



AUTARQUIA ASSOCIADA À UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

**AS CONSEQÜÊNCIAS SÓCIO, ECONÔMICO E AMBIENTAIS
DA TROCA DO ÓLEO COMBUSTÍVEL POR GÁS NATURAL,
NA USINA TERMOELÉTRICA PIRATININGA**

MÁRCIO NESTOR ZANCHETA

**Tese apresentada como parte dos
requisitos para obtenção do Grau de
Doutor em Ciências na Área de
Tecnologia Nuclear - Aplicações.**

**Orientadora:
Dra. Dora de Castro Rúbio Poli**

**São Paulo
2005**

INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES
Autarquia associada à Universidade de São Paulo

**AS CONSEQÜÊNCIAS SÓCIO, ECONÔMICO E AMBIENTAIS
DA TROCA DO ÓLEO COMBUSTÍVEL POR GÁS NATURAL,
NA USINA TERMOELÉTRICA PIRATININGA.**

MÁRCIO NESTOR ZANCHETA



**Tese apresentada como parte dos
requisitos para obtenção do Grau
de Doutor em Ciências na Área de
Tecnologia Nuclear - Aplicações.**

**Orientadora :
Dra. Dora de Castro Rúbio Poli**

SÃO PAULO

2005

DEDICATÓRIA

Dedico esta tese à EMAE, por ter concedido a oportunidade de trabalhar na Usina Termoelétrica Piratininga, que foi a grande inspiração para desenvolvimento deste e de outros trabalhos.

AGRADECIMENTOS

Ao Detentor e Controlador de toda energia existente, Aquele que com toda sua Excelência nos permite viver na atual forma e nos prepara para a futura.

Ao Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares pela oportunidade de participar no Programa de Pós Graduação, no qual pude vivenciar um centro de pesquisas tão importante, rico em conhecimento e de elevado nível.

À Professora Doutora Dora de Castro Rúbio Poli pela atenção, orientação e por quando as portas apresentarem-se fechadas, sempre ter uma chave e um sorriso.

Ao Professor Doutor Nelson Leon Meldonian que sempre se dispôs a iluminar os caminhos que se mostraram obscuros. Aquele do qual sempre ouvi palavras de ânimo e coragem.

Ao Engenheiro Sérgio Reinaldo Sertori por ser um gerente que vejo administrar de forma única a Usina Piratininga e que nas suas decisões demonstra ter um coração muito humano, fato muito raro quando se tem esta posição.

Ao Engenheiro Jayme Rodrigues Nogueira Júnior que no meio de todo fogo cruzado que enfrentei, surgiu como alguém tolerante, compreensivo e colaborador.

Ao colega Engenheiro Paulo Adriano Jiurgiu, que com sua larga experiência em termoeletricas, sempre disponibilizou um tempo para discussões, pesquisas e dados de grande valia.

Ao químico Eugênio Paulo Parpinelli por ter sido um caminho para diversas informações importantíssimas na elaboração desta tese.

Aos técnicos Luiz e Reinaldo pela ajuda no levantamento dos dados e informações do histórico de operação.

À esposa pelo amor, consideração, constante estímulo, inestimável paciência, ajuda em todas as etapas do trabalho, suportando a ausência pelo trabalho diurno, acrescidas pelas aulas ministradas à noite e ainda por compreender ser necessário o estudo constante nas noites e nos fins de semana.

Aos filhos por terem mostrado grande compreensão, a qual eu nem esperava poder contar, devido a tenra idade. Pela paciência de ouvir um não às inúmeras perguntas se eu já havia concluído o trabalho para poder brincar com eles.

Aos familiares que demonstraram entender os momentos que necessitei me afastar do convívio, pela necessidade da dedicação ao desenvolvimento desta tese.

Aos colegas de serviço por compartilharem momentos de ansiedade e estresse, tolerando estes momentos e procurando sempre me auxiliar nas dificuldades.

A todos os demais que colaboraram direta ou indiretamente e até deram um pouco de si para que eu pudesse concluir esta dissertação, que em minha vida foi de grande importância.

**AS CONSEQÜÊNCIAS SÓCIO, ECONÔMICO E AMBIENTAIS
DA TROCA DO ÓLEO COMBUSTÍVEL POR GÁS NATURAL,
NA USINA TERMOELÉTRICA PIRATININGA.**

MÁRCIO NESTOR ZANCHETA

RESUMO

Nesta tese, é realizada a análise das conseqüências sócio-econômicas e ambientais decorrentes da substituição do óleo combustível pelo gás natural na Usina Termoeletrica Piratininga. Inicialmente, são apresentadas as razões da evolução do consumo energético pelo ser humano, detalhando aspectos relativos ao desenvolvimento sócio-econômico da humanidade e à industrialização, a qual introduziu no cotidiano, com o desenvolvimento tecnológico e produção de bens de consumo, diversas facilidades que conduziram ao incremento do uso de energéticos, tendo como principal aspecto positivo o aumento da longevidade do ser humano. Com estes novos recursos, ocorreram a explosão do crescimento populacional e o inevitável surgimento da poluição em amplitude global, bem como o agravamento do desequilíbrio ambiental, vistos hoje como desastrosos em diversos aspectos. Dentre as diversas formas de energia largamente empregadas, destaca-se a elétrica, a qual não existe na natureza em forma pronta para o uso. E dentre as maneiras existentes para se transformar esta energia numa forma utilizável pelo homem, destaca-se a termoeletricidade. Esta vem participando da matriz mundial de energia desde a revolução industrial e é uma das maiores fontes de poluição do ar. A Usina Termoeletrica Piratininga é uma planta brasileira em operação desde 1954, no coração de São Paulo, a maior metrópole do país e a terceira do mundo, em população. Diante da importância desta usina e da sua localização, é desenvolvida nesta tese a análise proposta, confrontando em nível local e mundial os problemas ambientais atuais com os gerados pela operação da referida planta. Para tanto, foram utilizados dados e parâmetros operacionais reais dos registros dos seus 50 anos de operação, bem como a experiência adquirida pelo autor na área de termoeletricas como colaborador na empresa proprietária da usina durante 16 anos.

**THE SOCIOECONOMICAL AND ENVIRONMENTAL CONSEQUENCES OF
THE SUBSTITUTION OF FUEL OIL FOR NATURAL GAS AT THE
PIRATININGA POWER PLANT**

MÁRCIO NESTOR ZANCHETA

ABSTRACT

This paper examines the socioeconomical and environmental consequences of the substitution of fuel oil for natural gas at the Piratininga Power Plant. Initially are presented the reasons of the evolution of energy consumption by the man, with a detailed account of aspects related to mankind's socioeconomical development as well as industrialization, which brought into daily life, with the technological advancement and consumer good production, several facilities that led to an increase in the use of energizers, being human longevity its main positive aspect. With such new resources, there was a population explosion and therefore an inevitable global surge of pollution, besides an environmental unbalance, seen as disastrous in many aspects. Among the widely used forms of energy, electrical energy, which does not exist ready for use in nature, stands out. Also, among the various forms of making this energy available for use, thermoelectricity stands out. This has been part of the world's energy structure since the industrial revolution and is one of the biggest sources of air pollution. The Piratininga Power Plant has operated since 1954, in the heart of São Paulo, the country's biggest metropolis and the world's 3rd most populated city. Due to the importance of this plant and its location, the proposed analysis is developed in this paper, confronting, both locally and internationally, today's environmental issues to the problems generated by the plant's operation. Aiming at this, real operational data and parameters of the records of its 50 years of operation have been used, as well as the author's experience in the field of thermoelectricity as a collaborator in the company for 16 years.

SUMÁRIO

Lista de figuras

Lista de tabelas

Resumo

“Abstract”

1	INTRODUÇÃO.....	14
1.1	Objetivo.....	20
1.2	Revisão bibliográfica	24
1.3	Organização do trabalho.....	27
2	O SISTEMA GERADOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	29
2.1	Histórico do uso da energia elétrica no Brasil.....	29
2.2	O parque gerador brasileiro.....	39
2.3	Capacidade de geração do Brasil.....	40
2.3.1	O Sistema Interligado Nacional.....	40
2.3.2	A Operação do Sistema Interligado Nacional.....	43
2.4	Opções para o Brasil.....	46
2.4.1	Novas tecnologias renováveis para a geração de energia elétrica.....	48
2.4.1.1	Energia eólica.....	48
2.4.1.2	Energia solar.....	49
2.4.1.3	Outras fontes.....	50
2.5	As bases para o desenvolvimento sustentável.....	50
3	A PARTICIPAÇÃO DA GERAÇÃO TERMOELÉTRICA.....	52
3.1	Uma visão da energia como vetor de desenvolvimento.....	52

3.1.1	Os energéticos e o desenvolvimento nos séculos XIX e XX.....	55
3.2	O panorama internacional da geração termoelétrica.....	61
3.3	O caso brasileiro.....	62
3.3.1	Usinas a carvão no sul do Brasil.....	65
3.3.2	Usinas nos sistemas isolados do norte do Brasil.....	68
3.3.3	A opção do gás natural para o Brasil.....	69
3.3.3.1	Projeções para a indústria gasífera brasileira no início do século XXI	71
3.3.3.2	Uso do gás natural na geração de eletricidade.....	73
3.3.3.3	As primeiras grandes iniciativas para a geração termoelétrica a gás natural no Brasil.....	77
3.3.3.4	Os programas prioritários de geração de eletricidade a gás natural no Brasil.....	80
3.3.3.5	Inconsistências do novo modelo.....	85
3.3.4	A energia termoelétrica a partir da biomassa.....	90
3.3.5	A energia termoelétrica a partir de centrais nucleares.....	92
4	LEGISLAÇÃO AMBIENTAL NO BRASIL.....	94
4.1	Organização e competência institucional.....	95
4.2	Aspectos legais e institucionais.....	97
4.2.1	Controle das águas.....	97
4.2.2	Controle do ar.....	102
4.2.3	Controle do solo.....	107
4.2.4	Poluição sonora.....	111
4.2.5	Controle de vibrações.....	113
4.2.6	Controle de radiações.....	113
4.3	Licenciamento das unidades geradoras termoelétricas.....	115
4.3.1	O licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica.....	121
4.3.2	Principais questões jurídicas incidentes para licenciamento ambiental de unidades geradoras de eletricidade.....	124

