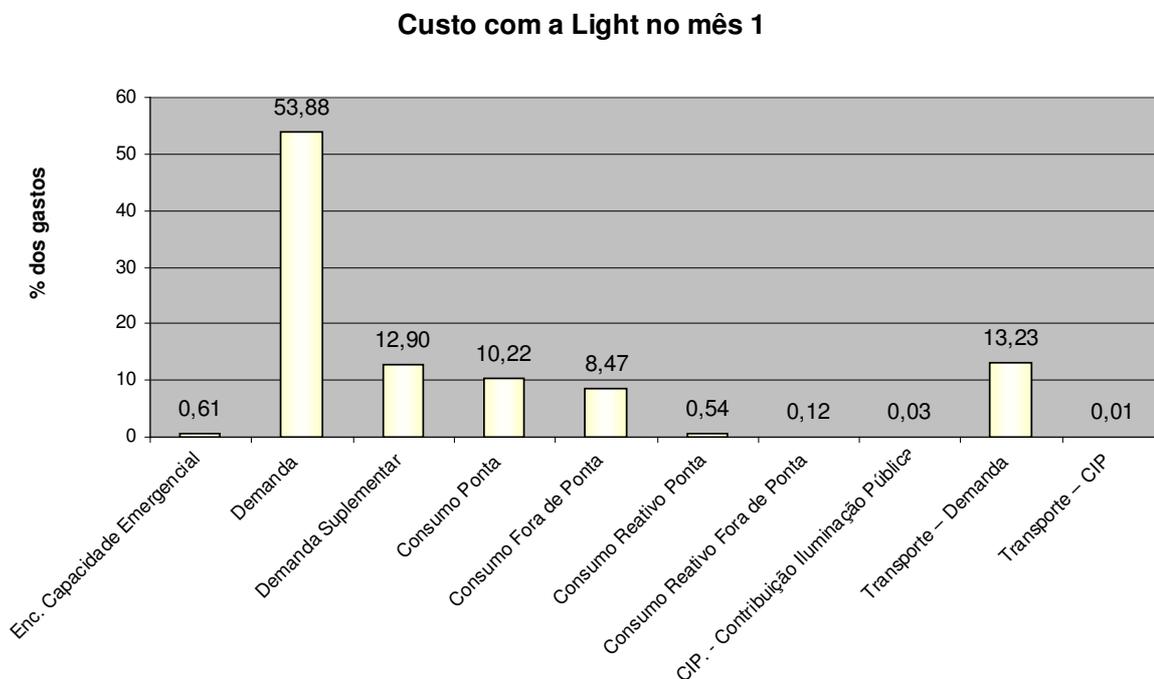


Gráfico 4.3 – Percentual do custo da conta de eletricidade no mês 1

A Figura 4.1 exibe um gráfico com a porcentagem dos custos no mês 1 entre Insumos, Light e Peças [22].

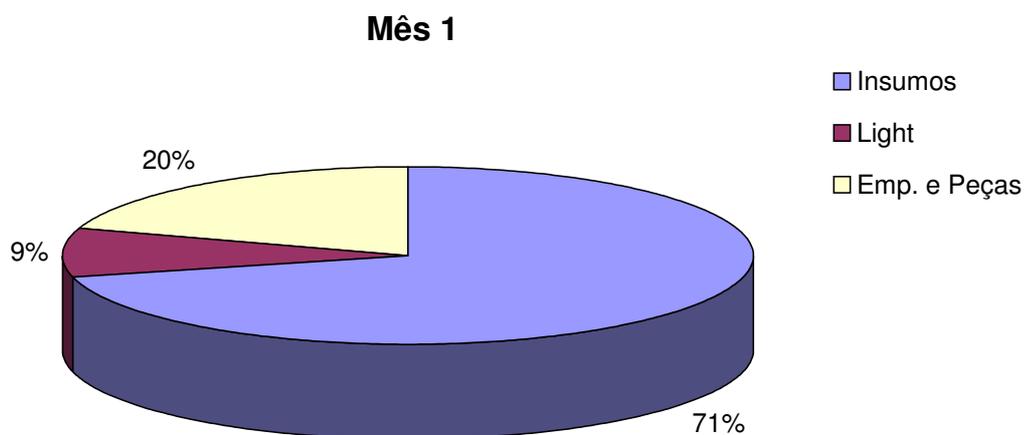


Figura 4.1 - Gráfico de custos com insumos no mês 1

O percentual do custo destes insumos no mês 2 é exibido no Gráfico 4.4 abaixo [22].

## Mês 2

### Custo com insumos no mês 2

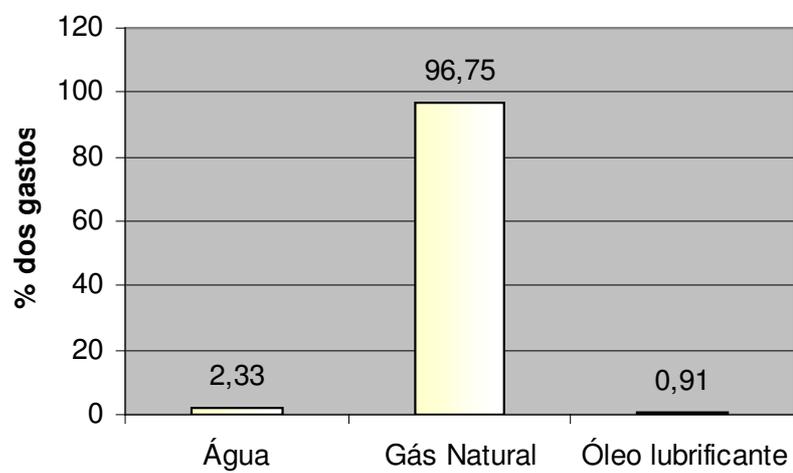


Gráfico 4.4 - Insumos utilizados no mês 2

O percentual do custo do consumo de energia elétrica no mês 2 estão listados no Gráfico 4.5 [22].

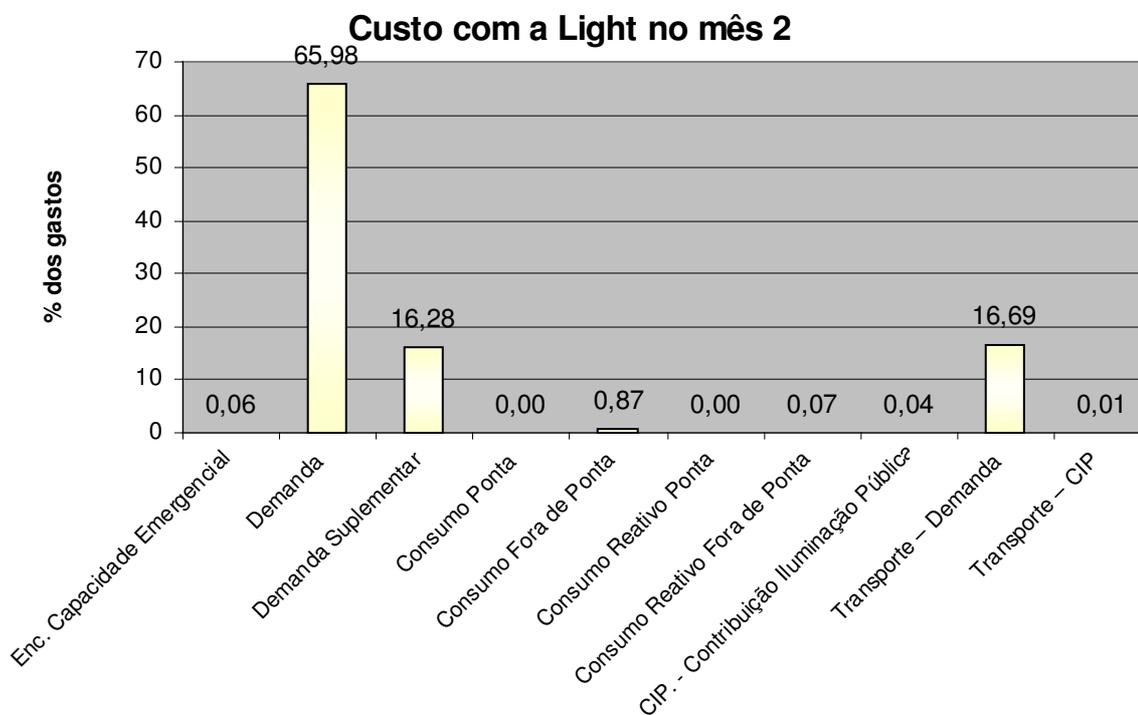


Gráfico 4.5 - Percentual do custo da conta de eletricidade no mês 2

A Figura 4.2 exibe um gráfico com a porcentagem dos custos no mês 2 entre Insumos, Light e Peças. [22]

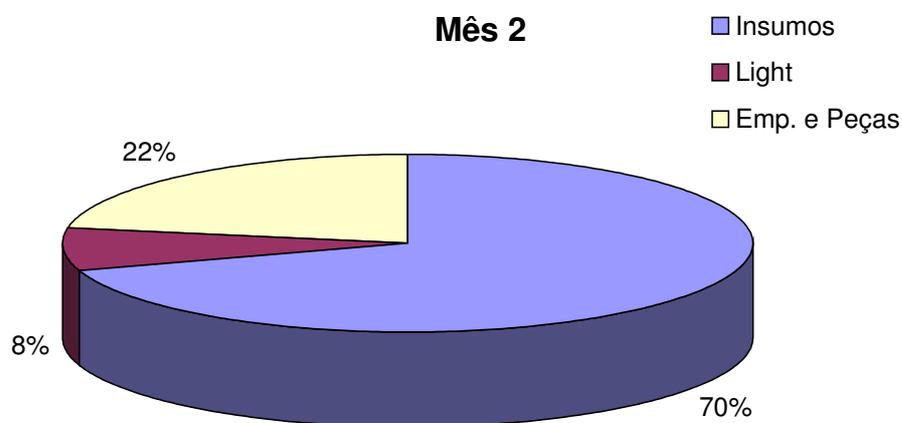


Figura 4.2 - Gráfico de custos com insumos no mês 2

O percentual do custo destes insumos no mês 3 é exibido no Gráfico 4.6 abaixo [22].

### **Mês 3**

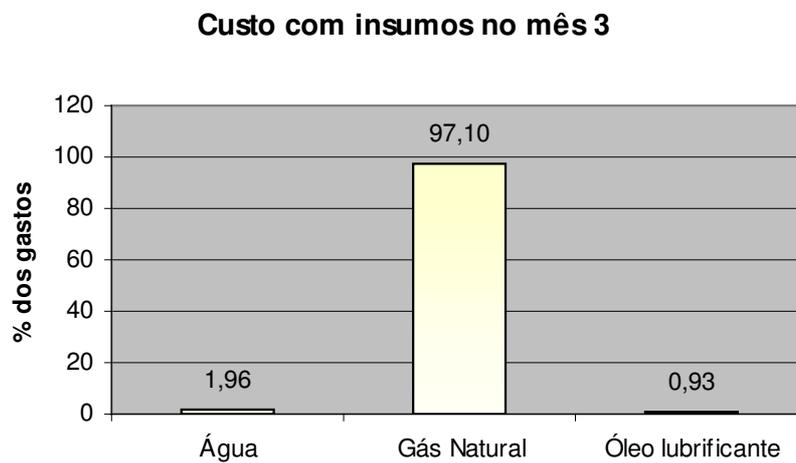


Gráfico 4.6 - Insumos utilizados no mês 3

O percentual do custo do consumo de energia elétrica no mês 3 estão listados no Gráfico 4.7

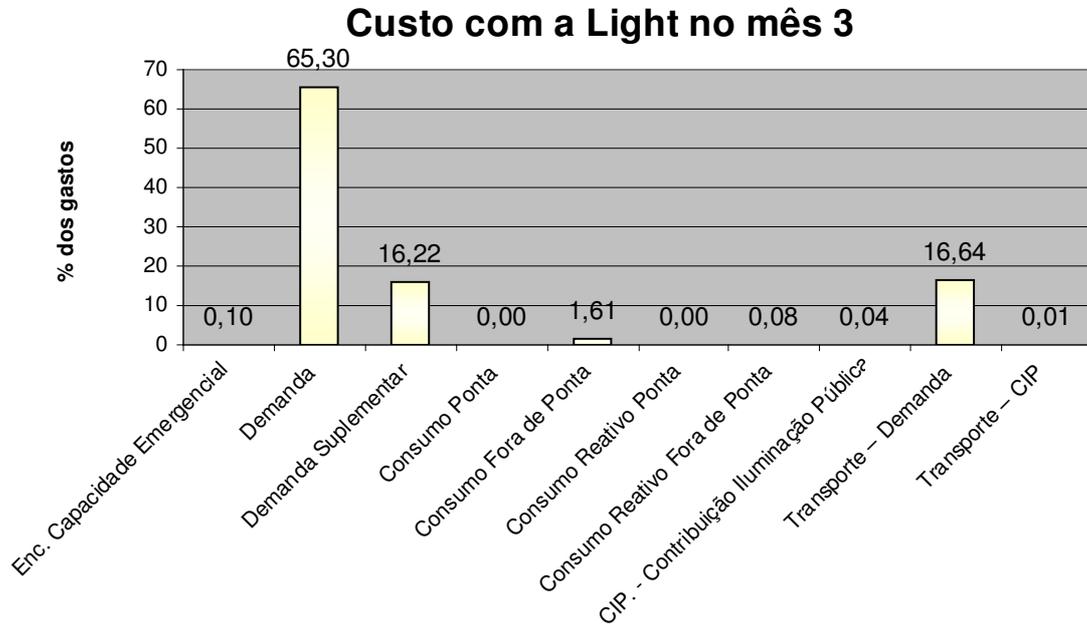


Gráfico 4.7 - Percentual do custo da conta de eletricidade no mês 3

A Figura 4.3 exibe um gráfico com a porcentagem dos custos no mês 3 entre Insumos, Light e Peças [22].