5	IMPACTO AMBIENTAL DAS UNIDADES DE GERAÇÃO TERMOELÉTRICA.....	133
5.1	Efluentes gasosos.....	136
5.1.1	Dióxido de carbono.....	136
5.1.2	Óxidos de enxofre.....	138
5.1.3	Material particulado.....	138
5.1.4	Óxidos de nitrogênio.....	138
5.1.5	Monóxido de carbono e hidrocarbonetos.....	139
5.2	Efluentes líquidos.....	139
5.2.1	Sistema de refrigeração.....	139
5.2.2	Sistema de tratamento de água.....	139
5.2.3	Purga das caldeiras.....	140
5.2.4	Líquidos para limpeza de equipamentos.....	140
5.2.5	Outros efluentes.....	140
5.2.6	Efluentes sanitários e de drenagem.....	140
5.3	Efluentes sólidos.....	141
5.3.1	Cinzas.....	141
5.4	A influência da poluição no equilíbrio ambiental do planeta.....	141
5.4.1	A camada de ozônio.....	141
5.4.2	A mudança climática.....	146
5.5	A influência da poluição do ar sobre a saúde do ser humano.....	153
5.5.1	Poluição aérea em ambientes fechados.....	154
5.5.2	Exposições industriais.....	156
5.5.2.1	Compostos orgânicos voláteis.....	157
5.5.2.2	Hidrocarbonetos aromáticos policíclicos.....	158
5.5.2.3	Plásticos, borrachas, polímeros e metais.....	159
6	A USINA TERMOELÉTRICA PIRATININGA.....	161
6.1	Histórico.....	161
6.2	Ciclo termodinâmico e características.....	169
6.2.1	O ciclo básico.....	169
6.2.2	Características das unidades geradoras.....	170

6.2.3	Características de operação de uma termoelétrica.....	173
6.3	Conceituação teórica da combustão.....	176
6.3.1	Poder calorífico do combustível.....	178
6.4	Sistema de combustão da Usina Termoelétrica Piratininga.....	179
7	HISTÓRICO DE CONVERSÃO DA USINA PIRATININGA.....	181
7.1	Combustíveis utilizados.....	183
7.2	A Usina Termoelétrica Nova Piratininga.....	188
7.2.1	Características das unidades da usina.....	191
7.3	O ciclo combinado.....	192
7.4	O licenciamento ambiental da Usina Nova Piratininga.....	196
8	O IMPACTO AMBIENTAL DA USINA TERMOELÉTRICA PIRATININGA.....	200
8.1	As emissões gasosas.....	202
8.2	A análise das emissões.....	209
8.3	Efluentes líquidos.....	214
8.3.1	Água de circulação.....	214
8.3.2	Água de serviço.....	217
8.3.3	Água de reposição do ciclo termodinâmico.....	217
8.3.4	Água doméstica.....	217
8.4	Efluentes sólidos.....	218
8.4.1	Resíduos domésticos.....	218
8.4.2	Resíduos do restaurante.....	218
8.4.3	Resíduos perigosos.....	218
8.4.4	Resíduos não inertes.....	219
8.4.5	Resíduos inertes.....	219
8.4.6	Resíduos do serviço de saúde.....	220
8.4.7	Resíduos dos serviços de manutenção.....	220
8.4.8	Resíduos sólidos recicláveis.....	220

9	ANÁLISE DA CONVERSÃO DE COMBUSTÍVEIS E SISTEMAS DE COMBUSTÃO DA USINA PIRATININGA.....	221
10	CONCLUSÃO.....	235
10.1	Aspectos sociais.....	238
10.2	Aspectos econômicos.....	241
10.3	Aspectos ambientais.....	243
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	249

LISTA DE TABELAS

2.1	Potência instalada no Brasil.....	43
2.2	Linhas de transmissão do Brasil.....	44
3.1	Centrais termoeletricas a carvão no sul do Brasil.....	68
4.1	Documentação necessária para licenciamento ambiental.....	124
4.2	Dispositivos legais relacionados à Constituição Federal.....	125
4.3	Dispositivos legais relacionados à Constituição do Estado de São Paulo.....	126
4.4	Dispositivos legais relacionados ao setor elétrico em nível federal.....	127
4.5	Dispositivos legais relacionados à proteção ambiental em nível federal.....	127
4.6	Dispositivos legais relacionados à proteção ambiental do Estado de São Paulo.....	130
4.7	Dispositivos legais relacionados à proteção ambiental do Município de São Paulo.....	132
5.1	Padrões de qualidade do ar ambiental nos Estados Unidos: fontes e números de pessoas expostas a poluentes acima do padrão primário.....	134
5.2	Padrões Nacionais de qualidade do ar – Brasil.....	135
5.3	Escala dos índices de qualidade do ar.....	135
6.1	Dados das caldeiras da Usina Termoeletrica Piratininga.....	171
6.2	Dados das turbinas da Usina Termoeletrica Piratininga.....	172
6.3	Dados dos geradores da Usina Termoeletrica Piratininga.....	173
7.1	Características dos óleos combustíveis.....	185
7.2	Características do gás natural.....	187
8.1	Análise dos gases de combustão em 18 maio 2001.....	211
8.2	Análise dos gases de combustão em 22 nov. 2001.....	212
8.3	Análise dos gases de combustão em 9 jan. 2002.....	213
9.1	Dados operacionais da Usina Termoeletrica Piratininga.....	227

LISTA DE FIGURAS

6.1	As unidades geradoras 1 e 2 da Usina Termoelétrica Piratininga em 1954.....	161
6.2	As unidades geradoras 1 a 4 da Usina Termoelétrica Piratininga em 1960.....	162
6.3	Localização da Usina Termoelétrica Piratininga.....	163
6.4	O septo divisor do Canal Pinheiros.....	168
6.5	Esquemático funcional da Usina Termoelétrica Piratininga.....	170
7.1	Esquemático funcional da Usina Termoelétrica Piratininga com a inserção do gás natural.....	186
7.2	As Usinas Termoelétrica Piratininga e Nova Piratininga em 2002.....	190
7.3	Ciclo combinado entre as Usinas Termoelétrica Piratininga e Nova Piratininga.....	194
9.1	Dados Energéticos da Usina Termoelétrica Piratininga.....	231
9.2	Parâmetros de eficiência operacional da Usina Termoelétrica Piratininga.....	232

1 INTRODUÇÃO

A energia é considerada como vetor essencial no desenvolvimento do ser humano e no crescimento econômico do planeta, pois com a energia foi possível o aprimoramento em todos os setores do conhecimento técnico e científico e ainda por ela foram disponibilizadas ao ser humano maiores facilidade e velocidade em todas as suas atividades, sendo inclusive aumentada a sua longevidade, através da utilização da energia nas pesquisas e equipamentos empregados na evolução da medicina.

Na evolução do ser humano, é interessante observar que, no início de sua existência, este utilizava muito de sua própria energia, buscando a sua sobrevivência, o que significava o emprego em média 2.000 kcal por dia, além da energia utilizada internamente ao corpo para a manutenção das funções metabólicas. Com uma maior exteriorização de suas necessidades, passou a utilizar 12.000 kcal por dia, quando iniciou as atividades de agricultura com força e tração de animais, cocção de alimentos e aquecimento através do uso do fogo. De necessidade de sobrevivência passa a utilizar a energia para buscar um maior conforto, sendo que o uso da energia foi sendo acrescentado atingindo o valor aproximado de 125.000 kcal por dia com o advento do petróleo, gás natural e processos industriais (Braga, et al., 2005).

Todo este incremento de utilização de energéticos trouxe grandes benefícios ao ser humano, que utiliza muito pouco de sua própria energia para realizar suas atividades cotidianas, e pode se mover com relativa rapidez a qualquer ponto do planeta e, atualmente, até mesmo fora deste.

O atual estado de consumo energético no planeta Terra realmente é fruto do desenvolvimento e do progresso do ser humano, mas surgem questões que analisadas mostram uma divergência muito grande entre o consumo energético para suprir as reais necessidades e o emprego da energia de forma indiscriminada, o que demonstra a discrepância entre a importância dada ao conforto em detrimento à manutenção da vida no planeta. Não sendo observada a necessidade de se manter o equilíbrio ambiental, não é possível a continuidade

da vida na forma atual, pois alterando-se as condições ambientais, devido a interação dos seres vivos com o meio ambiente, naturalmente ocorrem mutações e extinções de formas de vida, conforme a adaptação destas ao novo ciclo estabelecido.

O ponto de partida do ser humano foi a sua sobrevivência diante dos “perigos” a que estava exposto. O grande vitorioso nesta luta foi o próprio ser humano, que agora entende que domina o planeta e o popula em todos os pontos, sendo que isto ocorre até nas regiões mais inóspitas. O planeta como fornecedor de toda a matéria e das condições necessárias para a vida está apresentando as respostas às agressões que está sendo submetido em consequência do desenvolvimento do ser humano e de sua própria degradação.

O planeta está vivendo um momento relativo à expansão do universo, em que todas as condições que estão presentes no mesmo, ante às distâncias, interações, temperaturas, reações e atividades naturais propiciaram o início e a evolução dos seres vivos. Fica evidente que, para o tempo de vida do ser humano em relação ao movimento do planeta no seu sistema solar, ainda existe uma grande margem temporal para a vida na situação que se encontra, sendo que deverão ocorrer futuras mutações nas formas de vida e a expansão do cosmo continuará, tendendo a retornar ao início de tudo, que é o vazio.

Van Wylen e Sonntag (1976) afirmam que o conceito de energia surge da primeira lei da termodinâmica e o conceito de entropia aparece na segunda lei da termodinâmica e em seguida comentam que a segunda lei e o princípio do aumento da entropia tem implicações filosóficas. Perguntam se a segunda lei é válida para o universo (sendo desconhecido o fato de se poder considerar o universo como um sistema isolado), como é que ele chegou ao estado de entropia baixa? Na outra extremidade da escala, se todos os processos conhecidos estão associados a um aumento de entropia, qual é o futuro do mundo natural, como conhecido. Lembram que alguns autores enxergam a segunda lei como a descrição pelo homem do trabalho anterior e contínuo de um criador, que possui a resposta para o destino futuro do homem e do universo.