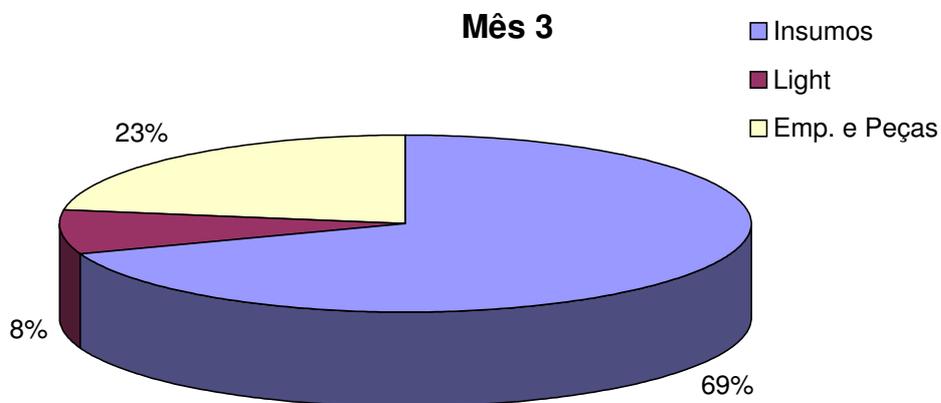


Figura 4.3 - Gráfico de custos com insumos no mês 3

### 4.1.3 Custos da energia produzida (T)

Na Tabela 4.1 Iremos somar os custos mensais da planta de cogeração como sendo:

$$T = I + L + E$$

onde:

T – Total gasto no mês  
I – Insumos físicos  
L – Gastos com a Light  
E – Gasto com empresas e peças

Tabela 4.1 – Porcentagem do custo totais da energia produzida nos três meses analisados (em reais)

Mês	Insumos (I)	Light (L)	Emp. e Peças (E)
Mês 1	71,13%	8,79%	20,07%
Mês 2	69,95%	7,74%	22,31%
Mês 3	69,56%	7,86%	22,58%

Na Tabela 4.2 são exibidos as porcentagens da energia produzida nos 3 meses em cada motogerador.

Tabela 4.2 – Porcentagem da geração de energia nos três meses analisados em cada motogerador

Mês	M1	M2
Mês 1	48,99%	51,01%
Mês 2	39,35%	60,65%
Mês 3	43,67%	56,33%

A geração de energia será considerada com sendo:

$$G = M1 + M2$$

onde:

G – Geração de Energia  
M1 – Motogerador 1  
M2 - Motogerador 2

## **4.2 Comparativo do sistema com e sem cogeração**

Abaixo iremos calcular o custo da energia utilizada no Parque Gráfico da Infoglobo, caso toda a energia fosse comprada da Light. Esta estimativa foi feita pela própria Infoglobo, sendo feito um estudo interno com um comparativo do sistema com e sem cogeração, baseado no consumo dos equipamentos usados nesta época. Vale lembrar que um dos grandes objetivos da geração própria, além de reduzir o custo com energia, é garantir a disponibilidade de fornecimento de energia elétrica 24 horas, mesmo no caso da falta da distribuidora de energia (Light). Deverá ser considerada neste estudo, como consumo, a energia exportada através da rede da Light e consumida na sede da Infoglobo, sendo para isso o transporte da energia pago à distribuidora. Lembrando que no ano considerado, em 2003, ainda havia exportação de energia pela cogeração.

Além disso, deve ser considerado o custo equivalente à refrigeração (ar-condicionado e água gelada) e aquecimento (água quente), que são produtos atualmente da cogeração Infoglobo.

Assim como no item anterior, os cálculos serão feitos em três meses separadamente. E da mesma forma que foi feita no item 4.1 e em seus sub-itens, iremos ocultar os dados colhidos, mostrando somente os resultados finais obtidos na nossa análise.

### 4.2.1 Mês 1

No Gráfico 4.8 temos a estimativa da porcentagem dos custos dos insumos no mês 1 sem a utilização da cogeração [22].

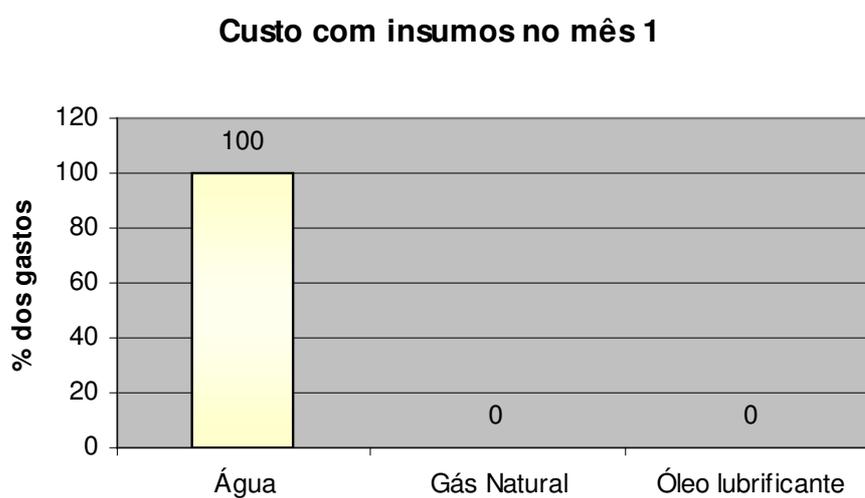


Gráfico 4.8 – Porcentagem dos insumos utilizados no mês 1 (sem utilizar a cogeração)

No Gráfico 4.9 é exibido a estimativa da porcentagem dos custos com a Light no mês 1 sem utilizar a cogeração [22].

## Custo com a Light no mês 1

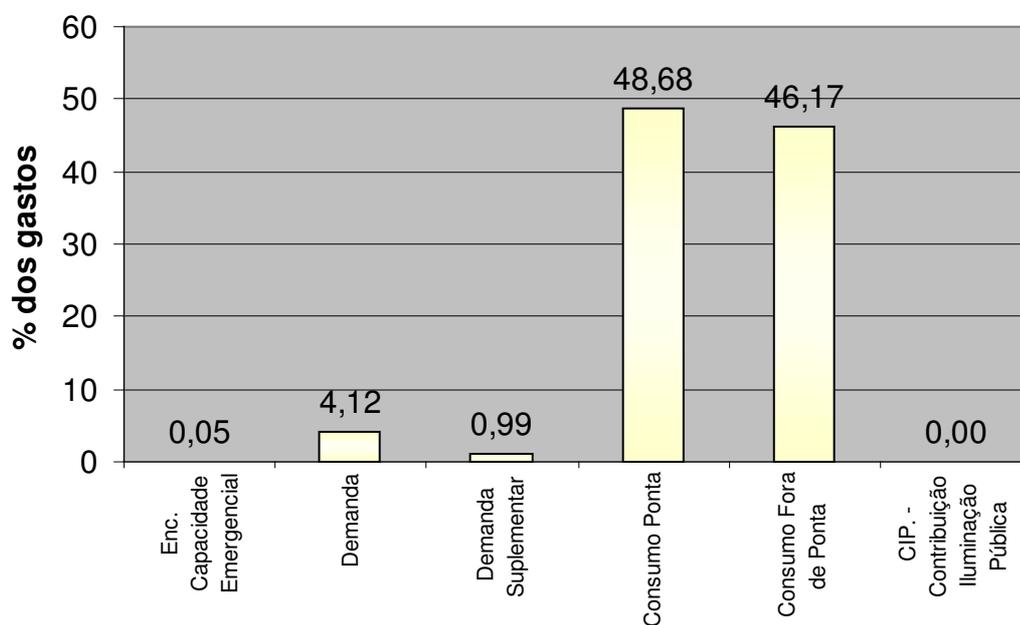


Gráfico 4.9 – Porcentagem do custo da conta de eletricidade no mês 1 (sem utilizar a cogeração)

### 4.2.1.1 Comparativo Cogeração x Light (concessionária) – mês 1

Na Tabela 4.3 temos um comparativo dos custos do mês 1 com e sem a cogeração.

Tabela 4.3 - Comparativo de custos no mês 1 (utilizando a cogeração e consumindo eletricidade fornecida pela concessionária)

Mês	Cogeração (R\$)	Light (R\$)	Economia (R\$)
Mês 1	235,17	270,38	35,21

Obs: os valores exibidos na tabela acima são apenas proporcionais visando manter os dados reais confidenciais.

Na Figura 4.4 temos um gráfico com a estimativa dos custos do mês 1 da planta com e sem a cogeração.

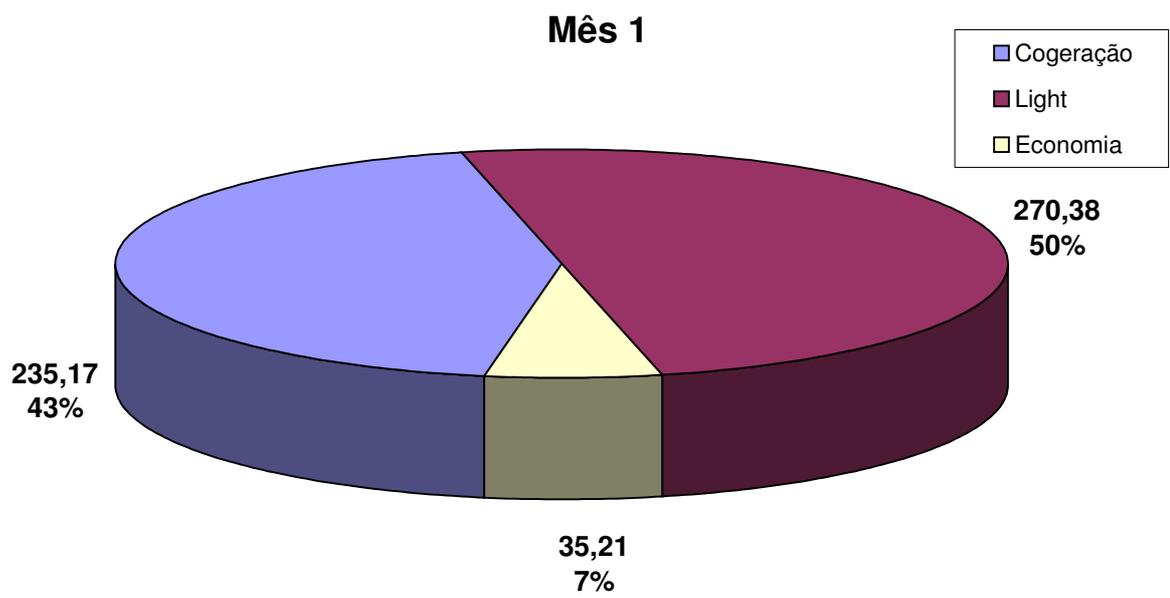


Figura 4.4 - Gráfico de custos com insumos no mês 1 (sem utilizar a cogeração)

#### 4.2.2 Mês 2

No Gráfico 4.10 temos a estimativa da porcentagem dos custos dos insumos no mês 2 sem a utilização da cogeração [22].

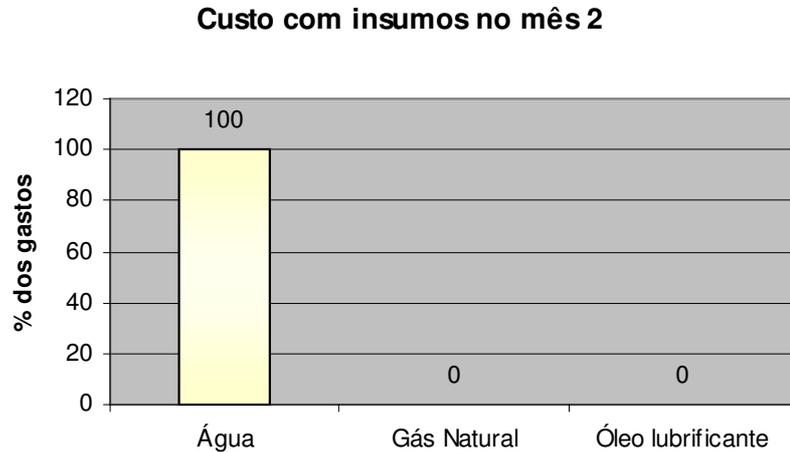


Gráfico 4.10 – Porcentagem dos insumos utilizados no mês 2 (sem utilizar a cogeração)

No Gráfico 4.11 é exibido a estimativa da porcentagem dos custos com a Light no mês 2 sem utilizar a cogeração [22].

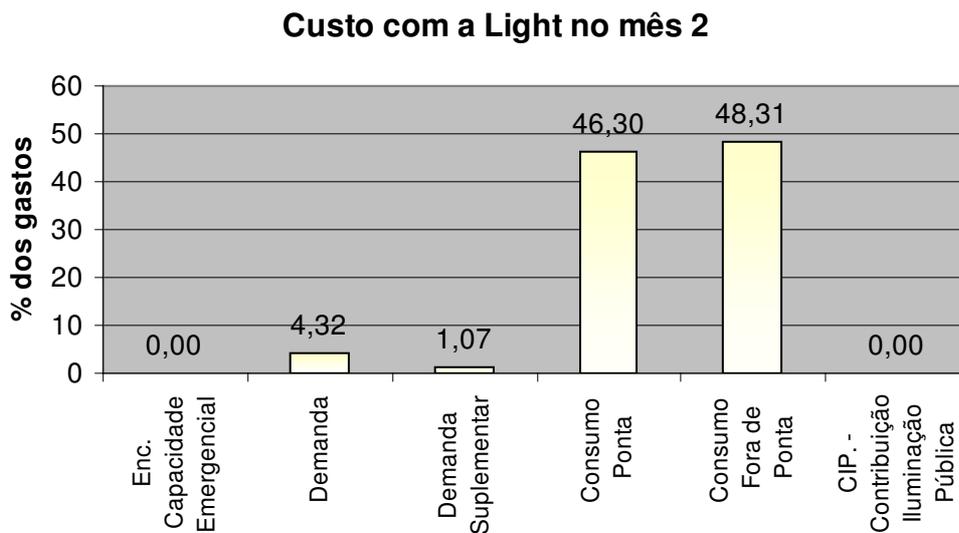


Gráfico 4.11 – Porcentagem do custo da conta de eletricidade no mês 2 (sem utilizar a cogeração)

#### 4.2.2.1 Comparativo Cogeração x Light (concessionária) – mês 2

Na Tabela 4.4 temos um comparativo dos custos do mês 2 com e sem a cogeração.