Hawking (2002) expôs que, quando as galáxias distantes são observadas, o universo está sendo enxergado em uma época anterior, porque a luz se desloca a uma velocidade finita. Se o tempo for representado pela dimensão vertical e duas das três dimensões espaciais forem representadas horizontalmente, a luz

inúmeras outras atividades extremamente agressivas ao meio ambiente, que vieram a produzir a alteração dos ecossistemas naturais ocasionando o desequilíbrio ambiental no planeta.

Braga, et al. (2005) comentam que as ruínas de Atenas se deterioraram nos últimos 40 anos o equivalente nos 2.000 anos anteriores.

Mais recentemente, começa a surgir a preocupação ambiental, com a edição de leis e tomada de atitudes que passam a buscar o desenvolvimento, não a qualquer custo, mas sim sustentável para as gerações futuras. Ainda não foi atingida uma maturidade ambiental na humanidade, o processo está ocorrendo muito lentamente, bastante diferente da velocidade que está aplicada aos mecanismos de degradação.

A população hoje já começa se organizar, unir, demonstrar preocupação e atuar com relação às questões ambientais, pois com as manifestações públicas tem exposto sua não aceitação a diversas decisões empresariais e políticas, e com a criação das Organizações Não Governamentais (ONGs) tem elaborado e defendido as suas propostas de preservação ambiental.

O ser humano aprendeu com a ciência a lidar com a energia em diversas formas e ainda muito tem para evoluir neste sentido. No atual estágio tecnológico estão em evidência algumas formas de utilização de energia, dentre as quais a energia elétrica, que é considerada uma forma bastante prática para utilização, de transporte relativamente fácil a longínquas aglomerações humanas, por meio de cabos metálicos com perdas razoavelmente baixas, e o uso final é simples e direto, pois a indústria desenvolveu diversos equipamentos que fazem a pronta conversão de energia elétrica em inúmeras aplicações que elevam em muito a qualidade da vida humana.

A energia elétrica não está disponível pronta para uso direto na natureza, sendo necessário ao homem o desenvolvimento de tecnologias que realizem a conversão das formas primárias de energia em energia elétrica. Os processos de conversão são os mais variados possíveis e ainda existem muitas pesquisas e inovações que poderão vir a serem incorporadas. Trata-se de um contínuo processo de evolução, pois as ciências se complementam, aumentando em muito o conhecimento, que associado às pesquisas, produz o desenvolvimento de materiais, técnicas e processos cada vez mais completos e eficientes.

Dentre as formas de conversão existentes e de grande utilização, destaca-se a transformação da energia química de combustíveis em energia elétrica. As plantas industriais que procedem esse tipo de transformação são denominadas usinas termoelétricas.

A Usina Termoelétrica Piratininga, objeto de estudo desta tese, foi implantada nas décadas de 50 e 60 do último século e correspondia a melhor tecnologia disponível na época, tanto com relação aos controles do processo como em relação aos rendimentos dos equipamentos e dos ciclos térmicos. Contudo emissões atmosféricas na ocasião de sua instalação não constituíam objeto de preocupação.

As caldeiras originais da usina foram projetadas para o uso de carvão e adaptadas para óleo combustível, o único recurso energético disponível na época em quantidades suficientes para a operação plena das unidades geradoras. Inicialmente, por razões de custo, definiu-se o uso de óleo com altas concentrações de enxofre, sendo posteriormente substituído por óleo de qualidade superior com concentrações de enxofre inferiores, por solicitação do órgão de Controle Ambiental.

Entretanto, esta medida não se mostrou eficaz para o controle das emissões atmosféricas e comprometeu o custo da energia fornecida, devido ao elevado preço do combustível com menor teor de enxofre. Por esse motivo, no final da década de 1990 foram tomadas as providências para início da conversão das caldeiras para queima de gás natural que, além de significar uma importante redução nas emissões atmosféricas, também representariam uma redução de custos da ordem de 20%.

Contudo, nesta década, devido ao rendimento dos ciclos térmicos originais da usina já estarem sendo considerados baixos, diante das novas tecnologias comercialmente disponíveis, os custos de produção continuavam excessivamente altos se comparados ao preço de mercado da energia elétrica, o que inviabilizaria a continuidade operacional da usina em curto prazo, perante às significativas mudanças ocorridas no Setor Elétrico Brasileiro, no final da década de 90, com a implantação do mercado competitivo. Buscando solução para a continuidade operacional e sobrevivência no mercado, a Empresa Metropolitana de Águas e Energia (EMAE), atual proprietária da usina, realizou em parceria com a Petrobrás, a ampliação da Usina Piratininga, com o objetivo de aumento de

capacidade e elevação do rendimento da usina, aproveitando grande parte dos equipamentos existentes, com a implantação de um processo de geração termoelétrica em ciclo combinado, que apresenta a maior eficiência tecnológica disponível na atualidade, na mesma área da já existente usina.

Observando-se a história da Usina Termoelétrica Piratininga, é notada a sua importância desde a construção, pois a decisão tomada para a implantação decorre da necessidade de suprimento de energia elétrica ao Sistema Elétrico Nacional (SIN), em virtude do crescimento industrial, em um período no qual ocorreu uma forte estiagem, limitando a geração hidroelétrica, já predominante no país nesta época.

A usina entrou em operação com solicitação de despacho de geração na potência total das máquinas (este despacho é denominado de operação na base), desde a sua inauguração, assim permanecendo até que nos anos 70 ocorreu a crise de petróleo e o aumento do potencial de geração hidroelétrica no país, com a construção das grandes hidroelétricas, quando passou a ser utilizada como reserva fria do sistema elétrico, isto é, a unidade permanecia parada, em conservação e se solicitada teria 72 horas para retornar a gerar. Nos anos 80 ocorreu um novo período de estiagem, sendo necessário o retorno imediato da usina, para operação com a maior potência disponível, vindo posteriormente a ser solicitada a sua parada, devido à recomposição dos reservatórios das hidroelétricas. Este cenário se repetiu diversas vezes durante a existência da usina, culminando na crise que assolou o país em 2001, na qual a usina novamente foi chamada a operar com a máxima potência disponível.

É notável a importância da utilização da energia no contexto global da história da humanidade, em todas as formas de uso as quais foram e são disponibilizadas para o uso do ser humano.

No final do século XIX, ocorre o advento da eletricidade como forma utilizável ao ser humano. Para tanto, decorre a intrínseca necessidade da conversão das formas energéticas disponibilizadas pela natureza através de dispositivos eletromecânicos em energia elétrica, quando verifica-se o estabelecimento desta forma energética de forma marcante e com utilização progressiva.

Sendo focalizada a utilização da energia química dos combustíveis fósseis como fonte energética primária para produção de energia elétrica, verifica-se o

princípio de conversão termoelétrica, que é empregado nas usinas termoelétricas. De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN, 2004), esta forma de conversão representa, 64,5% da estrutura da oferta de eletricidade do mundo, significando um dos maiores segmentos da indústria a gerar gases poluentes, causadores do efeito estufa, agentes da destruição da camada de ozônio e, conseqüente agravante das mudanças climáticas no planeta. Para o Brasil, de acordo com a mesma fonte de informações é observada na estrutura de oferta de eletricidade, a participação de 11,4% de conversão termoelétrica.

Ainda pode ser verificada a particularidade do país com uma disponibilidade muito abundante de recursos renováveis, sendo a energia hidroelétrica calculada com a participação de 76,1% da oferta total de eletricidade, de acordo com o BEN (2004). Mesmo com esta matriz abundante em recursos hídricos, e com um crescimento econômico bastante reduzido (no período de 1997 a 2003, o Produto Interno Bruto (PIB) apresentou um crescimento de 1,33% ao ano (aa), considerado baixo se relacionado com o cenário de referência, no qual os países em desenvolvimento crescem a 4,5% aa), o país cada dia mais vem expressando a necessidade do recurso de complementação termoelétrica, pois se comparada à potência instalada com os anos anteriores, há uma evolução principalmente com a entrada em operação das usinas a gás natural.

1.1 Objetivo

O tema da pesquisa está inserido no referenciado contexto energético, pois a Usina Termoelétrica Piratininga faz parte do parque gerador do país e está localizada na cidade de São Paulo, a maior metrópole da América do Sul e também é considerada como quarto conglomerado humano do mundo.

Este trabalho tem a finalidade de analisar as conseqüências sócio-econômicas e ambientais da inserção da usina no local onde foi construída, demonstrar e comprovar a importância da geração termoelétrica da usina, quantificar os poluentes gerados decorrentes de sua operação e relacionar os ganhos ambientais resultantes das substituições dos combustíveis ocorridas no decurso operacional desta planta. Será também realizada uma comparação dos valores calculados de emissões para esta usina, com as geradas pelo setor termoelétrico brasileiro e com o setor de transportes, que utilizou 26% do total do

consumo final de energia em 2003 no Brasil, enquanto a termoeletricidade ficou no patamar de 5,7%, valores estes levantados no BEN 2004.

Um fato relevante, levantado nas pesquisas, é que no período de construção da usina não havia legislação ambiental para o tipo de fonte poluidora; além disso, não existia regulamentação legal que exigisse a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental (EIA), fato que também foi realidade para as grandes centrais hidroelétricas brasileiras. A exigência do EIA somente passa a ter aspecto legal à partir da entrada em vigor da Resolução CONAMA 001, de 23/1/1986 (Braga, et al., 2005). No período da maior produção de energia elétrica da Usina Piratininga foi utilizado o combustível com alto teor de enxofre, com sistema de operação totalmente manual, sem tratamento e nem filtros para os gases provenientes da combustão. Aliado a este fato existe ainda a consideração que a usina é considerada a maior fonte poluidora estacionária da cidade de São Paulo. Neste campo, serão realizadas as análises ambientais, estendendo-se a outras peculiaridades referenciadas no trabalho.

Na análise social, ressalta-se inicialmente que o benefício trazido pela operação da usina à população é o suprimento de energia elétrica como vetor de desenvolvimento do país, que é calculado como 46.237.322 MWh_{EL} (Mega watt hora elétrico) desde o início da operação em 1954 até dezembro de 2004.

Para que tal quantidade de energia elétrica fosse produzida, tornou-se necessária a utilização de combustíveis fósseis, cujas quantidades empregadas na operação desde a inauguração da usina até o final do ano 2004 também serão quantificadas para estabelecimento de referenciais nas análises das emissões gasosas.

A operação da Usina Termoelétrica Piratininga também gerou rejeitos líquidos, estes em quantidade muito menor de que os rejeitos gasosos. Tais rejeitos líquidos são referentes ao sistema de tratamento de água para as caldeiras, solventes utilizados em limpeza de equipamentos, resíduos de óleo combustível não queimado por motivos diversos, óleo lubrificante e empregado como fluido hidráulico dos equipamentos e sistemas, entre outros, que também serão quantificados por ocasião da pesquisa.

Os resíduos sólidos são em escala reduzida, pois referem-se ao combustível empregado, que foi a maior parte do tempo o óleo combustível, que

gera fuligem do tipo leve, que são carreadas como particulados juntamente com as emissões gasosas, e nas paradas das caldeiras são recolhidas as cinzas.

Existe ainda o efeito da elevação da temperatura do circuito da água de resfriamento para condensação do vapor, que é essencial para a operacionalização do ciclo termodinâmico de Rankine. Este fato está relacionado ao sistema hidroenergético da cidade de São Paulo, que foi projetado inicialmente com a finalidade de abastecimento de água para a geração na usina de Cubatão e atualmente somente é ativado para controle de cheias da cidade de São Paulo.

As análises referem-se a períodos bastante diferenciados, pois a usina foi construída na década de 50, no bairro Pedreira, em Santo Amaro, que era um lugar ermo, e a sua tomada de água é realizada no Rio Pinheiros, um rio na época navegável, com elevada circulação de água e com vida. Em média, eram bombeados 50m^3 por segundo pelas Usinas Elevatórias Traição e Pedreira e para abastecimento da represa Billings, a qual supria a vazão suficiente para geração de energia na Usina Henry Borden em Cubatão a uma geração média de $350\text{MWh}_{\text{EL}}$. Atualmente fica localizada numa região densamente povoada e com um rio sem vida, com uma carga de poluentes elevadíssima e com a circulação limitada a períodos de elevados índices pluviométricos. Estes se não controlados virão a ocasionar a inundação dos bairros da Região Metropolitana de São Paulo, que margeiam os Rios Pinheiros e Tietê (Memória Especial, 1996).

A usina causa os impactos anteriormente relacionados, que é o impacto ambiental a que a humanidade é exposta, em troca da energia que lhe proporciona o desenvolvimento e o conforto. Com os estudos dos aspectos e dados operacionais da usina, revisão de relatórios antigos, vivência operacional da planta, com a experiência prática do autor de dezesseis anos neste mercado, com os estudos atuais de tecnologias disponíveis e com opções energéticas para mitigar os impactos ambientais, foi possível a apresentação de propostas visando novas pesquisas para o desenvolvimento de novas opções energéticas, pois desde a inauguração da usina até hoje, há muita evolução tecnológica, algumas já implantadas e outras que ainda poderão se tornar alternativas energéticas viáveis. Houve a possibilidade de lembrar estudos já realizados e que não foram aplicados na época, mas que hoje poderão ser levantados como opções plausíveis, ou mesmo como base para tal.

O fator econômico está relacionado ao custo dos combustíveis e as adaptações necessárias para a adequação da usina às alterações do cenário político, social e ambiental, buscando sua continuidade operacional e sobrevivência no mercado de energia.

A substituição do óleo combustível pelo gás natural, como energético, é um outro fato que internacionalmente está em evidência e foi inicialmente observado como a panacéia para todos os males, sendo que no momento já se discute a disponibilidade de gás para todos os consumos possíveis deste energético, principalmente após a crise interna deflagrada na Bolívia em meados de 2005.

O assunto é atual, está em evidência no cenário político, energético e econômico, pois o país viveu recentemente em 2001 um colapso no suprimento de energia elétrica, confirmado pela crise e racionamento de energia. Uma decisão tomada, certa ou não, foi a implantação do parque termoelétrico emergencial, no qual a ampliação da usina em estudo está inserida. Tal parque até o momento não foi finalizado em nenhuma das versões apresentadas e cabe uma avaliação neste contexto.

A motivação para elaboração do trabalho decorre da extrema importância da energia para o desenvolvimento de um país como o Brasil, que tem apresentado diversos problemas sociais, econômicos, políticos e também energéticos, sendo constatada a instabilidade principalmente dentro do contexto energético com os acontecimentos recentes de racionamento e crise energética. Ainda acrescenta-se a importância e relevância internacionalmente dada aos aspectos ambientais, e entre estes referindo-se especificamente com a emissão de Gases Efeito Estufa (GEE).

Como foi possível ao autor desta tese a participação no Programa de Pós-Graduação do Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN), no qual é requisito a elaboração do trabalho acadêmico e acrescido ao fato da possibilidade do mesmo desenvolver as atividades profissionais na Engenharia de Produção Térmica da Usina Termoelétrica Piratininga, houve a possibilidade de se elaborar o trabalho com a parte experimental sendo realizada na própria usina, através de pesquisas, de discussões com diversos profissionais brasileiros e estrangeiros com larga experiência em geração termoelétrica, de observações, do acompanhamento e realização de amostragens de emissões gasosas, de verificações, do levantamento e análise de dados da planta em operação.

Este trabalho tem por objetivo mostrar as conseqüências sócio, econômico e ambientais resultantes da conversão da Usina Termoelétrica Piratininga de óleo combustível para gás natural.

O trabalho é único na análise proposta no ponto de vista tratado, não foi encontrada na literatura disponível nenhuma publicação similar, nem aplicada a outra termoelétrica com o mesmo porte, fato que justifica a originalidade do mesmo.

1.2 Revisão bibliográfica

Os dados energéticos e de energia elétrica foram obtidos no BEN 2004, *International Energy Agency* (IEA), dados do Sistema Elétrico Nacional (SIN) nas publicações e informações disponibilizadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Operador do Sistema Elétrico Nacional (ONS) e Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Foram levantadas pelo autor as informações da planta nos livros da instalação da Usina Termoelétrica Piratininga, relatórios mensais e anuais do Setor de Verificação do Desempenho da Usina Termoelétrica Piratininga. Foi também consultado o Estudo de Impacto Ambiental da Modernização e Ampliação da Usina Termoelétrica Nova Piratininga.

Guimarães (1982), realizou o estudo comparativo dos riscos à saúde pública e dos impactos ambientais na geração de eletricidade pelo uso da energia nuclear, hidroelétrica e termoelétrica a carvão mineral, no qual enfatiza que somente é possível uma comparação criteriosa se considerados todos os riscos e impactos presentes em todo o ciclo do combustível. Na comparação do ciclo do urânio e do carvão, apresenta que a avaliação das estatísticas do governo americano são sensivelmente desfavoráveis ao carvão, também o sendo com relação aos rejeitos gasosos deste tipo de geração. Conclui que no tipo de análise realizada a usina nuclear parece ser dez vezes mais segura que a termoelétrica convencional a carvão por unidade fixa de operação. Refere que entre as três fontes, a de menor custo ecológico é a hidroelétrica.

Ieno (1993), apresentou a dissertação de mestrado na qual foi realizado um estudo preliminar da viabilidade técnica e econômica da conversão da Usina Termoelétrica Piratininga em ciclo combinado, no qual apresenta e discute as

diversas opções tecnológicas disponíveis na época para aplicação aos ciclos convencionais de Rankine existentes na Usina Piratininga. Apresenta um estudo mais detalhado no qual indica que a opção mais viável é a aplicação da conversão em ciclo combinado para as unidades 1 e 2, que são aquelas com os equipamentos mais antigos e de menor eficiência.

Villanueva (1998) realizou o estudo de redução do impacto da poluição do ar, aplicado ao caso da Usina Termoelétrica Iquitos, no Peru. Mediante o cálculo dos fluxos dos principais poluentes atmosféricos, desenvolveu uma simulação da dispersão de dióxidos de enxofre e nitrogênio na atmosfera, através do modelo de dispersão *SCREEN 3.0*, da *Environmental Protection Agency (EPA)*. Avaliou o crescimento da oferta de energia na cidade onde a usina está instalada, e levantou a possibilidade de redução dos poluentes através de duas estratégias. A primeira com a utilização de equipamentos externos de controle de poluição e a segunda com a substituição dos equipamentos existentes na usina por outros de tecnologia atual. Concluiu que a segunda opção seria a mais viável técnica e economicamente.

Zancheta (2000), apresentou a dissertação de mestrado intitulada "Aspectos Tecnológicos Aplicados à Repotenciação de Usinas Termoelétricas", na qual são analisadas as opções tecnologicamente disponíveis no mercado de termoelétricas, sendo verificados os custos por opção e aplicando o estudo às alternativas que foram e poderiam vir a ser incorporadas à Usina Piratininga. Conclui que no setor energético brasileiro as termoelétricas seriam uma opção para o suprimento energético futuro, não somente sendo visualizadas as novas instalações, mas também sendo verificado o mercado de repotenciação das antigas plantas com possibilidade de extensão da vida útil.

Aly (2001), com o "Estudo para conversão de partes poluentes dos gases de combustão de termoelétrica a óleo em matéria prima para fertilizante", demonstrou que os efluentes gasosos gerados no processo de combustão industrial, sendo processados de forma adequada, passam a apresentar menor impacto ambiental, enquadrando-se nos limites estabelecidos pelos padrões ambientais nacionais e internacionais, gerando ainda sub-produtos que são reutilizáveis, ocorrendo conseqüentemente um acréscimo do custo operacional do processo de geração e a necessidade de uma produção de energia elétrica com continuidade, que acabaria por estabelecer o equilíbrio econômico necessário. O

processo tem sido testado em vários países e tem a vantagem de retirar simultaneamente os óxidos de enxofre e nitrogênio com alta eficiência, além de ser um processo seco que gera subproduto, constituído de uma mistura de sulfato e nitrato de amônio que, após filtração, pode ser utilizado como fertilizante agrícola. Neste sentido, a Ebara Corporation tem realizado diversos estudos e testes de um processo de tratamento de gases através do princípio do feixe de elétrons (Poli, 1995). Aly (2001) ainda propõe a necessidade de uma atuação do governo quanto às emissões gasosas e a imposição de uma taxa ou imposto ambiental, a qual as empresas através da busca de formas para evitar este custo, implantem sistemas de redução dos impactos ambientais.