Tabela 4.4 - Comparativo de custos no mês 2 (utilizando a cogeração e consumindo eletricidade fornecida pela concessionária)

Mês	Cogeração	Light	Economia (R\$)
Mês 2	211,61	250,37	38,76

Obs: os valores exibidos na tabela acima são apenas proporcionais visando manter os dados reais confidenciais.

Na Figura 4.5 temos um gráfico com a estimativa dos custos do mês 2 da planta com e sem a cogeração.

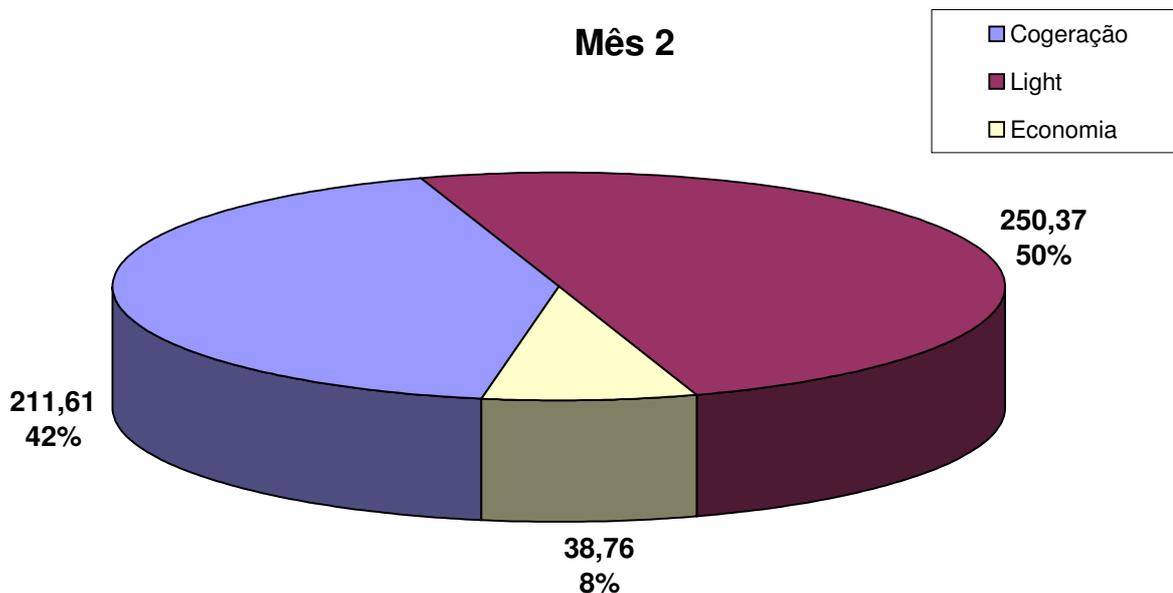


Figura 4.5 - Gráfico de custos com insumos no mês 2 (sem utilizar a cogeração)

### 4.2.3 Mês 3

No Gráfico 4.12 temos a estimativa da porcentagem dos custos dos insumos no mês 3 sem a utilização da cogeração [22].

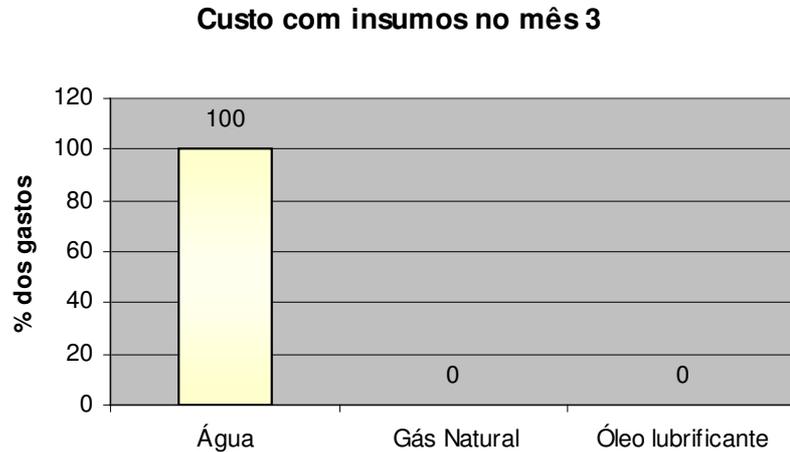


Gráfico 4.12 – Porcentagem dos insumos utilizados no mês 3 (sem utilizar a cogeração)

No Gráfico 4.13 é exibido a estimativa da porcentagem dos custos com a Light no mês 3 sem utilizar a cogeração [22].

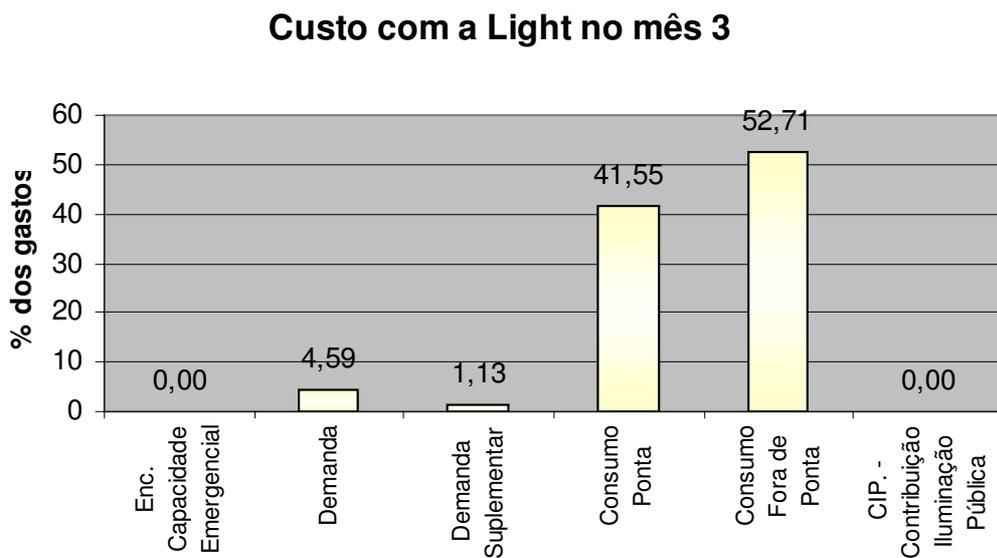


Gráfico 4.11 – Porcentagem do custo da conta de eletricidade no mês 3 (sem utilizar a cogeração)

#### 4.2.3.1 Comparativo Cogeração x Light (concessionária) – mês 3

Na Tabela 4.5 temos um comparativo dos custos do mês 3 com e sem a cogeração.

Tabela 4.5 - Comparativo de custos no mês 3 (utilizando a cogeração e consumindo eletricidade fornecida pela concessionária)

Mês	Cogeração	Light	Economia (R\$)
Mês 3	211,67	325,37	23,69

Obs: os valores exibidos na tabela acima são apenas proporcionais visando manter os dados reais confidenciais.

Na Figura 4.6 temos um gráfico com a estimativa dos custos do mês 3 da planta com e sem a cogeração.

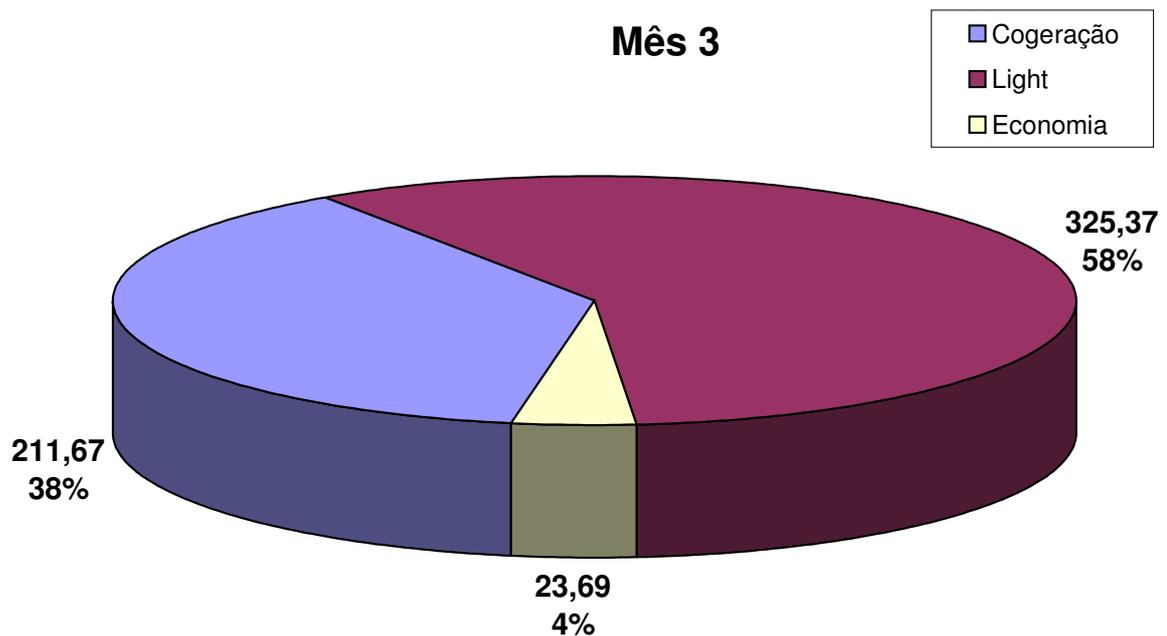


Figura 4.6 - Gráfico de custos com insumos no mês 3 (sem utilizar a cogeração)

#### 4.2.4 Tipo de Tarifação

Deve ser ressaltado que os custos por kWh considerados nos cálculos feitos neste capítulo são referentes a tarifa Horo-Sazonal Verde. A tarifa verde é utilizada

na Infoglobo, pois como a curva de carga não pode ser deslocada para períodos fora do horário de ponta, esta tarifa se mostra mais vantajosa. Durante o planejamento da cogeração e durante o seu funcionamento, deve ser avaliado qual o tipo de tarifação é mais indicado para as características da planta em questão. No anexo deste projeto serão explicados os tipos de tarifação existentes e suas vantagens e desvantagens.

## **5 Capítulo 5 - Exemplos de projetos de cogeração**

### **5.1 Introdução**

Neste trabalho final já foi citado o exemplo da cogeração da Infoglobo, no seu Parque Gráfico, sendo este o exemplo principal de projeto de cogeração descrito nele.

Agora, no capítulo 5, serão citados outros exemplos de projetos de cogeração. A descrição destes empreendimentos será menos detalhada, em comparação com a descrição da cogeração da Infoglobo.

Exemplos de cogeração bem sucedidos e em operação só incentivam a implementação deste tipo de instalação (geradora de energia) em outras empresas.

### **5.2 Outras plantas de cogeração**

Todos os exemplos de plantas de cogeração citadas neste capítulo, serão de instalações atualmente em operação no Brasil.

Além de uma rápida descrição de cada sistema de cogeração, será feita uma descrição da empresa que a utiliza. Pode-se observar que empresas de diferentes características que atuam em diversos setores do mercado são usuários da cogeração.

#### **5.2.1 Cogeração Projac (TV Globo)**

- Descrição da empresa usuária da cogeração:

A Central Globo de Produção (CGP), mais conhecida como Projac, localizada no bairro de Jacarepaguá e na cidade do Rio de Janeiro (RJ), foi inaugurada em

outubro de 1995, sendo esta central o maior centro de produção de televisão da América Latina, e um dos maiores do mundo. Para se ter uma idéia da sua dimensão, a Central Globo de Produção possui uma área construída de 156.000 m<sup>2</sup>, e uma área de 160.000 m<sup>2</sup>, que contém três cidades cenográficas. Neste local é possível produzir, continuamente e simultaneamente, programas de televisão, novelas, shows e transmissões ao vivo.

- Descrição da cogeração Projac:

Todo o complexo do Projac é alimentado pela energia elétrica produzida na sua central de cogeração, a cogeração Projac, que entrou em operação em agosto de 2000. A energia elétrica produzida por ela era capaz de alimentar uma cidade de 75 mil habitantes, na época da sua inauguração. O projeto inicial da central de cogeração tinha o objetivo de tornar o complexo do Projac auto-suficiente na produção de eletricidade. Porém, com o aumento do número de estúdios neste complexo, a demanda por eletricidade se tornou maior. Quando o complexo do Projac está com carga máxima, sua central de cogeração não é mais capaz de suprir toda a eletricidade demandada. Por isto, o Projac continua comprando energia elétrica da concessionária (Light) e, ainda, por vezes, conta com a energia de geradores locais.

A Figura 5.1 mostra uma das instalações dentro do Projac, a Central de Utilidades e a Figura 5.2 mostra parte do interior da cogeração Projac, mostrando um dos seus equipamentos.



Figura 5.1 - Vista externa da Central de Utilidades do Projac



Figura 5.2 - Motogerador a gás, um dos equipamentos da cogeração Projac

- Sistema composto de: 2 motogeradores Caterpillar de 2.450 kW cada um operando a 900 rpm (em paralelo com a rede da Light), 2 caldeiras de recuperação de calor (gerando de 3 a 4 ton/h de vapor, a 8 bar), 1 unidade de refrigeração por absorção [28][48][63][67][34].

- Combustível usado: gás natural (combustível fóssil).
- Produtos da cogeração: água quente (utilizada na manutenção do nível de umidade das áreas técnicas e nas ilhas de edição do centro de pós-produção); água gelada (utilizada na climatização dos escritórios, dos estúdios de gravação, dos centros de pós-produção e das áreas técnicas); eletricidade (utilizada em todo o complexo do Projac).
- Capacidade de geração: eletricidade – 4.900 kW<sub>e</sub>; água gelada – 1.000 TR; água quente – de 2.000 a 2.500 kW<sub>t</sub>.
- Classificação desta central de cogeração na ANEEL: autoprodutor de energia.
- Número do documento da ANEEL relacionado a esta central de cogeração: Despacho nº 194 de 9 de maio de 2000.
- Proprietário desta central de cogeração: TV Globo Ltda.
- Usuário desta central de cogeração: Central Globo de Produção
- Segmento usuário: comércio e serviços.
- Modelo de negócio: próprio.

### **5.2.2 Cogeração Santa Adélia**

- Descrição da empresa usuária da cogeração:

A Usina Santa Adélia é uma usina açucareira. Ela está localizada a 15 km da cidade de Jaboticabal e está a 330 km da cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo, sendo esta região um dos principais centros agrícolas do Brasil [52]. Esta usina foi fundada na década de 30, quando se plantava cana-de-açúcar para produzir açúcar, rapadura e aguardente [4]. Mais tarde, em 1943, iniciou-se também

a produção de álcool. Hoje a Usina Santa Adélia produz açúcar cristal, levedura, bagaço de cana, álcool anidro e hidratado e a sua própria eletricidade.

A Figura 5.3, abaixo, mostra uma parte das instalações da Usina Santa Adélia.



Figura 5.3 - Vista de uma parte da Usina Santa Adélia, a Termelétrica Santa Adélia

Durante a safra de 2003 a 2004, esta indústria moeu 2.033.938 toneladas de cana-de-açúcar, produziu 3.456.000 sacos de açúcar (de 50 kg cada), 74.141.000 litros de álcool anidro e 13.623.000 litros de álcool hidratado [4]. Sua capacidade de moagem é de cerca de 480 toneladas de cana-de-açúcar por hora, sendo o número de horas de produção médio por ano de 3.950 horas. São produzidas cerca de 494.000 toneladas de bagaço por safra, sendo consumidas cerca de 440.900 toneladas deste bagaço.

- Descrição da cogeração Santa Adélia:

Até o ano de 2002, a Usina Santa Adélia possuía um turbogerador de 8 MW, em um sistema de cogeração (que iniciou a sua operação em 1990) que utilizava como combustível o bagaço de cana-de-açúcar [4]. Nesta época não havia exportação de energia elétrica produzida pela cogeração e, também, a produção de

bagaço de cana da usina não era consumida pela cogeração, sendo queimada nas suas caldeiras.

A cogeração Santa Adélia sofreu uma otimização do sistema já existente em 2002 [4]. Houve uma ampliação da sua capacidade de geração de energia, os equipamentos da central de cogeração foram atualizados, continuando a se utilizar o bagaço de cana como combustível (combustível renovável, que propicia uma geração de energia livre dos gases de efeito estufa). Mas antes do projeto de ampliação e modernização da central de cogeração Santa Adélia ser realizado, foi necessária a criação de uma nova empresa em 2001, a Termoelétrica Santa Adélia, que realizou este projeto. Em 2001, já havia planos de comercialização do excedente de energia elétrica produzida pela cogeração. Somente em 2003, com a expansão da cogeração Santa Adélia terminada, a Termoelétrica Santa Adélia passou a vender o seu excedente de energia produzida para a concessionária CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz), já estando o sistema de cogeração ligado à rede desta concessionária.

Deve-se ressaltar porém que, mesmo depois de se implementar o projeto da nova cogeração, a Usina Santa Adélia não investiu na melhoria do seu processo produtivo, nem numa ampliação da produção do bagaço de cana e nem na diminuição do seu consumo de vapor (que deveria ser produzido na quantidade suficiente para atender à usina) [4]. Somente houve investimento na sua central de cogeração, buscando-se uma operação mais eficiente dela, e de modo que a maior produção de excedente de energia só ficava dependente da quantidade de vapor expandido nas turbinas (que a partir do projeto da nova cogeração passaram a operar com a máxima eficiência possível).

Na cogeração Santa Adélia, a tecnologia de conversão de energia do bagaço de cana-de-açúcar (biomassa) para a geração de energia elétrica, usada na Termoelétrica Santa Adélia, foi a de combustão direta [52]. Existem três tipos de tecnologia usados para este fim. A partir da tecnologia da combustão direta, são produzidos gases de exaustão a partir da oxidação da biomassa com excesso de ar, gases que são utilizados depois para produzir vapor nas caldeiras. Este vapor é usado então em uma máquina que gera a energia elétrica.

O sistema da cogeração Santa Adélia é composto de duas caldeiras de alta pressão e uma turbina de contrapressão de múltiplos estágios acoplados a um turbogerador (de 34 MW) [52]. O vapor extraído na turbina (aproximadamente 40%, a 22 bar) é usado para alimentar as turbinas da moenda da Usina Santa Adélia. A Figura 5.4 ilustra parte do interior da cogeração Santa Adélia.

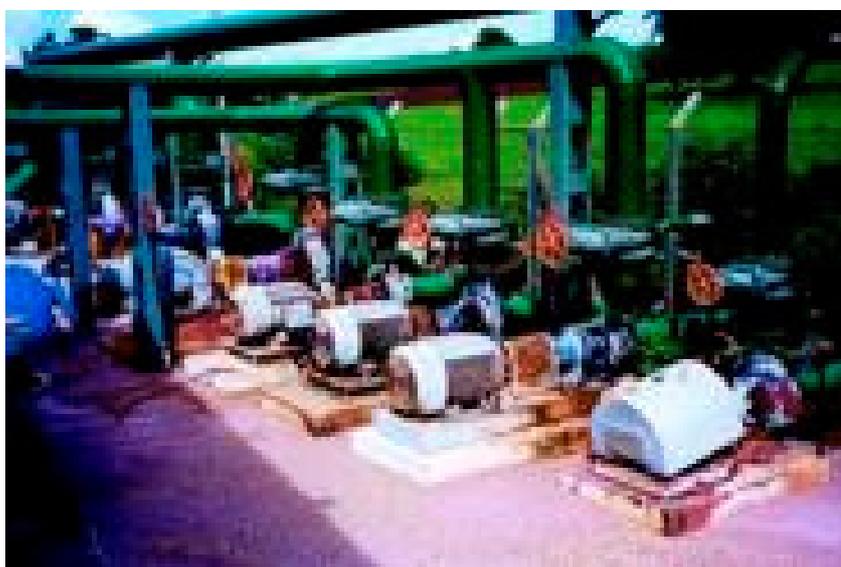


Figura 5.4 - Vista de parte dos equipamentos no interior da cogeração Santa Adélia  
(bombas em destaque)

- Sistema composto de: 1 turbogerador com capacidade de 34 MW (pressão de operação de 36 bar); 1 turbogerador reserva com capacidade de 8 MW;

2 caldeiras de alta pressão (cada uma com capacidade de 175 ton/h de vapor e pressão de operação de 63 bar); 1 turbina de contrapressão de múltiplos estágios (com extração de vapor a 22 bar) [48][52][51].

- Potência total instalada: 42 MW.
- Combustível usado: bagaço de cana-de-açúcar (biomassa).
- Classificação desta central de cogeração na ANEEL: produtor independente de energia.
- Exportação do excedente de energia elétrica produzida: 20 MW (valor médio horário durante a safra – de maio a novembro), de 79.000 MWh a 86.300 MWh ao ano.
- Número do documento da ANEEL relacionado a esta central de cogeração: Resolução nº 198 de 9 de abril de 2002 (que revogou a Portaria DNAEE nº 385 de 1º de novembro de 1996).
- Proprietário e usuário desta central de cogeração: Termoelétrica Santa Adélia.
- Segmento usuário: sucro-alcooleiro.
- Modalidade: cogeração qualificada.
- Modelo de negócio: SPE (Sociedade de Propósito Específico).

### **5.2.3 Cogeração Norte Shopping**

- Descrição da empresa usuária da cogeração:

O *shopping center* Norte Shopping foi inaugurado em julho de 1986. Na época da sua inauguração, ele foi considerado como o *shopping* de sua classe mais

eficiente do Brasil, em termos energéticos, pela Associação Brasileira de *Shopping Centers* (Abrasce) [7].

O Norte Shopping está localizado na Zona Norte da cidade do Rio de Janeiro (RJ), sendo o maior *shopping* desta região e o segundo maior da cidade [67]. Sua área construída é de 200.528 m<sup>2</sup> [57]. Atualmente ele possui mais de 280 lojas e 4.692 vagas de estacionamento. Cerca de 2,4 milhões de pessoas circulam no *shopping* por mês. Parte do exterior do *shopping*, sua entrada principal, pode ser vista na Figura 5.5.



Figura 5.5 - Fachada do Norte Shopping

- Descrição da cogeração Norte Shopping:

O *shopping* é alimentado não só pela energia elétrica fornecida pela concessionária local mas, também, pela energia elétrica produzida na sua central de cogeração, a cogeração Norte Shopping, que entrou em operação no ano de 1996 [67]. Os *shoppings* são considerados grandes consumidores de energia. Interrupções no fornecimento de energia elétrica são críticas para qualquer consumidor, especialmente para este, pois as conseqüências são desastrosas para o funcionamento de todo o *shopping*, podendo paralisar todas as atividades aí realizadas. A escolha de adotar uma central de cogeração também já foi feita em

outros *shoppings* do Estado do Rio de Janeiro, como o Ilha Plaza Shopping e o Carioca Shopping [58]. A cogeração passa a ser uma alternativa atraente, pois este sistema se mostra eficiente e confiável na geração de energia elétrica.

A cogeração Norte Shopping, além de produzir a energia elétrica para o consumo interno do *shopping*, produz também a energia térmica usada no seu sistema de ar-condicionado. Ao se implementar a central de cogeração Norte Shopping, a administração do *shopping* visou obter um menor custo operacional, uma proteção parcial contra eventuais racionamentos de energia e interrupções no fornecimento de eletricidade pela concessionária, redução do impacto nos custos de energia elétrica (na ocorrência de aumento das suas tarifas) e a ampliação do sistema de ar-condicionado já existente (que passou a operar sem o emprego de substâncias refrigerantes halogenados do tipo CFC) [7].

A central de cogeração consegue suprir de 20 a 30% da energia elétrica utilizada em todo o Norte Shopping [58]. Já a unidade de refrigeração por absorção do sistema responde por cerca de 40% da produção de água gelada, demandada pelo ar-condicionado do *shopping*. Todo o vapor gerado pelo sistema de cogeração é utilizado na unidade de refrigeração por absorção da central, produzindo água gelada para o seu sistema de ar-condicionado [7]. Com a implementação da sua cogeração, foi possível a integração desta central com o sistema de termoacumulação de água gelada (que já existia no Norte Shopping). A acumulação da água gelada, que acontecia durante a noite, passou a ser feita consumindo a energia elétrica gerada pela cogeração, e não mais a energia fornecida pela concessionária. Uma parcela menor desta água gelada, produzida na unidade de refrigeração, também é usada para resfriar o sistema de fluxo de ar de combustão

do turbogerador da central de cogeração, aumentando a potência e a eficiência deste equipamento.

Estima-se que, devido à utilização da central de cogeração, a economia de energia elétrica é de aproximadamente 1.680 kWh, que seriam fornecidos pela concessionária local (Light) se a cogeração não existisse [58].

A Figura 5.6 mostra uma parte da área em que se encontram os equipamentos da cogeração Norte Shopping.



Figura 5.6 - Um dos equipamentos no interior da cogeração Norte Shopping  
(unidade de refrigeração por absorção)

- Sistema composto de: 1 turbogerador de 1.000 kW (em paralelo com a rede da Light); 1 caldeira de recuperação de calor e 1 caldeira reserva; 1 unidade de refrigeração por absorção [48][63].
- Combustível usado: gás natural (combustível fóssil).
- Produtos da cogeração: energia térmica (utilizada no sistema de ar-condicionado); energia elétrica (utilizada em todo o *shopping*).
- Capacidade de geração: eletricidade – 1.000 kW; água gelada – 800 TR.
- Classificação desta central de cogeração na ANEEL: autoprodutor de energia.

- Proprietário desta central de cogeração: BRMALLS (empresa proprietária e responsável pela coordenação geral do *shopping*, anteriormente conhecida como Ecisa).
- Usuário desta central de cogeração: Norte Shopping.
- Segmento usuário: *shoppings centers* e edifícios corporativos.
- Modelo de negócio: próprio.

#### **5.2.4 Cogeração UGPU (Coca-Cola FEMSA - Jundiaí)**

- Descrição da empresa usuária da cogeração:

Desde 1886 o refrigerante Coca-Cola é produzido e comercializado nos Estados Unidos [54]. Desde então, a Coca-Cola Company conquistou cada vez mais consumidores em todo o mundo. Hoje a empresa Coca-Cola Company tem fábricas e escritórios em mais de 200 países, produzindo mais de 400 marcas de bebidas não-alcoólicas (águas, sucos, refrigerantes, chás, achocolatados, energéticos e isotônicos). A empresa produz quatro das cinco marcas de bebidas não-alcoólicas mais consumidas hoje no mundo, sendo elas: a Coca-Cola, a Coca-Cola Light, a Fanta e o Sprite.