Abdalad (2002), avaliou que com a recente necessidade da ampliação do parque termoeletrico brasileiro, seria importante a antecipação de estudos de viabilidade de implantação de tecnologias mais avançadas e eficientes, devido à melhoria técnica dos processos de conversão termoeletrica, visando tornar economicamente viável o uso de fontes renováveis da biomassa com estes processos. Estimou o volume de emissões de dióxido de carbono para um resultado possível de ser alcançado com a utilização de tecnologias avançadas de geração termoeletricas com o uso do carvão e do gás natural, em confronto aos atuais processos em operação.

Pessoa (2004), apresentou o Projeto Piloto do Etanol como alternativa energética para substituição total ou parcial em plantas de geração termoeletrica, no qual é realizada a análise das fontes energéticas alternativas, com a intenção de se aproveitar as fontes alternativas e especificamente o caso do álcool etílico, que no Brasil surgiu como um recurso à crise internacional do petróleo ocorrida na década de 70, alterando com a sua aparição a matriz energética brasileira. Neste sentido foram realizados testes para uso deste combustível na caldeira número 4 da Usina Piratininga, que confirmaram a viabilidade do emprego do combustível como uma opção energética, mediante a implantação de alterações nos sistemas de suprimento de combustíveis.

1.3 Organização do trabalho

O trabalho foi estruturado em dez capítulos que se dividem de forma a elucidar ao leitor todo o seu desenvolvimento.

No primeiro capítulo é apresentada a introdução ao tema da pesquisa, sendo realizada a exposição do assunto, definida a finalidade da pesquisa, sua justificativa, os métodos empregados e os períodos abrangidos.

No segundo capítulo é desenvolvido tema referente ao sistema gerador de eletricidade no país, seu histórico, a capacidade instalada, a grandeza do Sistema Interligado Nacional (SIN), suas características e operação, a reestruturação do mercado de energia elétrica, a crise e os problemas enfrentados. É apresentada e discutida a matriz eletroenergética brasileira como um todo, sua composição, a necessidade de adequações, as opções existentes e possíveis para o futuro energético do país.

No terceiro capítulo, é verificada a participação da geração termoelétrica no panorama nacional e internacional, suas características, implicações e ganhos, acompanhadas pela geração termonuclear e a grande resposta que esta complementação térmica veio a apresentar no momento da crise que assolou o país.

A análise da legislação ambiental aplicada às usinas termoelétricas, organizações e competências institucionais, aspectos jurídicos e o licenciamento de unidades deste tipo são realizadas no quarto capítulo.

Quanto aos impactos ambientais produzidos por unidades termoelétricas, seus efluentes, seu envolvimento e contribuição negativa frente às preocupações com as mudanças climáticas, destruição da camada de ozônio e Gases Efeito Estufa (GEE) e a interferência dos seus rejeitos com o meio ambiente e com a saúde do ser humano, foram desenvolvidos no quinto capítulo.

No sexto capítulo, é realizado um histórico da Usina Termoelétrica Piratininga, desde a sua construção, a apresentação das suas características, a conceituação teórica da combustão (queima), o ciclo termodinâmico, seus principais componentes e adaptações implementadas frente às alterações do mercado energético ocorridas até a atualidade.

No sétimo capítulo, foi avaliado o desenvolvido das conversões que ocorreram nos sistemas operacionais da usina que envolveram melhorias,

adaptações e modernizações mostradas necessárias frente à sua continuidade operacional, sobrevivência no mercado eletroenergético e adequação ambiental.

O impacto ambiental relacionado à Usina Piratininga é avaliado, quantificado e discutido no oitavo capítulo.

No nono capítulo, é desenvolvida a análise da conversão dos combustíveis e sistemas de combustão, verificadas os seus ganhos e custos sócio-econômicos e ambientais.

A conclusão e comentários finais estão desenvolvidos no décimo capítulo.

2 O SISTEMA GERADOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

2.1 Histórico do uso da energia elétrica no Brasil

O uso corrente da eletricidade iniciou-se no Brasil em 1879, na mesma época em que ocorreu na Europa e nos Estados Unidos, logo após o invento do dínamo e da lâmpada elétrica. Neste mesmo ano, D. Pedro II autorizou a Thomas Alva Edison a introduzir no país aparelhos e processos de sua invenção destinados à utilização da eletricidade na iluminação pública (Eletrobrás, 2004; História & Energia, 1986).

Ainda neste mesmo ano, foi inaugurada na Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, atual Estrada de Ferro Central do Brasil, a primeira instalação de iluminação elétrica permanente (Eletrobrás, 2004; História & Energia, 1986).

A primeira unidade produtora de energia no Brasil foi a usina termoelétrica instalada na cidade de Campos no Rio de Janeiro, no ano de 1883, com a potência de 52 kW_{EL} (Eletrobrás, 2004).

Nesse mesmo ano, entrou em operação a primeira usina hidroelétrica no país, localizada no Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, na cidade de Diamantina em Minas Gerais, sendo também inaugurado por D. Pedro II, na cidade de Campos, o primeiro serviço público municipal de iluminação elétrica do Brasil e da América do Sul (Eletrobrás, 2004).

Uma pequena usina hidroelétrica, nas vizinhanças de Juiz de Fora, ao lado de duas outras usinas termoelétricas, já se achava em exploração no ano de 1889. Três décadas depois, em 1920, cerca de 300 empresas serviam a 431 localidades do país, dispondo de uma capacidade instalada de 354.980 kW_{EL}, sendo 276.100 kW_{EL} em usinas hidroelétricas e 78.880 kW_{EL} em usinas termoelétricas (Memória, 1996; Ecelsa, 2004).

A cidade de São Paulo em 1872, era a décima cidade do Brasil, com cerca de 31.385 habitantes, sendo inferior ao Rio de Janeiro, Salvador, Recife, Belém, Niterói, Porto Alegre, Fortaleza, Cuiabá e São Luiz do Maranhão e já apresentava problemas com os serviços públicos de abastecimento de água, gás e transportes coletivos (IBGE, 2005a).

De acordo com dados históricos dos censos do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatísticas, a estimativa da população brasileira em 1890 somava o montante de 14.333.915 habitantes (IBGE, 2005a).

Para procurar solucionar o problema de transportes coletivos, iniciaram-se estudos de viabilidade para um novo empreendimento de serviço de viação por eletricidade. Os estudos foram conduzidos pelo capitão da marinha italiana, Francisco Antonio Gualco, junto com o comendador Antonio Augusto de Souza, que trataram de levantar os capitais necessários, porém sem sucesso. Como Gualco residia em Montreal, no Canadá, lá conseguiu interessar alguns capitalistas canadenses na organização de uma empresa (Souza, 1989)

Em 7 de abril de 1899, na cidade de Toronto no Canadá, um grupo de Capitalistas canadenses, entre eles James Gun e Willian Mackenzie, este último sendo o presidente da empresa Canadian Northern Railway, articulados pelo norte americano Frederick Stark Pearson, engenheiro chefe da Metropolitan Street Railway, de New York, funda a The São Paulo Railway, Light and Power Company Limited. Pearson torna-se oficialmente o consultor técnico da empresa (Souza, 1989; História & Energia, 1986)

A carta patente, expedida pela rainha Vitória, do Reino Unido da Grã Bretanha e Irlanda, através do governador da província de Ontário, Canadá, delineia os objetivos da nova companhia: “Estabelecer, construir, completar e fazer funcionar obras para produção, utilização e venda de eletricidade gerada por vapor, e força motora elétrica, a gás, pneumática, mecânica e hidráulica ou outra força qualquer para quaisquer fins”. O comunicado real ainda menciona poderes para estabelecer “linhas de estradas de ferro” e “também linhas telegráficas, telefônicas e quaisquer obras a elas ligadas”. E mais: “Adquirir por compra, arrendamento ou por qualquer outra forma e nos termos e condições a que forem ajustados, quaisquer bens móveis ou imóveis, terras e direitos inerentes, inclusive referentes a energia hidráulica, lagos, açudes, rios e correntes de água” (Souza, 1989).

No dia 17 de julho de 1899, no Rio de Janeiro, o presidente da República, o paulista Campos Salles, assina o decreto n. 3.349: “É concedida a autorização a The São Paulo Railway, Light and Power Co. Ltd. para funcionar na República, com os estatutos que apresentou, sob as cláusulas que com esta baixam

assinadas pelo ministro da Indústria, Viação e Obras Públicas” (Souza, 1989; Memória, 1996).

Em 1899, o Brasil comemorava dez anos de república e Antonio Prado era o prefeito da cidade de São Paulo, que começa ganhar novos espaços e tomar aspecto de metrópole enriquecida pelo café. Pelo censo de 1890, a província de São Paulo, atual Estado de São Paulo, contava com 1.384.753 habitantes (Souza, 1989; IBGE, 2005a)

Operava em São Paulo, desde 1867, uma estrada de ferro inglesa, denominada San Paulo Railway Co. Ltd., conhecida como Santos Jundiaí. A partir de 13 de dezembro de 1899, a razão social da empresa passa a ser The São Paulo Trailway, Light and Power Co. Ltd., ação que ao ser tomada mostrava que a Light renunciava a competir com a ferrovia inglesa, restringindo-se à viação urbana. Esta mudança foi ratificada no Brasil em 25 de junho de 1900 (Memória, 1996).

Em 1939, o número de empresas energéticas no Brasil tinha sido elevado a 1.176, às quais pertenciam 738 hidroelétricas, 637 termoeletricas e 15 usinas mistas. Sobre o total de 1.044.738 kW_{EL}, as hidroelétricas detinham 85% da capacidade instalada, ou 884.570 kW_{EL}. Não havendo ainda instalações para transmissão de energia a grandes distâncias, o mercado brasileiro estava dividido territorialmente entre duas grandes empresas (Eletrobrás, 2004). A usina hidroelétrica de Cubatão, atualmente Usina Henry Borden, em São Paulo, a usina da ilha dos Pombos, localizada no município de Carmo, e a Usina de Ribeirão das Lajes, ambas no Rio de Janeiro, todas pertencentes à Brazilian Traction Light & Power Co., com sede no Canadá, serviam aos estados do Rio de Janeiro e São Paulo (este último parcialmente). As usinas instaladas em Natal, Recife, Maceió, Salvador, Vitória, Niterói, Petrópolis, Belo-Horizonte, assim como algumas outras de São Paulo, Curitiba, Porto Alegre e Pelotas, adquiridas pela American & Foreign Power Co. (Amforp), com sede nos EUA, atendiam ao consumo de parte do Sul, Centro e Nordeste. Os dois grupos - o Canadense e o Norte-Americano - reuniam mais de 70% da capacidade instalada no país (652.000 kW_{EL} do grupo Light e 157.000 kW_{EL} do grupo Amforp) (Souza, 1989; Eletrobrás, 2004; Ecelsa, 2004).