Hoje, a divisão Brasil da Coca-Cola Company é a terceira maior da empresa matriz [54]. A empresa Coca-Cola Brasil, a Minute Maid Mais, a Leão Júnior e mais 17 grupos independentes (fabricantes autorizados) formam o Sistema Coca-Cola Brasil. O refrigerante Coca-Cola veio para o Brasil em 1942. Em 1942, a primeira fábrica da Coca-Cola foi construída na cidade do Rio de Janeiro. E em 1943 a primeira filial da empresa americana foi instalada na cidade de São Paulo.

No Brasil, a Coca-Cola aos poucos consolidou o hábito dos brasileiros de tomarem bebidas geladas [54]. Isto não era comum na época em que o refrigerante

chegou no país, pois se acreditava que alimentos ou bebidas geladas afetavam a garganta das pessoas que os consumiam, provocando gripe nelas.

Já nas décadas de 50 e 60, o hábito de se tomar Coca-Cola em festas estava estabelecido [54]. Também neste período, o concentrado da Coca-Cola passou a ser produzido na fábrica do Rio de Janeiro (antes ele era importado) e várias fábricas foram estabelecidas no país. No final da década de 60, a Coca-Cola já era distribuída em todos os estados do Brasil.

Na década de 70, houve vários lançamentos da empresa por aqui: máquinas de refrigerantes para vender as bebidas produzidas em copos (colocadas em diversos estabelecimentos comerciais), novos produtos e sabores [54].

A década de 80 foi marcada por uma grande mudança na história das embalagens dos refrigerantes produzidos pela Coca-Cola e no perfil do mercado brasileiro [54]. Além disto, nesta mesma década, a divisão Brasil se envolveu em outras atividades como projetos sociais, culturais e esportivos e em ações na área ambiental.

Sobre essas outras atividades em que a empresa se envolveu na década de 80, a Coca-Cola Brasil tomou ações ainda mais incisivas nestas áreas na década de 90 [54]. Também na década de 90 a empresa promoveu vários eventos, o que ajudou ainda mais a espalhar as marcas da Coca-Cola no Brasil. Nesta década, várias embalagens dos produtos da Coca-Cola foram lançadas, inclusive a lata de alumínio (100% reciclável) e a garrafa plástica retornável de 1,5 litros, além de outras. Em 1992, foram implantadas as máquinas de venda de refrigerante em lata.

A partir de 2002, a Coca-Cola Brasil passou a atuar mais fortemente na área ambiental [54]. A empresa estabeleceu uma gestão ambiental, a partir da qual o Sistema Coca-Cola Brasil reduziu à metade o volume de água consumido por litro de

bebida produzida, se comparado com o nível de consumo de 10 anos antes. Neste ano também, a Coca-Cola Brasil ampliou a sua linha de produtos, adquirindo a fábrica de sucos Mais (que logo depois passou a se chamar Minute Maid Mais).

- Descrição da cogeração UGPU (Coca-Cola FEMSA - Jundiaí):

A unidade da Coca-Cola, localizada em Jundiaí (SP), é um complexo industrial que produz refrigerantes e artigos relacionados aos refrigerantes, como as embalagens e os frascos [55]. O complexo, conhecido como UGPU (Unidade Geral de Produção e Utilidades), possui uma área de aproximadamente 3.000 m<sup>2</sup>. Esta unidade foi inaugurada em 1993, sendo considerada o maior complexo industrial do Sistema Coca-Cola no mundo [54]. No ano 2000, a unidade de Jundiaí produzia cerca de 90% do volume de refrigerantes produzidos pela Coca-Cola no Brasil, conseguindo produzir até 1 bilhão de litros de refrigerante por ano [55]. A unidade industrial de Jundiaí é um exemplo de excelência dentro do Sistema Coca-Cola, pela sua preocupação com o meio ambiente, pelo seu baixo consumo de água na produção de refrigerantes, e pela sua baixa utilização de energia elétrica. A Figura 5.7 ilustra parte desta instalação da Coca-Cola FEMSA.



Figura 5.7 - Vista externa de parte da unidade da Coca-Cola FEMSA em Jundiaí

Este é um complexo industrial pertencente a Panamco Brasil. A Panamco Brasil está no país desde 1950 [55]. Até janeiro de 1999, a empresa se chamava Panamco Spal, quando mudou de nome. Ela sempre foi o maior fabricante autorizado da Coca-Cola no Brasil. No ano 2000, tomou conta de cerca de 25% de todo o mercado brasileiro da Coca-Cola. No final de 2002, o Grupo FEMSA (que será citado no exemplo 5.2.7 deste capítulo) adquiriu a Panamco [56]. Além de possuir a unidade de Jundiaí, maior fábrica de refrigerantes do mundo em capacidade de produção, a Coca-Cola FEMSA também possui mais três unidades industriais de produção de bebidas que eram da Panamco. A Coca-Cola FEMSA é o maior engarrafador da Coca-Cola no Brasil e na América Latina, tendo mais de 6.000 funcionários e atendendo a mais de 26 milhões de consumidores brasileiros [54].

A cogeração UGPU, localizada na unidade da Coca-Cola de Jundiaí, entrou em operação em julho de 2000. A central de cogeração foi construída por um consórcio formado pelas empresas Messer Griesheim e Cogerar [7]. A Panamco Brasil não teve custos com a instalação da central. A unidade de Jundiaí foi o segundo complexo industrial do Sistema Coca-Cola, no mundo a possuir uma central de cogeração [54]. Esta fábrica passou também a produzir (depois da instalação da cogeração) energia elétrica, água gelada, água quente, gás carbônico, nitrogênio e ar comprimido. Hoje, a Coca-Cola ainda possui outras fábricas que possuem centrais de cogeração no Brasil.

Na unidade da Coca-Cola de Jundiaí (SP), os gases de descarga dos motogeradores do sistema de cogeração, após produzirem vapor, são usados como matéria prima na produção de gás carbônico (através de um processo de

purificação) [47]. Este gás carbônico é utilizado diretamente no engarrafamento de refrigerantes da indústria. Na verdade, neste processo se produz uma reciclagem dos subprodutos da cogeração e se evita que o gás carbônico produzido seja despejado diretamente na atmosfera. Existe uma enorme economia da fábrica (de dinheiro), já que o gás carbônico utilizado na gaseificação dos refrigerantes é produzido por ela mesma. O consumo de gás carbônico da fábrica, em 2000, era de 35 ton/dia. Uma parte do interior da cogeração UGPU é vista na Figura 5.8.



Figura 5.8 - Alguns dos equipamentos no interior da cogeração UGPU (5 motogeradores a gás)

- Sistema composto de: 5 motogeradores Caterpillar de 1.540 kW cada, a 1.200 rpm (operando em paralelo com a rede da concessionária); 5 caldeiras de recuperação de calor (gerando cerca de 6 ton/h de vapor, a 8 bar); 2 unidades de refrigeração por absorção [28][48][63].
- Combustível usado: gás natural (combustível fóssil).

- Produtos da cogeração: eletricidade; água gelada; água quente; ar comprimido; nitrogênio.
- Capacidade de geração: eletricidade – 7.700 kW<sub>e</sub>; água gelada – 1.000 TR; água quente – 9.000 kW<sub>t</sub>; gás carbônico – 80 ton/dia; ar comprimido – 300 m<sup>3</sup>/h; nitrogênio – 500 Nm<sup>3</sup>/h.
- Classificação desta central de cogeração na ANEEL: produtor independente de energia.
- Números dos documentos da ANEEL relacionados a esta central de cogeração: Resolução nº 317 de 11 de novembro de 1999; Resolução nº 554 de 15 de outubro de 2002; Despacho nº 721 de 20 de junho de 2005.
- Proprietário desta central de cogeração: Air Liquide Brasil Ltda. (anteriormente conhecida como Sociedade Brasileira Arlíquido Ltda., e sendo a proprietária anterior a empresa Messer Griesheim do Brasil Ltda.).
- Usuário desta central de cogeração: unidade da Coca-Cola de Jundiá (empresa proprietária da unidade: Coca-Cola FEMSA).
- Segmento usuário: alimentos e bebidas.
- Modalidade: cogeração qualificada.
- Modelo de negócio: próprio.

### **5.2.5 Cogeração Cenpes (Petrobras)**

- Descrição da empresa usuária da cogeração:

Em 1955 foi criado um órgão na Petrobras, o Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (Cenap), dedicado à formação e ao desenvolvimento de recursos humanos [40]. O objetivo do Cenap era de promover cursos e implementar

pesquisas na área tecnológica. No ano de 1973, o Cenap mudou de nome, passou a ser conhecido como Cenpes. Já como Cenpes, o centro de pesquisas da Petrobras passou a se dedicar a outros estudos, voltados para a adaptação de tecnologias importadas para as condições geológicas, ambientais, de mercado e de matéria-prima nacionais. Com o grande desenvolvimento do Cenpes, houve a necessidade de se transferir este centro de pesquisas para uma área maior. Em 1975, o Cenpes foi rebatizado para Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Américo Miguez de Mello. E, neste mesmo ano, sua nova instalação foi inaugurada na Ilha do Fundão, na cidade do Rio de Janeiro (RJ). A nova área em que o Cenpes se instalou, e em que está até hoje, foi cedida pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e fica dentro da sua Cidade Universitária [42]. Esta área pode ser visualizada na vista aérea do Cenpes, na Figura 5.9.



Figura 5.9 - Vista aérea do Cenpes

O Cenpes, como já foi citado, é um centro de pesquisas da Petrobras, sendo as pesquisas aí feitas voltadas para as áreas relacionadas com petróleo (exploração e refino), meio ambiente, desenvolvimento sustentável, novos combustíveis, energias renováveis, dentre outras [40]. No Cenpes ocorre o desenvolvimento de produtos relacionados à exploração de petróleo e à geração de energia, referência

no Brasil e também na América Latina, tendo ele recebido, em 1992, o maior prêmio do setor petrolífero mundial. A partir das pesquisas feitas neste centro, foram descobertas novas formas de extração e de refino do petróleo produzido no Brasil, novos produtos a serem usados como combustíveis, além de novas formas de exploração dos recursos energéticos (visando a qualidade e também o menor impacto ambiental ao meio ambiente).

Trabalham hoje no Cenpes funcionários da Petrobras e funcionários terceirizados, das mais diversas formações e áreas. Atualmente o Cenpes está em expansão. Junto à instalação já existente do Cenpes, está sendo construído o Cenpes 2. Com o fim desta obra, este complexo se tornará um centro de pesquisas ainda maior, mais moderno e com a preocupação de ser ecologicamente sustentável.

- Descrição da cogeração Cenpes:

A cogeração Cenpes teve a sua instalação finalizada e entrou em operação em 2005. Em algumas instalações da Petrobras já existem outras centrais de cogeração em operação, porém elas são de maior porte, se comparadas com a cogeração Cenpes. Inicialmente o Cenpes não tinha a intenção de ser auto-suficiente em energia elétrica, mesmo com a construção da sua central de cogeração. A sua demanda de energia elétrica, em 2005, era equivalente ao consumo de uma cidade de 25 mil habitantes, podendo chegar a 5,5 MW nos horários de pico [37]. Com isto, a central de cogeração opera em paralelo com a rede elétrica da Light (concessionária local) e consome energia, por ela, fornecida quando a demanda é grande.

Antes da utilização da cogeração, o Cenpes tinha problemas no horário de pico (quando o custo de energia elétrica fornecida pela concessionária é bem mais cara),

especialmente no verão, quando a demanda térmica da instalação chegava a até 2.400 TR [37]. Os custos para manter toda a instalação refrigerada eram muito altos. Adotou-se a cogeração neste centro de pesquisas não só por ela ser em geral um excelente negócio, mas também para que os custos com energia elétrica diminuíssem, para que a confiabilidade de seu fornecimento fosse maior e para aumentar a eficiência energética do centro. A idéia do Cenpes ao instalar uma central de geração movida a gás natural era criar uma vitrine de utilização deste combustível, sendo a central um exemplo interno dentro da Petrobras e fora dela. A central de cogeração aí existente foi dimensionada para atender ao Cenpes, levando em conta as suas necessidades atuais, mas sem levar em consideração a expansão do centro de pesquisas (o Cenpes 2), já em construção. Uma pequena parte do interior das instalações da cogeração Cenpes é mostrada na Figura 5.10.



Figura 5.10 - Vista de uma parte dos equipamentos do interior da cogeração Cenpes  
(tubulações em destaque)

Nos últimos anos, a geração de energia elétrica no Cenpes foi ampliada. No seu sistema de abastecimento de energia existem outros sistemas de geração a gás natural que se somam ao seu sistema de cogeração, tais como: duas microturbinas (que totalizam 90 kW) e uma unidade de células a combustível (de 200 kW) [67].

Além disto, foi instalada uma unidade de geração solar fotovoltaica que inicialmente gerava 1 MW de energia elétrica, com planos de ampliação desta quantidade de geração. Os planos da Petrobras são de instalar no Cenpes mais 40 MW, formando o maior conjunto de painéis fotovoltaicos em um único local no Brasil [42]. Com a instalação de todos esses sistemas de geração de energia citados, o Cenpes pretende ficar auto-suficiente em energia elétrica na maior parte do ano.