Uma nova política de expansão da indústria de eletricidade, apoiada na iniciativa estatal, começou a ser implantada a partir de 1948, com a instalação a

15 de março desse ano, da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf), empresa de economia mista, que teve um papel pioneiro no setor de energia elétrica (Eletrobrás, 2004). A ela se seguiram várias outras empresas em cada uma das unidades da federação: a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), em Minas Gerais, a empresa Usinas Elétricas do Paranapanema S.A. (Uselpa) e a Companhia Hidroelétrica do Rio Pardo (Cherp) que posteriormente foram incorporadas à Companhia Energética de São Paulo (Cesp), em São Paulo, a Companhia Paranaense de Energia (Copel), no Paraná, Furnas Centrais Elétricas S.A., na região Centro-Sul, entre outras (Eletrobrás, 2004; Ecelsa, 2004).

Após a segunda Guerra Mundial, o desenvolvimento industrial demandou um elevado consumo de eletricidade. No início da década de 50, a falta de chuvas no Brasil provocou um racionamento do uso de energia elétrica, motivando investimentos na termoeletricidade (História & Energia, 1986; Memória, 1996).

De acordo com dados históricos dos censos do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatísticas, a estimativa da população brasileira em 1950 somava o montante de 51.944.397 habitantes, sendo ainda a maior parte considerada como população rural (IBGE, 2005b)

A cidade de São Paulo em 1954 contava com uma população de 2,7 milhões de habitantes e era considerada o maior parque industrial da América Latina (Memória, 1996).

Em 15 de novembro de 1954, iniciou-se a operação comercial das duas primeiras unidades geradoras da Usina Termoelétrica Piratininga, em Santo Amaro, município de São Paulo, com potência instalada total de 200 MW_{EL}. Em função da expansão industrial, em 1960, mais duas unidades geradoras entraram em operação, elevando a capacidade geradora da usina para um total de 472 MW_{EL} (História & Energia, 1986).

O passo seguinte de enorme importância no programa de expansão da indústria de eletricidade no Brasil foi dado com a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.), criada pela lei n. 3890-A, de 25 de abril de 1961, e instalada em junho de 1962. Sob a jurisdição do Ministério de Minas e Energia, esta é responsável pela execução da política de energia elétrica no país. Opera como empresa holding, através de quatro subsidiárias de âmbito regional: a Eletronorte (Centrais Elétricas do Norte S.A.) na região Norte; Chesf (Companhias Hidroelétricas do São Francisco S.A.) na região Nordeste; Furnas (Furnas

Centrais Elétricas S.A.) na região Sul. Em todos os estados, é associada a companhias que geralmente pertencem aos Governos Estaduais (Eletrobrás, 2004; Furnas, 2004).

Em 1968, a Eletrobrás celebrou convênio com a Comissão Nacional de Energia Nuclear para a construção da primeira usina nuclear no Brasil, Itaorna, Angra dos Reis - RJ, com a capacidade de 627 MW_{EL}, e que em meados dos anos 80 estava em fase de testes. O acordo nuclear com a República Federal da Alemanha, em 1975, assinalou novas e ambiciosas metas do Brasil no setor, estimuladas pela crise mundial do petróleo (Eletrobrás, 2004; ANEEL, 2002).

Em janeiro de 1978, a Eletrobrás adquiriu o controle acionário do grupo Light, pagando US\$ 380 milhões (Eletrobrás, 2004).

No total da produção hidroelétrica brasileira, apresenta papel relevante a usina de Itaipu, construída em convênio com o Paraguai, com potência instalada de 12.600 MW_{EL}. A Usina Hidroelétrica de Itaipu, a maior em operação no mundo, é um empreendimento binacional desenvolvido pelo Brasil e pelo Paraguai no Rio Paraná. A potência instalada da Usina é de 12.600 MW_{EL}, com 18 unidades geradoras de 700 MW_{EL} cada (Itaipu Binacional, 2004; Furnas, 2004)

No ano 1993, é promulgada a Lei 8.631, que dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. A promulgação desta lei pode ser definida como o marco inicial da reforma no sistema elétrico nacional (Sauer, 2002).

No ano 1995, foi iniciada a regulamentação das concessões do serviço público e iniciadas as privatizações no setor, através da lei 8.987/95, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências (MME, 2003).

A reestruturação do setor elétrico brasileiro inseriu-se no âmbito do antigo Programa Nacional de Desestatização (PND), representando um dos mais importantes eixos para a política de reforma institucional e ajuste econômico, nos moldes exigidos pelo Fundo Monetário Internacional, desenvolvido na esfera de governo federal na década de 1990 e descentralizado de forma sistemática, em certo sentido, para os estados da federação (Sauer, 2002).

Sauer (2002), comenta que sob a justificativa da crise institucional e econômica do Estado brasileiro, e com base em argumentos tais como ampliação do atendimento com maior qualidade e menores tarifas, idealizou-se uma profunda e radical quebra de paradigma setorial, com a adoção de um modelo baseado em: desverticalização da indústria, distinguindo-se segmentos monopolistas (regulados): transmissão e distribuição, e não monopolistas: geração, comercialização; privatização, e instituição de um modelo comercial baseado em comportamento competitivo dos agentes, e regulação técnica e econômica (independente) das atividades do setor. Conquanto não representasse a única alternativa, teórica ou operacional, para enfrentar os problemas que ocorriam e, tampouco, a forma mais adequada às características do sistema elétrico brasileiro, este modelo foi implementado, desconsiderando as manifestações contrárias ao longo do processo.

Em 1995, estimava-se o potencial hidrelétrico brasileiro em mais de 250 mil MW_{EL} e a produção encontrava-se na casa dos 55512 MWh_{EL} de energia elétrica. Desse total, 50687 MWh_{EL} (91,3%) eram obtidos em usinas hidroelétricas e 4825 MWh_{EL} (8,7%) em termoelétricas (Ecelsa, 2004).

A reforma do Setor Elétrico provocou o surgimento de novas funções e modificou o conteúdo e a forma de outras atividades, o que tornou necessária a criação de novas entidades com papéis bem definidos.

A mudança de papel do Estado no Mercado de Energia, deixando de ser executor para se tornar regulador, exigiu a criação de um órgão altamente capacitado para normatizar e fiscalizar as atividades do Setor Elétrico. Assim, foi criada a ANEEL, autarquia vinculada ao Ministério das Minas e Energia, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalidade de atendimento aos consumidores e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos Agentes e da indústria para compatibilizar interesses (ANEEL, 2003).

O ONS foi criado para operar, supervisionar e controlar a geração e transmissão de energia elétrica no Brasil, com o objetivo de otimizar custos e garantir a confiabilidade do Sistema, definindo ainda as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país (ONS, 2003).

Foi também instituído o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), ambiente virtual (sem personalidade jurídica), auto-regulado, instituído através da assinatura de um contrato de adesão multilateral, o Acordo de Mercado, para ser o ambiente onde se processam a contabilização e a liquidação centralizada no mercado de curto prazo. A ASMAE era a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, uma sociedade civil de direito privado, braço operacional do MAE, empresa autorizada da ANEEL. O MAE, da forma como estava constituído, apresentava conflitos de interesses, resultando em paralisia do mercado e falta de credibilidade. Além disso, não estava desempenhando as atribuições esperadas, comprometendo, assim a expansão da oferta de energia elétrica. Desta forma o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, dentre as 18 medidas elaboradas, propôs a reestruturação do MAE através do seu Relatório de Progresso n. 1 (CCEE, 2005).

Assim, com a publicação da Lei n. 10.433 de 24 de abril de 2002, foi autorizada a criação do MAE como pessoa jurídica de direito privado, submetido à regulamentação por parte da ANEEL (CCEE, 2005).

Dentro do processo de reestruturação do mercado brasileiro de energia elétrica, foi necessária a desverticalização das empresas que atuavam em diversos segmentos do processo eletroenergético, passando cada uma delas a atuar em um único ramo, a saber, ou transmissão, ou distribuição ou geração. Em 31/12/1997 foi concluído o processo de segmentação da Eletricidade de São Paulo S/A (ELETROPAULO). A Empresa Metropolitana de Águas e Energia Elétrica S/A (EMAE) é uma das quatro empresas originadas da cisão da ELETROPAULO.

Esse processo de cisão ocorreu como parte do Programa Estadual de Desestatização, regulamentado pela Lei n. 9.361, de 05/07/96. Dessa cisão, além da EMAE, três outras empresas foram constituídas: ELETROPAULO Metropolitana; Empresa Bandeirantes de Energia S/A (EBE); e Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S/A (EPTE).

Embora seja uma empresa nova, a EMAE é herdeira dos 100 anos de experiência em tecnologia que se iniciou com a antiga companhia canadense, Light and Company Limited.

A EMAE possui três importantes focos de atuação: a geração de energia em instalações já existentes e estrategicamente dispostas em centros de cargas

(UHE Henry Borden e UTE Piratininga), o suprimento de água bruta para abastecimento público (reservatórios Guarapiranga e Billings) e as atividades de controle do sistema hidráulico, fundamentais para a segurança operacional e saneamento dos canais e reservatórios, e para o controle de cheias na Região Metropolitana de São Paulo.

Esse sistema, projetado e construído pela antiga Light, é constituído de reservatórios, canais e estruturas associadas, cuja principal característica é uma operação voltada para o aproveitamento racional das águas superficiais e a busca pelo aproveitamento múltiplo dos recursos hídricos disponíveis, promovendo dessa forma a geração de energia, o controle de cheias, o fornecimento de água bruta para o abastecimento público, lazer e pesca.

Com o crescimento e urbanização descontrolada na Região Metropolitana de São Paulo, grande parte das estruturas componentes do sistema hidráulico da EMAE passou a ser utilizada, também, para o controle de cheias das bacias hidrográficas do Alto e Médio Tietê, com ênfase para a sub-bacia do rio Pinheiros.