- Sistema composto de: 2 motogeradores Caterpillar de 1.600 kW cada (operando em paralelo com a rede da Light); 2 caldeiras de recuperação de calor (gerando cerca de 2 ton/h de vapor) e uma caldeira auxiliar (com capacidade de produção de vapor de 1,45 ton/h); 2 unidades de refrigeração por absorção [37][48].
- Combustível usado: gás natural (combustível fóssil).
- Produtos da cogeração: eletricidade; água gelada.
- Capacidade de geração: eletricidade – 3.200 kW; água gelada – cerca de 1.000 TR.
- Classificação desta central de cogeração na ANEEL: autoprodutor de energia.
- Número do documento da ANEEL relacionado a esta central de cogeração: Despacho nº 723 de 13 de novembro de 2002.
- Proprietário e usuário desta central de cogeração: Petrobras / Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Américo Miguez de Mello (Cenpes).
- Segmento usuário: química e petroquímica.
- Modalidade: cogeração qualificada.
- Modelo de negócio: próprio.

## 5.2.6 Cogeração Celpav IV (Votorantim - Jacareí)

- Descrição da empresa usuária da cogeração

O Grupo Votorantim é um dos maiores conglomerados econômicos privados do Brasil [59]. Este grupo é composto por diversas empresas que atuam em áreas diferentes, tais como: cimento e concreto, celulose e papel, banco, energia, metais (alumínio, níquel, zinco e aço). Todas as suas empresas sempre se colocam em posição de destaque ou na liderança do mercado em suas áreas de atuação.

A Votorantim foi fundada em 1918, sendo então chamada de “Sociedade Anônima Fábrica Votorantim” [59]. Desde a sua criação, a empresa sempre foi de controle familiar. Hoje, o Grupo Votorantim possui uma estrutura corporativa que garante à família fundadora (que hoje está na sua terceira geração) uma posição estratégica no seu comitê executivo. Porém vários profissionais, de fora da família, estão atualmente nas lideranças de suas empresas.

Desde 2001 algumas empresas do Grupo Votorantim atuam no mercado internacional. Hoje já existem unidades de negócios em outros países, nas áreas de cimento, metais, celulose e papel, agroindústria e finanças [59].

A Votorantim Celulose e Papel (VCP), uma das empresas do Grupo Votorantim, constitui hoje o terceiro maior empreendimento dentro dele [60]. A VCP é uma das empresas líderes neste segmento de celulose e papel. Na década de 50, a plantação de 80 milhões de pés de eucaliptos marcou o desejo da Votorantim em entrar no mercado de celulose e papel e também o início da VCP. A empresa investe expressivamente em pesquisa para o melhoramento genético do eucalipto e, também, na expansão da sua base florestal. A VCP possui um dos maiores complexos industriais privados da América Latina. As suas diversas unidades

industriais, espalhadas por diversos estados do país, têm geração própria de energia elétrica [60].

Em novembro de 2006, numa premiação ocorrida na sede da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp), a VCP ganhou o Prêmio Estadual Fiesp de Conservação e Uso Racional de Energia, na categoria de Multiuso de Energéticos (umas das quatro categorias desta premiação, existente desde 1996) [59]. O prêmio foi dado para o projeto “Conquista da auto-suficiência em energia elétrica por meio de ciclo combinado”, que se refere à implantação da central de cogeração a gás natural na unidade Jacareí da VCP. E abaixo segue a descrição desta central de cogeração.

- Descrição da cogeração Celpav IV:

A unidade Jacareí da VCP passou a fazer parte do Grupo Votorantim em 1992, quando o grupo adquiriu a empresa Papel Simão S.A. [60]. Esta é a maior unidade industrial da VCP. A unidade Jacareí é uma fábrica integrada de celulose e papel. A sua produção de celulose é voltada não só ao mercado interno mas, também, principalmente voltada ao mercado externo, à exportação. A fábrica produz anualmente cerca de 105 mil toneladas de papéis não revestidos, com capacidade de revestimento de até 80 mil toneladas [61]. Existe também a produção integrada de celulose de eucalipto, com produção anual de cerca de 1,1 milhão de toneladas dessa fibra. Só no ano de 2006, a unidade Jacareí gerou um faturamento líquido que representava aproximadamente 9% da receita líquida da VCP. Uma pequena parte do exterior desta unidade industrial da VCP é vista na Figura 5.11.



Figura 5.11 - Vista de uma parte do exterior da unidade Jacareí da empresa Votorantim Celulose e Papel

A cogeração Celpav IV, instalada na unidade Jacareí da VCP, foi inaugurada em abril de 2006, constituindo a primeira cogeração de energia, movida a gás natural, de uma fábrica brasileira de celulose e papel [60]. O projeto da construção da cogeração provou que seria benéfico ao meio ambiente (pois gerava uma redução de emissão de  $\text{NO}_x$  e uma redução no consumo de água) e que evitaria uma sobrecarga de energia elétrica na rede da concessionária local. A central de cogeração proporcionou a auto-suficiência em energia elétrica da unidade Jacareí. Além disto, ao invés de usar óleo combustível, a unidade passou a usar gás natural na sua cogeração, reduzindo a sua emissão de carbono na atmosfera [60].

A construção desta central de cogeração foi motivada por uma maior demanda de vapor, exigida após uma expansão da produção da unidade Jacareí da VCP [59].

Esta expansão ocorreu ao se implementar aí o projeto P2000 (concluído em 2003) que estabeleceu a utilização de uma tecnologia de ponta na unidade, aumentando de forma significativa a produção de celulose da unidade [60].

Com a operação da cogeração, a fábrica de Jacareí reduziu o seu consumo de energia elétrica em 82% e, também, o seu consumo de óleo combustível em 91%. Isto gerou uma economia anual com custos energéticos enorme para a VCP, cerca de 12 milhões de reais. A geração de energia elétrica própria, além de elevar a eficiência energética da unidade Jacareí da VCP, proporcionou uma diminuição de perdas de energia elétrica.

- Sistema composto de: turbogeradores do tipo a gás e a vapor [48][46].
- Potência total instalada: 138,68 MW.
- Combustíveis usados: gás natural (combustível fóssil) e licor negro (biomassa).
- Classificação desta central de cogeração na ANEEL: autoprodutor de energia (com exportação de excedente de energia elétrica).
- Números dos documentos da ANEEL relacionados a esta central de cogeração: Resolução nº 718 de 31 de dezembro de 2001; Despacho nº 68 de 18 de fevereiro de 2002.
- Proprietário e usuário desta central de cogeração: VCP – Votorantim Celulose e Papel S.A.
- Segmento usuário: papel e celulose.
- Modalidade: cogeração qualificada.
- Modelo de negócio: próprio.

### 5.2.7 Cogeração Energyworks Kaiser (em Jacareí)

- Descrição da empresa usuária da cogeração:

A Cervejaria Kaiser foi inaugurada em 1982, sendo a sua primeira fábrica estabelecida em Divinópolis (MG) [64]. Nesta época, esta cervejaria se destacou pela sua eficiência e pela sua tecnologia (que até então era inédita na fabricação de cervejas no país). Logo a Cervejaria Kaiser se aliou nos negócios a fabricantes brasileiros da Coca-Cola. E já em 1983, a cerveja Kaiser estava no mercado nacional em seis estados. Neste mesmo ano, a já renomada Cervejaria Heineken, passou a assistir tecnicamente a Kaiser. Em 1984, a Coca-Cola Company comprou 10% da Cervejaria Kaiser. Do final da década de 80 até o final da década de 90, foram incorporadas mais seis fábricas às Cervejarias Kaiser, localizadas em 5 diferentes estados brasileiros.

No ano de 2002, a Kaiser comprou a cervejaria canadense Molson, passando a fabricar também as cervejas da marca Bavaria [64]. Desde janeiro de 2006, as Cervejarias Kaiser Brasil S.A. passaram a ter o controle acionário da FEMSA Cerveza (principal cervejaria do México), empresa componente do Grupo FEMSA. Com isto, as Cervejarias Kaiser Brasil S.A. mudaram de nome e a empresa passou a se chamar FEMSA Cerveja do Brasil. No ano de 2003, o Grupo FEMSA tinha entrado no mercado brasileiro de bebidas. Este grupo atua hoje em nove países e é a maior empresa de bebidas da América Latina.

A FEMSA Cerveja Brasil possui atualmente oito fábricas no país, atendendo a cerca de 70 milhões de consumidores e tendo nas suas instalações mais de 2.300 funcionários (entre colaboradores diretos e terceirizados) [64]. A cervejaria produz treze marcas de cerveja, como por exemplo: a Sol, a Sol Pilsen, a Kaiser Pilsen, a Kaiser Bock, A Bavaria Pilsen, a Bavaria Premium e a Heineken. Os produtos

fabricados chegam em mais de 450 mil pontos de vendas no Brasil, sendo distribuídos pelo Sistema Coca-Cola Brasil.

- Descrição da cogeração Energyworks Kaiser (em Jacareí):

A unidade industrial da Kaiser em Jacareí (SP) está localizada numa área com 278.611 m<sup>2</sup> [65]. Esta unidade é capaz de produzir 70 milhões de litros de cerveja por mês [66]. Esta unidade possui três linhas de envase de garrafas, duas linhas de latas e uma linha de chope, todas elas com alto grau de automação e operando ininterruptamente. A cervejaria de Jacareí é a maior unidade da FEMSA Cerveja Brasil e entrou em funcionamento em 1988. Na Figura 5.12 é mostrada uma parte desta instalação industrial da Kaiser.



Figura 5.12 - Vista externa de parte da unidade industrial da Kaiser em Jacareí

A central de cogeração Energyworks Kaiser iniciou a sua operação em dezembro de 1998 [33]. A empresa Energyworks, neste empreendimento, adotou a solução de *outsourcing* na cogeração da Kaiser de Jacareí. A partir deste tipo de negócio, a Energyworks projeta, constrói, investe, opera, possui a propriedade e faz a manutenção da central de cogeração, fornecendo à unidade da Kaiser de Jacareí (o usuário desta cogeração) a energia elétrica e o vapor necessários para esta instalação funcionar. A unidade da Kaiser de Jacareí somente usufrui dos produtos

da cogeração [65]. Assim, a empresa proprietária da fábrica, a FEMSA Cerveja Brasil, pode utilizar seus recursos e seu capital para a produção de cerveja (sua atividade fim), e não os investir na cogeração. Parte do interior da sala de equipamentos da cogeração desta unidade da Kaiser é vista na Figura 5.13.



Figura 5.13 - Vista parcial da sala de equipamentos da cogeração Energyworks  
Kaiser

- Sistema composto de: 2 turbogeradores de 4.296 kW cada (operando em paralelo com a rede da concessionária local, a EBE - Empresa Bandeirante de Energia, anteriormente conhecida como Eletropaulo); 2 caldeiras de recuperação de calor (gerando cerca de 25 ton/h de vapor cada uma, a 10,5 bar) [48][33][65][62].
- Combustível usado: gás natural (combustível fóssil).
- Potência total instalada: 8,592 MW.
- Produtos da cogeração: eletricidade; água gelada (frio); água quente.
- Classificação desta central de cogeração na ANEEL: produtor independente de energia.

- Números dos documentos da ANEEL relacionados a esta central de cogeração: Resolução nº 275 de 26 de agosto de 1998; Despacho nº 689 de 11 de setembro de 2001; Despacho nº 592 de 18 de maio de 2005.
- Proprietário desta central de cogeração: Energy Works do Brasil Ltda.
- Usuário desta central de cogeração: unidade da Kaiser de Jacareí (empresa proprietária da unidade: FEMSA Cerveja Brasil).
- Segmento usuário: alimentos e bebidas.
- Modalidade: cogeração qualificada.
- Modelo de negócio: *outsourcing* (prestação de serviços).

## **6 Capítulo 6 - Conclusões**

No projeto final apresentado foi discutido o tema cogeração, sendo principalmente abordadas as vantagens deste tipo de instalação. Foi mostrado que a cogeração é, para muitos usuários, do setor industrial e comercial, uma alternativa muito viável e vantajosa na geração de energia elétrica, além da geração de calor e frio. Os rendimentos térmicos de um sistema de cogeração são altos, da ordem de 80%, o que acaba atraindo muitos dos seus possíveis usuários. A cogeração também causa um menor impacto ambiental, especialmente quando utiliza combustíveis de menor grau poluente (como o gás natural e a biomassa), se comparada com o impacto causado pelas outras formas tradicionais de geração de energia elétrica (como as usinas hidrelétricas, por exemplo). E um impacto ambiental cada vez menor é hoje, sem dúvida, um fator muito desejado pelas empresas consumidoras de energia e por toda a sociedade. Também foi comentada a importância de se analisar a viabilidade econômica, técnica e legal, da implementação da cogeração para cada projeto, levando em conta o perfil de cada empresa que pretende ser usuária deste tipo de sistema.

Os aspectos legais que regulamentam a cogeração também foram citados neste projeto. Existem diversos decretos, leis, portarias e resoluções que estão ligados diretamente à cogeração e ao setor elétrico brasileiro. A cogeração no Brasil passou a ser mais usada nas últimas décadas, sendo uma das alternativas de geração de energia. Por isto, se observa que a legislação brasileira que regulamenta a atividade da cogeração vem sendo constantemente modificada e aprimorada nos últimos anos. Sendo que estas mudanças são estimuladas pelas organizações não

governamentais e pelos órgãos oficiais que representam os interesses dos usuários da cogeração.

O exemplo de cogeração mais detalhado descrito neste projeto final foi o da cogeração do Parque Gráfico da empresa Infoglobo. Vimos neste exemplo as diversas vantagens da utilização da cogeração para esta empresa. Com a implementação da central de cogeração no Parque Gráfico, esta indústria passou a ter independência na sua geração de energia elétrica e, também, uma energia com maior qualidade para ser fornecida aos seus equipamentos. Outra consequência positiva para a Infoglobo foi a diminuição dos seus custos operacionais. Além disso, a cogeração se mostrou uma solução muito confiável, que garante o funcionamento ininterrupto do Parque Gráfico, sendo o seu funcionamento independente do fornecimento da concessionária de energia e, ainda, fazendo com que sua produção não seja afetada em eventuais momentos de crise no setor elétrico brasileiro (como ocorreu, por exemplo, na época da crise do setor em 2001).

Apesar do aumento da participação da cogeração nos últimos anos, se observa que no Brasil esta participação ainda pode ser maior, se algumas atitudes forem tomadas pelo governo federal, tais como incentivos fiscais para a sua implementação, redução da burocracia na aprovação de projetos de cogeração e na liberação de licenças ambientais para esta atividade, ampliação da rede de gasodutos brasileira (já que o gás natural é um dos combustíveis mais utilizados na cogeração), dentre outras. Com medidas de incentivo à atividade da cogeração, seria ampliado o número de instalações em operação principalmente nos grandes centros industriais do país. A regulamentação da venda do excedente de produção de energia elétrica também pode ser vista como um fator de incentivo para a

utilização de um sistema de cogeração, já que permite que o seu usuário obtenha um retorno mais rápido dos investimentos feitos na sua construção.

Através da dissertação aqui feita, foi possível mostrar alguns casos de sucesso de centrais de cogeração em operação no Brasil. Esperamos que este projeto final possa não só esclarecer dúvidas sobre o tema cogeração, mas também, incentivar o uso desta tecnologia para a geração de energia no nosso país.

## **Referências Bibliográficas**

### **Livros:**

[1] Balestiere, José Antônio Perrella. Cogeração: Geração combinada de eletricidade e calor. Florianópolis – SC: Editora da UFSC, 2002. Cap. 1, págs. 17-28; Cap. 2, págs. 33, 38-40; Cap. 4, págs. 97 a 104.

[2] Ribeiro, Suzana Kahn (Organizadora). Estudo das vantagens ambientais do gás natural veicular: O caso do Rio de Janeiro. Centro Clima – Centro de Estudos Integrados sobre Meio Ambiente e Mudanças Climáticas, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro – RJ, 2001. Págs. 11-16, 21.

[78] Santos, Edmilson Moutinho. Gas Natural - Estratégias para uma energia nova no Brasil, Annablume. nº1 de 2002

### **Teses, Dissertações e Projetos de Final de Curso:**

[3] Borelli, Samuel José Sarraf. Método para a análise da composição do custo da eletricidade gerada por usinas termelétricas em ciclo combinado a gás natural. 2005. 110 páginas. Dissertação (Mestrado) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo. Disponível em: <http://www.iee.usp.br>. Acesso em 22 de setembro de 2007.

[4] Brighenti, Claudia Rodrigues Faria. Integração do cogedor de energia do setor sucroalcooleiro com o sistema elétrico. 2003. 169 páginas. Dissertação (Mestrado) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo. Disponível em: <http://www.iee.usp.br>. Acesso em 8 de maio de 2007.

[5] Cunha, Rodrigo Teixeira de Aguiar; Santiago, Paulo Fontes. Análise de viabilidade econômica de instalação de uma planta de cogeração no Hospital Clementino Fraga Filho situado na UFRJ, Ilha do Fundão, Rio de Janeiro. 2002. 290 páginas. Trabalho de conclusão de curso (Graduação) Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

[6] de Paula, Claudio Paiva. Geração distribuída e cogeração no setor elétrico: Avaliação sistêmica de um plano. 2004. 345 páginas. Tese (Doutorado) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo. Disponível em: <http://www.iee.usp.br>. Acesso em 16 de janeiro de 2007.

[7] Costa e Silva, Alexandre Timóteo da. Projeto básico de planta de cogeração para o Hospital Universitário Clementino Fraga Filho. 2000. 80 páginas. Trabalho de conclusão de curso (Graduação) Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

[8] Viana Júnior, Lideir. Cogeração – Desenvolvimento de metodologia para avaliação energética: Estudo de caso aplicado a indústria de papel e celulose. 1999. 121 páginas. Dissertação (Mestrado) Programa de Pós-Graduação em Engenharia

Elétrica, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte.  
Disponível em: <http://www.biblioteca.pucminas.br>. Acesso em: 16 de janeiro de 2007.

## **Revistas e Jornais:**

[9] Editora Globo S.A. Negócios: Audácia de empreendedor. Revista Época – Caderno Especial: Memória Roberto Marinho 1904 – 2003, Rio de Janeiro, Edição nº 273, Págs. 24-25, Publicação semanal, 11 de agosto de 2003.

[10] Infoglobo Comunicações S.A. Planeta Globo (publicação interna da Infoglobo), Rio de Janeiro, Ano X, Nº 88, Pág. 4, Publicação mensal, Novembro de 2001.

[11] Infoglobo Comunicações S.A. Energia que não deixa ninguém sem luz. Jornal O Globo – Caderno Baixada (Jornais de Bairro), Rio de Janeiro, Pág. 16, Publicação semanal, 18 de abril de 1999.

[12] Infoglobo Comunicações S.A. Infoglobo venderá energia excedente. Jornal O Globo – 1º Caderno, Rio de Janeiro, Pág. 9, Publicação diária, 13 de abril de 2001.

[13] Infoglobo Comunicações S.A. O Globo inaugura o seu novo Parque Gráfico. Jornal O Globo – 1º Caderno, Rio de Janeiro, Pág. 20, Publicação diária, 13 de janeiro de 1999.

[14] Infoglobo Comunicações S.A. O mercado se multiplica e é o grande beneficiado. Jornal O Globo – Caderno Especial: Parque Gráfico, Rio de Janeiro, Pág. 2, 12 de janeiro de 1999.

### **Apostilas:**

[15] Agência para Aplicação de Energia. Manual de aplicação de energia – 1: Instalações Elétricas; Análise de contas de energia elétrica; Análise econômica de investimentos. São Paulo – SP, CESP, 1996. Cap. 2, págs. 22-24. (Série divulgação e informação, 196).

[16] Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica). Tarifas de fornecimento de energia elétrica. Brasília – DF, Abril de 2005. Caps. 2 e 3, Págs. 9-15 (Cadernos Temáticos Aneel, nº4). Disponível em:  
<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf>. Acesso em 20 de junho de 2007.

[17] Arongaus, Prof. Simion. Apostila do curso de Cogeração, Departamento de Engenharia Mecânica – UFRJ, 204 páginas, 1996.

[18] Procel (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica). Manual de tarifação de energia elétrica. 1ª Edição, 21 páginas. Maio de 2001. Disponível em:  
<http://www.fiesp.com.br/publicacoes/energia.aspx>. Acesso em 20 de junho de 2007.

[19] Sistema brasileiro de tarifação de energia elétrica – Notas de aula, Apostila da disciplina de Conservação de Energia (fornecida pela Profa. Maria Karla Vervloet Sollero). Págs. 3-6.

### **Relatórios, folhetos, etc.:**

[20] ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Boletim mensal do gás natural – Referência: Maio de 2005. Caps. 1, 2, 3 e 4. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em 9 de abril de 2007.

[21] Wärtsilä Corporation. Acordos de operação e manutenção. 2004. 8 páginas. Disponível em:  
[http://192.6.177.14/Wartsila/global/docs/en/service/Brochures/O\\_MPorPortugal.pdf](http://192.6.177.14/Wartsila/global/docs/en/service/Brochures/O_MPorPortugal.pdf).  
Acesso em 21 de dezembro de 2006.

[22] Equipe da Cogeração Infoglobo. Documentos fornecidos pela equipe da cogeração (com informações sobre a Cogeração Infoglobo, sobre seus equipamentos e o Parque Gráfico).

### **Manuais Técnicos:**

[23] Aalborg Brasil. Manual Caldeira Auxiliar – Parte I. 1997.

[24] Aalborg Industries – UNEX Division; Wärtsilä NSD Corporation. Manual Caldeira Recuperação. 1997. (Especificação técnica nº: 97703B/PL).

[25] Wärtsilä NSD Corporation. Manual de Instruções. 1998. Seção: Motor, Tipo de motor: W25SG. (Documentos nº: 9193914300PT e 9199171100PT).

## **Bibliografia On-line (Sites):**

- **Artigos**

[26] Guimarães, Edison Tito. Sistemas de cogeração. Artigos do Gasnet, *on-line*. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br>. Acesso em 25 de outubro de 2003.

[27] Lima, Eng. Antonio. A energia elétrica no Brasil – A visão de um fabricante de motores (Wärtsilä). Artigos do Gasnet, *on-line*. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br>. Acesso em 25 de outubro de 2003.

[28] Melo, Fernando. Aplicação de motores a gás em cogeração. Artigos do Gasnet, *on-line*. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br>. Acesso em 25 de outubro de 2003.

[29] Stemac (Sociedade Técnica de Máquinas e Acessórios S/A). Cogeração – Descrição do Sistema. Artigos do Gasnet, *on-line*. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br>. Acesso em 25 de outubro de 2003.

## • Páginas

[30] <http://www.cogensp.com.br> (Acessos em 16 de janeiro de 2007, 10 de abril de 2007 e 19 de abril de 2007)

[31] <http://www.koblitz.com.br> (Acesso em 16 de janeiro de 2007)

[32] <http://www.protermo.com.br> (Acesso em 16 de janeiro de 2007)

[33] <http://www.inee.org.br> (Acesso em 21 de março de 2007 e 2 de agosto de 2007)

[34] <http://www.fem.unicamp.br> (Acesso em 29 de março de 2007 e 8 de agosto de 2007)

[35] <http://www.olharvirtual.ufrj.br> (Acesso em 6 de junho de 2006)

[36] <http://www.wartsila.com> (Acessos em 19 de março de 2003, 21 de dezembro de 2006, 10 de abril de 2007 e 16 de abril de 2007)

[37] <http://www.gasnet.com.br> (Acessos em 14 de março de 2007, 10 de abril de 2007, 19 de abril de 2007 e 18 de maio de 2007)

[38] <http://www.jcam.com.br> (Acesso em 10 de abril de 2007)

[39] <http://www.brazil.fi> (Acesso em 11 de maio de 2005)

[40] <http://pt.wikipedia.org> (Acessos em 10 de abril de 2007, 18 de maio de 2007, 3 de agosto de 2007 e 7 de janeiro de 2008)

[41] <http://www.iee.usp.br> (Acesso em 10 de abril de 2007)

[42] <http://www.petrobras.com.br> (Acessos em 15 de março de 2007, 18 de maio de 2007 e 11 de agosto de 2007)

[43] <http://www.gasbrasil.com.br> (Acessos em 29 de setembro de 2003, 3 de outubro de 2003 e 30 de outubro de 2007)

[44] <http://www.anba.com.br> (Acesso em 9 de abril de 2007)

[45] <http://www.anp.gov.br> (Acessos em 19 de outubro de 2003 e 9 de abril de 2007)

[46] <http://www.aneel.gov.br> (Acessos em 3 de maio de 2007, 4 de abril de 2007, 7 de maio de 2007, 8 de maio de 2007 e 7 de junho de 2007)

[47] <http://www.canalenergia.com.br> (Acesso em 5 de agosto de 2007)

[48] <http://www.datacogen.com.br> (Acessos em 3 de maio de 2007, 8 de maio de 2007, 9 de maio de 2007, 18 de maio de 2007 e 7 de junho de 2007)

- [49] <http://www.link.estadao.com.br> (Acesso em 23 de maio de 2007)
- [50] <http://www.infoglobo.com.br> (Acesso em 9 de abril de 2007)
- [51] <http://www.usinasantaadelia.com.br> (Acesso em 8 de maio de 2007)
- [52] [http://200.130.9.7/clima/cigmc/pdf/DCP\\_Santa\\_Adelia.pdf](http://200.130.9.7/clima/cigmc/pdf/DCP_Santa_Adelia.pdf) (Acesso em 29 de junho de 2007)
- [53] <http://redeglobo.globo.com/> (Acesso em 9 de maio de 2007)
- [54] <http://www.cocacolabrasil.com.br> (Acesso em 9 de agosto de 2007)
- [55] <http://www.brasilalimentos.com.br> (Acesso em 8 de agosto de 2007)
- [56] <http://www.femsa.com/pr> (Acesso em 9 de agosto de 2007)
- [57] <http://www.norteshopping.com.br> (Acesso em 7 de junho de 2007)
- [58] <http://www.abrasce.com.br> (Acesso em 19 de junho de 2007)
- [59] <http://www.votorantim.com.br> (Acesso em 9 de maio de 2007)
- [60] <http://www.vcp.com.br> (Acessos em 9 de maio de 2007, 2 de agosto de 2007 e 18 de agosto de 2007)

[61] <http://www.jacarei.sp.gov.br> (Acesso em 2 de agosto de 2007)

[62] <http://www.enerconsult.com.br> (Acesso em 10 de abril de 2007)

[63] <http://www.cogerar.com.br> (Acesso em 7 de junho de 2007)

[64] <http://www.elancers.net> (Acesso em 9 de maio de 2007)

[65] <http://www.ctgas.com.br> (Acesso em 2 de agosto de 2007)

[66] <http://www.festo.com.br> (Acesso em 2 de agosto de 2007)

[67] <http://www.cogenrio.com.br> (Acessos em 17 de janeiro de 2007, 19 de abril de 2007 e 7 de junho de 2007)

[68] <http://www.demec.ufmg.br> (Acesso em 7 de janeiro de 2008)

[69] <http://www.mme.gov.br> (Acessos em 30 de outubro de 2006 e 3 de maio de 2007)

[70] <http://www.localpower.org> (Acesso em 28 de março de 2007)

[71] <http://www.nacad.ufrj.br> (Acesso em 29 de março de 2007)

[72] <http://www.seeds.usp.br> (Acesso em 29 de março de 2007)

[73] <http://www.gaspetro.com.br> (Acesso em 9 de abril de 2007)

[74] <http://www.copergas.com.br> (Acesso em 9 de abril de 2007)

[75] <http://www.epe.gov.br> (Acessos em 28 de março de 2007 e 3 de maio de 2007)

[76] <http://www.ons.org.br> (Acesso em 3 de maio de 2007)

[77] <http://www.eletronbras.com> (Acesso em 3 de maio de 2007)

[79] <http://www.bp.com> (Acesso em 3 de maio de 2007)

### **Legislação:**

[80] Código das Águas, Decreto nº 24.643, de 10 de Julho de 1934

## Anexos

### A1 Tarifação

O fornecimento de energia elétrica por parte das concessionárias é feito em baixa tensão (BT) ou em alta tensão (AT), dependendo da carga exigida pelo consumidor na sua instalação [19][16]. São consideradas tensões de suprimento de baixa tensão aquelas até 440 V. São consideradas tensões de suprimento de alta tensão aquelas a partir de 2,3 kV e até 230 kV.