Com ação preventiva e eficiente na operação de seu sistema hidráulico, a EMAE evita que áreas localizadas no vale do rio Pinheiros sejam atingidas por inundações, além de evitar que a região do médio Tietê seja atingida pelas cheias produzidas no Alto Tietê.

Como empresa subordinada à Secretaria de Energia, a EMAE atua em consonância com a Política Estadual de Recursos Hídricos do Estado de São Paulo e com uma permanente preocupação de preservação do meio ambiente.

O Complexo Henry Borden já foi o principal aproveitamento do sistema, com capacidade instalada de 889 MW_{EL}, e que por problemas decorrentes da urbanização desordenada da Região Metropolitana de São Paulo, com a conseqüente piora da qualidade das águas da bacia, inviabilizou a reversão das águas do canal Pinheiros para o reservatório Billings exclusivamente para geração de energia.

Dois outros pequenos aproveitamentos hidrelétricos estão instalados ao longo do rio Tietê; a Usina Hidroelétrica (UHE) de Rasgão, no município de Pirapora do Bom Jesus, com capacidade de 22 MW_{EL}, e a UHE de Porto Góes, no município de Salto, com capacidade de 11 MW_{EL}.

A Usina Termoelétrica Piratininga, que é objeto de pesquisa neste trabalho, também integra este sistema.

O sistema de geração da EMAE, por estar inserido no meio urbano, promove um suprimento de energia elétrica de caráter estratégico.

O sistema gerador da EMAE é operado em articulação com o Sistema Interligado da região Sul-Sudeste/Centro-Oeste. Sua operação a plena carga nos horários de ponta do sistema elétrico contribui, de maneira decisiva, para o aumento da confiabilidade do suprimento de energia dessa região (MME, 2000).

Em 1999, foram acrescentados 3,04 GW à capacidade instalada de geração elétrica brasileira, sendo 2,74 GW destinada ao serviço público (inclui 0,59 GW de produção independente) e 0,29 GW para uso exclusivo de autoprodutores (MME, 2000).

Destaca-se a entrada em operação da UHE Salto Caxias - PR, com 1.240 MW_{EL}; da UHE Porto Primavera – SP, com 302 MW_{EL}; da UHE Três Irmãos – SP, com 161,5 MW_{EL}; das UHE Canoas I e II – SP/PR, com 154,5 MW_{EL}; da UHE Igarapava – MG/SP, com 210 MW_{EL} e, ainda, a entrada em operação das Centrais Termoelétricas de Campo Grande – MS e Cuiabá – MT, com 101,2 MW_{EL} e 150 MW_{EL}, respectivamente, como marco inicial da expansão termoelétrica nacional (MME, 2000).

No ano de 1999, foram adicionados ao Sistema Elétrico 3.780 km de novas linhas de transmissão (LT). Merece destaque a entrada em operação da LT Norte-Sul, em corrente alternada, de 500 kV, com cerca de 1.280 km, entre Imperatriz no Maranhão e Samambaia em Brasília, a qual interconectou os Sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, transformando-os em um único sistema interligado. Este Sistema atende, agora, a cerca de 98% do mercado total de energia elétrica do País (MME, 2000).

O mercado de energia elétrica até o ano 2000 experimentou um crescimento da ordem de 4,5% ao ano, com a previsão na época, de ultrapassar a casa dos 300 mil MW_{EL} em 2008. O planejamento governamental de médio prazo previa a necessidade de investimentos da ordem de R\$ 6 a 7 bilhões/ano para expansão da matriz energética brasileira, em atendimento à demanda do mercado consumidor (MME, 2000).

Em 2000 a região metropolitana de São Paulo é considerada o quarto conglomerado humano do mundo, com 17,8 milhões de habitantes, perdendo para Bombaim na Índia que conta com 18,1 milhões, seguido da Cidade do

México, no México, com o mesma população e por fim para Tóquio, no Japão que apresenta a quantidade de 26,4 milhões (São Paulo – Prefeitura, 2005).

Em função da falta de investimentos no setor elétrico, em 15 de maio de 2001 foi decretada oficialmente a crise de energia elétrica no Brasil, quando o governo anunciou a medida provisória n. 2147, que criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia e o Decreto n. 3818, que dispõe sobre medidas emergenciais de redução do consumo de energia elétrica no país, ou seja, impõe para a sociedade um racionamento de energia de 20% para os consumidores residenciais (Sinergia, 2001).

Com a crise energética e o conseqüente racionamento, ocorreu uma retração no consumo de energia elétrica. Com o fim do racionamento, em 28 de março de 2002, previa-se que ocorreria a retomada do crescimento de energia elétrica, fato que não ocorreu, pois o consumo de eletricidade manteve-se num patamar retraído, devido o consumo de energia elétrica não deixar de ser administrado pela população (Sauer, 2002).

Através da crise foram tomadas providências de aumentar o parque gerador elétrico nacional, com algumas alterações na estrutura dos investimentos em energia, incluindo a instalação de centrais termoelétricas a gás natural, que exigem prazos de implementação e investimentos menores que as hidroelétricas. Por outro lado, foram verificadas e implementada as importações de energia elétrica possíveis no período e iniciados os estudos de ampliação das importações de energia da Argentina, Venezuela e Bolívia, e a interligação elétrica entre o Sul e o Norte do Brasil, o que significa maiores investimentos em rede de transmissão (MME, 2000).

As principais oportunidades de negócios no mercado de energia elétrica nacional estão ligadas à oferta de novos empreendimentos de geração para exploração pela iniciativa privada e à construção de linhas de transmissão, bem como à privatização de ativos de sistemas de distribuição e de geração. Outro foco se concentra na universalização do atendimento às comunidades isoladas da Região Norte do País e ao meio rural, que devem estar concluídos até 2005.

Em 2003 São Paulo é a maior cidade brasileira e capital do Estado de mesmo nome. A população recenseada em 2003 foi de 11.434.252 habitantes; em 2004, o IBGE estimava um crescimento para 12.677.019. Sua região metropolitana tem aproximadamente 19,7 milhões de habitantes, o que a torna a

cidade mais populosa do Brasil e a do mundo depois da Cidade do México e Tóquio. O lema da cidade (presente em seu brasão) é “Non Dvcor Dvco” em latim, que em português significa “Não sou conduzido, conduzo” (WIKIPEDIA, 2005).

2.2 O parque gerador brasileiro

A grande fonte de geração de energia elétrica no Brasil é a geração hidroelétrica, o que ainda deverá perdurar por um longo tempo, graças ao grande potencial disponível. No entanto, é necessária precaução quando se reflete acerca dos diferentes números apresentados para este potencial, uma vez que eles não consideram o efeito da legislação ambiental sobre os projetos potenciais (Reis, 2003).

Dados disponibilizados no BEN (2004), indicam que em 2003, a participação da energia hidráulica na matriz energética nacional atingiu o patamar de 14,6%, gerando 76,1% de toda a eletricidade produzida no país.

Apesar da tendência de aumento de outras fontes, devido a restrições socioeconômicas e ambientais de projetos hidrelétricos e os avanços tecnológicos no aproveitamento de fontes não-convencionais, tudo indica que a energia hidráulica continuará sendo, por muitos anos, a principal fonte geradora de energia elétrica do Brasil. Embora os maiores potenciais remanescentes estejam localizados em regiões com fortes restrições ambientais e distantes dos principais centros consumidores, estima-se que, nos próximos anos, pelo menos 50% da necessidade de expansão da capacidade de geração seja de origem hídrica (ANEEL, 2002).

Dados disponibilizados no BEN (2004) indicam que, em 2003, a participação da energia termoelétrica na matriz energética nacional atingiu o patamar de 2,2%, gerando 11,4% de toda a eletricidade produzida no país. As centrais termoelétricas sempre estiveram presentes na matriz eletro-energética brasileira. Dados do BEN (2002) apresentam a participação das termoelétricas no montante de 20% da capacidade instalada em 1970. Em 1980, o valor caiu para 17,4%, foi reduzido para 14,1% em 1990, indicando uma tendência de redução nestes 20 anos. Como em 2001 ocorreu a crise, a situação se alterou, levando à necessidade de em 2000 esta participação alcançar 17,2% e, em 2003, ter sido verificada em 21,6% (BEN, 2004).

Este fato se deve ao impacto de uma das soluções aventadas para o crescente risco de não atendimento à demanda em função da falta de investimentos no setor elétrico brasileiro, o denominado Plano Prioritário de Termoelétricas. Este plano consta de instalações de centrais termoelétricas de grande porte que utilizarão gás natural combustível, principalmente aquele do gasoduto Bolívia Brasil (Reis, 2003).

Por outro lado, projetos de cogeração, à partir de biomassa (particularmente a utilização do bagaço de cana pelo setor sucro-alcooleiro no estado de São Paulo) e do gás natural, principalmente quando a rede de distribuição do gás estiver mais disseminada pelo país, também deverão colaborar no aumento da participação das termoelétricas principalmente na forma de geração distribuída. A geração de centrais eólicas, solar-fotovoltaicas e de biomassa ainda são projetos de pequeno porte, distante das redes elétricas, da autoprodução ou dos projetos piloto, havendo perspectivas de aumento a curto prazo das centrais eólicas e da biomassa (Reis, 2003).

2.3 Capacidade de geração do Brasil

De acordo com dados disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2005a), no final do ano 2004, o Brasil apresentava o total de 1.405 empreendimentos de geração em operação, totalizando 91.298.564 kW_{EL} de potência instalada.

Está prevista para os próximos anos uma adição de 34.128.032 kW_{EL} na capacidade de geração do País, proveniente dos 69 empreendimentos atualmente em construção e mais 527 outorgados (ANEEL, 2005a).

2.3.1 O Sistema Interligado Nacional

Predominantemente hidroelétrico, de grande porte e com expressivos intercâmbios de energia entre as regiões do País, o parque nacional de geração de energia elétrica demanda programas de expansão planejados de maneira integrada, com a visão estratégica de longo prazo estabelecida no Plano Nacional de Energia Elétrica. Cada ciclo de planejamento constitui-se das previsões do mercado e dos respectivos programas decenais de ampliação das instalações do setor para seu atendimento, em particular as de geração e as de transmissão. Assim, em cada ciclo, avaliam-se o mercado a ser atendido e a seqüência das

usinas e demais obras necessárias e economicamente mais favoráveis, em virtude de critérios de viabilidade técnico-econômica, de suprimento, de disponibilidade de recursos financeiros e das questões sócio-ambientais associadas (ONS, 2003).