Os consumidores são classificados a partir do nível de tensão de suprimento em que são atendidos. Existem dois grupos de consumidores: os do Grupo A (atendidos em alta tensão) e os do Grupo B (atendidos em baixa tensão). Dentro de cada grupo existem subgrupos. Na Tabela A.1 são exibidos os subgrupos do grupo A e na Tabela A.2 são exibidos os subgrupos do grupo B [18].

Tabela A.1 - Grupo A

<b>Subgrupos do Grupo A</b>	<b>Tensão de fornecimento</b>
A1	$\geq 230$ kV
A2	De 88 a 138 kV
A3	69 kV
A3A	De 30 a 44 kV
A4	De 2,3 a 25 kV
AS	Rede subterrânea

Tabela A.2 - Subgrupos do grupo B.

Subgrupos do Grupo B	Classe
B1	Residencial e subclasse residencial de baixa renda
B2	Rural (abrangendo subclasses como: agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural e serviço público de irrigação rural)
B3	demais atividades (outras classes como: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio)
B4	iluminação pública

Como pode ser observado, os subgrupos do Grupo A são divididos pela sua tensão de fornecimento e os do Grupo B pela sua classe. Como exemplos dos consumidores do Grupo A, temos: indústrias, *shopping centers* e alguns edifícios públicos e comerciais [18]. O subgrupo AS é composto por todos os consumidores atendidos por redes de fornecimento de energia elétrica subterrâneas, sendo eles atendidos em alta ou baixa tensão.

Em consequência da classificação dos grupos de consumidores, as tarifas de energia elétrica também são classificadas em duas modalidades: a tarifa monômnia e a tarifa binômnia [18]. A tarifação monômnia é aplicada aos consumidores do Grupo B, que estão sujeitos somente à cobrança da quantidade de energia elétrica que consomem em suas instalações (em kWh). A tarifação binômnia é aplicada aos consumidores do Grupo A, que estão sujeitos a uma cobrança baseada nas

seguintes grandezas: demanda (em kW), consumo (em kWh) e fator de potência. Os consumidores do Grupo A tarifados desta forma, em alguns casos, podem escolher entre as tarifas convencional, verde e azul (que serão definidas a seguir). Já os consumidores do Grupo B só são tarifados utilizando a tarifa convencional.

A seguir estão descritas as características fundamentais de cada um dos sistemas tarifários existentes. O conhecimento destes sistemas é muito importante para a análise das contas de fornecimento de energia.

### **Tarifa Convencional**

Na conta mensal de energia elétrica que utiliza a tarifa convencional, são aplicadas tarifas de consumo de energia (em kWh) e/ou a demanda de energia (em kW), sem diferenciação quanto aos horários de consumo durante o dia e nem quanto aos períodos do ano [15][16].

### **Tarifas Horo-sazonais**

As tarifas horo-sazonais são caracterizadas por apresentar preços diferenciados de demanda e consumo de energia elétrica, de acordo com as horas do dia (ponta e fora de ponta), e os períodos do ano (seco e úmido) [15][16].

O horário de ponta (P) é composto por três horas consecutivas de um dia (com exceção dos sábados e domingos), situadas entre 17:00 e 22:00 horas, sendo este horário definido no contrato de fornecimento com a concessionária.

O horário fora de ponta (FP) é o conjunto das horas complementares às três horas consecutivas definidas como horário de ponta (P).

O período úmido (PU) corresponde a cinco meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos de energia elétrica abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

O período seco (PS) corresponde a sete meses consecutivos de um mesmo ano, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

### **Tipos de Tarifas Horo-sazonais**

Existem duas modalidades de tarifas horo-sazonal: a Tarifa Azul e a Tarifa Verde [15].

#### **Tarifa Azul**

A Tarifa Azul caracteriza-se pela aplicação de preços diferenciados, de demanda e consumo de energia elétrica, para os horários de ponta (P) e fora de ponta (FP), e para os períodos seco e úmido.

#### **Tarifa Verde**

A Tarifa Verde caracteriza-se pela aplicação de um preço único de demanda, independente de horários e períodos, e preços diferenciados de consumo, de acordo com as horas do dia e períodos do ano.

### **Análise da Demanda**

Como dito acima, a análise da demanda deve ser vista de forma individual para cada tipo de tarifa [15].

#### **Demanda com Tarifa Convencional**

Com relação à demanda, a legislação vigente estabelece que seja considerado para efeito de faturamento o maior valor entre:

- a) Demanda verificada por medição (demanda registrada);
- b) A maior demanda registrada em qualquer dos 11 meses anteriores;
- c) A demanda fixada em contrato de fornecimento.

A empresa estará utilizando a energia, de forma adequada, quando o valor de demanda faturada for igual ao da demanda registrada. Dessa forma estará pagando por aquilo que realmente consome.

Se o valor da demanda faturada for superior ao da demanda registrada, mas igual ao da demanda contratada, deve-se entrar em contato com a concessionária, solicitando-se um auxílio para regularização desta situação, com o ajuste do contrato.

Quando o valor de demanda faturada for igual a 85% da máxima demanda registrada nos últimos onze meses, isto mostra que em algum destes meses ocorreu um valor anormal, acima de demanda registrada. Esta situação pode ocorrer por diversos fatores como o aumento sazonal da produção, algum teste em equipamentos elétricos, ou a entrada de novos equipamentos na produção (durante aquele mês com registro do valor da demanda anormal). Deve-se tentar identificar a causa do aumento de demanda naquele mês, para evitar que o mesmo volte a acontecer.

#### **Demanda com Tarifa Horo-Sazonal Azul**

a) Quando a demanda registrada for inferior à demanda contratada, então o faturamento será feito pela demanda contratada [15];

b) Para unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou superior a 69 kV, quando a demanda registrada exceder em até 5% a demanda contratada, o faturamento será feito pela demanda registrada;

c) Para unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 kV, quando a demanda registrada exceder em até 10% a demanda contratada, o faturamento será feito pela demanda registrada;

d) Quando a demanda registrada exceder os limites anteriores citados, o faturamento será efetuado considerando a demanda contratada mais uma tarifa de ultrapassagem, aplicada sobre a diferença entre as demandas registrada e contratada.

#### **Demanda com Tarifa Horo-Sazonal Verde**

a) Quando a demanda registrada for inferior à demanda contratada, então o faturamento será feito pela demanda contratada [15];

b) Para unidades consumidoras com demanda contratada superior a 100 kW, quando a demanda registrada exceder em até 10% a demanda contratada, o faturamento será feito pela demanda registrada;

c) Para unidades consumidoras com demanda contratada entre 50 kW e 100 kW, quando a demanda registrada exceder em até 20% a demanda contratada, o faturamento será feito pela demanda registrada;

d) Quando a demanda registrada exceder os limites anteriores citados, o faturamento será efetuado considerando a demanda contratada mais uma tarifa de ultrapassagem, aplicada sobre a diferença entre as demandas registrada e contratada.

### Considerações finais

Vale ressaltar que o custo na fatura da unidade consumidora, quando a demanda registrada exceder certos limites (tarifa de ultrapassagem), é maior do que o custo caso a demanda contratada já considerasse este valor superior [19]. Por isto, uma análise da demanda deve ser feita a fim de se evitar custos desnecessários. Na Tabela A.3 é exibido um resumo dos conceitos de tarifação com seus grupos, subgrupos, demanda, tarifa e condição de escolha.

Tabela A.3 - Resumo dos conceitos sobre tarifação

<b>Grupos</b>	<b>Demanda</b>	<b>Tarifa</b>	<b>Condição de escolha</b>
A1 A2 A3	qualquer	azul	compulsória
A3A	≥ 500 kW	azul	compulsória (para os que não optaram pela tarifa verde)
		verde	opcional
A4 AS	< 500 kW	azul	opcional
		verde	
		convencional	
B1, B2, B3 e B4	---	convencional	---

## A2 Lista de Unidades de Medidas:

Tabela A.4 – Referência das unidades

Abreviatura	Nome de unidade	Equivalência	Grandeza medida por esta unidade
MW	Megawatt	$= 10^6 \text{ W} = 10^6 \text{ kg} \cdot \text{m}^2 / \text{s}^3$	Potência
kW	Quilowatt	$= 10^3 \text{ W} = 10^3 \text{ kg} \cdot \text{m}^2 / \text{s}^3$	Potência
kW <sub>e</sub>	Quilowatt elétrico (*)	$= 1 \text{ kW}$	Potência elétrica
kW <sub>t</sub>	Quilowatt térmico (*)	$= 1 \text{ kW}$	Potência térmica
kWh	Quilowatt-hora	$= 10^3 \text{ Wh}$	Consumo de energia
MWh	Megawatt-hora	$= 10^6 \text{ Wh}$	Consumo de energia
V	Volt	---	Diferença de potencial elétrico
kV	Quilovolt	$= 10^3 \text{ V}$	Diferença de potencial elétrico
Pa	Pascal	---	Pressão
MPa	Megapascal	$= 10^6 \text{ Pa}$	Pressão
bar	Bar	$= 10^5 \text{ Pa} = 10^6 \text{ g} / (\text{cm} \cdot \text{s}^2)$	Pressão

atm	Atmosfera padrão	= 1,033 kg/cm <sup>2</sup> ≈ 101,3 kPa	Pressão
kgf/cm <sup>2</sup> (ou at)	Atmosfera técnica	= 10 <sup>4</sup> kgf/m <sup>2</sup>	Pressão
m	Metro	---	Comprimento
km	Quilômetro	= 10 <sup>3</sup> m	Comprimento
mm	Milímetro	= 10 <sup>-3</sup> m	Comprimento
m <sup>2</sup>	Metro quadrado	---	Área
m <sup>3</sup>	Metro cúbico	---	Volume
kg	Quilograma	= 10 <sup>3</sup> g	Massa
t	Tonelada	= 10 <sup>3</sup> kg = 10 <sup>6</sup> g	Massa
l	Litro	= 1 dm <sup>3</sup> = 10 <sup>-3</sup> m <sup>3</sup>	Volume ou capacidade
rpm	Rotações por minuto	= 2Π/60 rad/s (onde Π é o número pi, igual a 3,1416...)	Freqüência
R\$	Real	---	Valores em real (dinheiro usado no Brasil)
°C	Grau Celsius	= (°F – 32)/1,8  (onde °F é o valor da temperatura dada em graus Fahrenheit)	Temperatura
TR	Tonelada de	= 3024 kcal/h =	Capacidade ou

	refrigeração	3516,8 W	potência de refrigeração
kcal/m <sup>3</sup>	Quilocaloria por metro cúbico	= 4,18*10 <sup>3</sup> J/m <sup>3</sup>	Poder calorífico
mg/m <sup>3</sup>	Miligrama por metro cúbico	= 10 <sup>-3</sup> g/m <sup>3</sup> = 10 <sup>-6</sup> kg/m <sup>3</sup>	Densidade de massa
kg/h	Quilograma por hora	---	Capacidade de vaporização
kg/t	Quilograma por tonelada	---	Massa total de particulados emitidos por unidade de massa de carga produzida ou carregada
ton/h (ou t/h)	Tonelada por hora	---	Capacidade de geração
m <sup>3</sup> /h	Metro cúbico por hora	---	Capacidade de vazão
Nm <sup>3</sup> /h	Normal metro cúbico por hora (**)	= [273/(273+t1)]*P1- [(Rh*Pv)/1,033]	Capacidade de vazão
dm <sup>3</sup> /cyl.	Decímetro cúbico por cilindro	= 10 <sup>-3</sup> m <sup>3</sup> /cyl.	Cubicagem (ou cubagem – quantidade de

			unidades cúbicas que cabem em certo espaço)
--	--	--	---

(\*) Para certas análises se faz necessária a diferenciação entre watt térmico ( $W_t$ ) e watt elétrico ( $W_e$ ). Um valor dado em watt elétrico representa a potência elétrica (produzida, consumida ou transmitida). Já um valor em dado em watt térmico representa a potência térmica (produzida, consumida ou transmitida). No caso da análise da potência de aparelhos condicionadores de ar, por exemplo, a conversão de watt térmico para watt elétrico depende diretamente da eficiência do aparelho (em média tem-se uma relação de 1 watt elétrico para cada 3 watts térmicos). Neste caso, quando se faz a conversão direta de Btu/h para watts, tem-se o resultado em watt térmico.

(\*\*) onde:

$t_1$  = Temperatura de entrada do ar em °C

$P_1$  = Pressão de entrada do ar em  $\text{kg/cm}^2$  abs.

$R_h$  = Unidade relativa em %

$P_v$  = Pressão parcial do vapor de água em  $\text{kg/cm}^2$  abs.

Obs: O número 273 no numerador da primeira fração é em função de estarmos considerando zero graus Celsius ( $273 + 0^\circ\text{C}$ ). O número 1,033 no denominador da segunda fração é a pressão barométrica ao nível do mar em  $\text{kg/cm}^2$  abs.

(Fonte: [http://www.globogas.com.br/Compressor\\_ar\\_medido\\_Ed57.pdf](http://www.globogas.com.br/Compressor_ar_medido_Ed57.pdf))