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidroelétricas e com múltiplos proprietários (ONS, 2005c).

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2005a).

O setor elétrico brasileiro é marcado pela necessidade intensa de investimentos, e o Estado, gradativamente, vem se retirando do setor e postergando as obras necessárias para manter a garantia de suprimento da crescente demanda.

Com a reestruturação institucional do setor elétrico, o Estado retira-se do segmento operacional, no qual tinha forte presença, para fazer o papel de formulador de políticas, de planejador, de regulador e fiscalizador das atividades do setor elétrico. As outras tarefas de geração, operação, transmissão, distribuição e comercialização foram e estão sendo gradativamente transferidas, ou concedidas, para agentes privados (MME, 2000).

As diretrizes deste modelo buscam incentivar a competitividade dos que representam as duas pontas do setor, ou seja, os segmentos de geração e comercialização de energia. A meta é garantir o suprimento de energia eficiente, a preços competitivos e com as menores interferências ambientais possíveis. Neste modelo os agentes geradores não possuem mais o papel de fornecedores de serviço de utilidade, mas de produtores independentes, submetidos a contratos de compra e venda de energia, dividindo com outros agentes a remuneração de suas receitas e os riscos econômico-financeiros dos empreendimentos. Isso significa que o cuidado com os aspectos econômicos do projeto será fundamental para a entrada e a sobrevivência destes agentes geradores no sistema.

No novo contexto, o planejamento da geração mantém-se sob a coordenação do Estado, mas para possibilitar a necessária autonomia aos empreendedores, passou a ser exercido em caráter indicativo, ao invés de determinar pontualmente as obras como antes era feito (MME, 2000).

Os Planos Decenais de Expansão, realizados anualmente, com projeções de 10 anos, e os Planos Nacionais de Energia Elétrica, a cada 5 ou 6 anos, com projeções para 15 anos, são os instrumentos que proporcionam os cenários de referência para análise do crescimento da demanda e da correspondente expansão da oferta de energia elétrica.

Alinhadas com estas mudanças, as diretrizes gerais do Plano Decenal de Expansão publicado pelo Ministério das Minas e Energia e Eletrobrás, referente ao período 2000/2009, orientam que o desenvolvimento do programa de geração hidroelétrica seja complementado pelo incremento da energia termoelétrica, a ser prioritariamente desenvolvido pela iniciativa privada, a quem caberá decidir a combinação adequada quanto aos aspectos econômicos das opções disponíveis. A expansão termoelétrica deverá se apoiar fundamentalmente no aproveitamento do gás natural e do carvão mineral no Sistema Interligado. (ANEEL, 2003)

Delineia-se assim um cenário de crescente autonomia de decisão para os investidores privados. A eles caberá deliberar sobre os novos empreendimentos de geração, a partir dos dados de mercado de energia elétrica, levando também em conta aspectos tais como oportunidade, competitividade, rentabilidade e riscos, entre outros.

O Estado deve indicar a necessidade e criar as condições necessárias para que o setor privado venha a investir nos novos empreendimentos do parque gerador. O setor privado somente virá investir caso o mercado de energia seja fortemente comprador, ou seja, onde a demanda prevista ocupe totalmente a capacidade geradora dos novos empreendimentos. No novo cenário energético nacional, a energia será comercializada diretamente entre os consumidores e produtores, sendo mais competitivo o gerador que garante as melhores condições de fornecimento em termos de preços e de confiabilidade.

A referência principal para a expansão da oferta de energia elétrica tem sido os Planos Decenais nos quais são analisados diferentes cenários de evolução do consumo a partir de informações provenientes das concessionárias atuantes nas diversas regiões do país.

Entre os elementos que afetam o comportamento da demanda destacam-se: a evolução da economia, o crescimento populacional, a perspectiva de evolução e diversificação da produção dos setores industriais, a evolução da auto-produção (geração de energia elétrica para consumo próprio da indústria), e a evolução da conservação de energia elétrica.

2.3.2 A operação do Sistema Interligado Nacional.

Após a reestruturação do mercado brasileiro de energia surge a figura do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em substituição ao Grupo Coordenador para a Operação Interligada (GCOI).

O ONS foi criado em 1998 como sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, e opera o SIN por delegação dos agentes (empresas de geração, transmissão e distribuição de energia), seguindo regras, metodologias e critérios codificados nos Procedimentos de Rede, aprovados pelos próprios agentes e homologados pela Aneel (ONS, 2003).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico concentra sua atuação sobre o Sistema Interligado Nacional, que ao final de 2004 correspondia a uma capacidade geradora instalada de 91.298.564 MW_{EL}, distribuídos entre os diferentes tipos de geração, acrescida de um montante de 8.170.000 kW_{EL}, referente à importação. Na TAB. 2.1 é ilustrada a potência instalada em usinas.

TABELA 2.1: Potência instalada no Brasil

Fonte	Potência (MW _{EL})
Hidroelétricas	69.666,608
Térmicas	19.596,312
Nuclear	2.007,0
Eólica	28,625
Importação	8.170,0
Total	99.468,545

Fonte: ANEEL (2005a)

A maior parte da capacidade instalada é composta por usinas hidroelétricas, que se distribuem em oito grandes bacias hidrográficas compõem o

mapa dos rios brasileiros: as bacias do Rio Amazonas, dos rios Tocantins e Araguaia, Bacia do Atlântico Norte e Nordeste, do Rio São Francisco, Bacia do Atlântico Leste, Bacia dos rios Paraná e Paraguai, do Rio Uruguai e Bacia do Atlântico Sul e Sudeste (ANEEL, 2005c).

Como as usinas hidroelétricas são construídas onde melhor se pode aproveitar as aflúncias e os desníveis dos rios, geralmente em locais distantes dos centros consumidores, foi necessário desenvolver no país um extenso sistema de transmissão.

Formando caminhos alternativos, a rede de transmissão permite transportar com segurança a energia produzida até os centros de consumo. Mais ainda, as grandes interligações possibilitam a troca de energia entre regiões, permitindo obter benefícios a partir da diversidade de comportamento das vazões entre rios de diferentes bacias hidrográficas (ONS, 2005a)

Dados disponibilizados pelo ONS (2005a) apresentam que no final de 2002, a rede de transmissão era formada por mais de 72.000 km de linhas de transmissão em tensões superiores a 230 kV, conforme apresentado na TAB. 2.2.

TABELA 2.2: Linhas de Transmissão do Brasil

Tensão (kV)	Extensão (km)
230	33.290,0
345	9.021,0
440	6.667,5
500	19.525,2
600 Corrente Contínua	1.612,0
750	2.683,0
Total	72.798,7

Fonte: ONS (2005a)

Desde meados da década de 70, o sistema eletroenergético brasileiro é operado de forma coordenada, buscando obter ganhos sinérgicos a partir da interação entre os agentes. A operação coordenada visa minimizar os custos globais de produção de energia elétrica, contemplando restrições intra e extra-setoriais e aumentando a confiabilidade do atendimento.

A interdependência operativa é causada pelo aproveitamento conjunto dos recursos hidrelétricos, através da construção e da operação de usinas e reservatórios localizados em seqüência em várias bacias hidrográficas. Desta forma, a operação de uma determinada usina depende das vazões liberadas a montante por outras usinas que podem ser de outras empresas, ao mesmo tempo em que sua operação afeta as usinas a jusante, de forma análoga.

A utilização dos recursos de geração e transmissão dos sistemas interligados permite reduzir os custos operativos, minimizando a produção térmica e o consumo de combustíveis sempre que houver superávits hidrelétricos em outros pontos do sistema (ONS, 2003).

Em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, as usinas térmicas contribuem para o atendimento ao mercado como um todo, e não apenas aos consumidores de sua empresa proprietária. Assim, a participação complementar das usinas térmicas no atendimento do mercado consumidor exige interconexão e integração entre os agentes.

A Resolução n. 109/2002 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica estabeleceu critérios e diretrizes para a política de operação energética e despacho de geração termoelétrica nos Programas Mensais de Operação realizados pelo ONS, bem como para a formação de preço no mercado de energia elétrica (ONS, 2003).

Uma dessas diretrizes é a curva bianual de segurança, também denominada “curva de aversão ao risco”. Esta curva representa a evolução ao longo do período dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de cada subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas de aflúências, intercâmbios inter-regionais e carga, e com toda a geração térmica, inclusive as térmicas emergenciais da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) despachada em sua produção máxima, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período (ONS, 2003).

Apenas o Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia e parte dos Estados do Pará e Mato Grosso ainda não fazem parte do sistema integrado de eletrificação. Nestes Estados, o abastecimento é feito por pequenas usinas termoelétricas ou por usinas hidroelétricas situadas próximas às suas capitais.

O sistema interligado de eletrificação permite que as diferentes regiões permutem energia entre si, quando uma delas apresenta queda no nível dos reservatórios. Como o regime de chuvas é diferente nas regiões Sul, Sudeste, Norte e Nordeste, os grandes troncos (linhas de transmissão de mais alta tensão: 500 kV ou 750 kV) possibilitam que os pontos com produção insuficiente de energia sejam abastecidos por centros de geração em situação favorável (ONS, 2003).

2.4 Opções para o Brasil

O potencial hidráulico ou hidroenergético do País é de 260 GW, dos quais apenas 25% estão sendo utilizados na produção de energia pelas usinas hidroelétricas de médio e grande porte e as Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs). A Região Norte tem o maior potencial para geração hidráulica, 114 GW ou 44%, enquanto a Região Nordeste tem apenas 10% deste total, 26 GW (ANEEL, 2005b).

As Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs) representam um dos principais focos de prioridade para o país no que se refere ao aumento da oferta de energia elétrica no Brasil. Por suas características, usinas com potência instalada superior a 1 MW_{EL} e igual ou inferior a 30 MW_{EL} e com o reservatório com área igual ou inferior a 3 km², constituem um tipo de empreendimento que possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais. A partir de 1998 a construção destas unidades de geração foi incrementada por meio de uma série de mecanismos legais e regulatórios (ANEEL, 2005b).

Caso sejam implantados no sistema isolado da Região Norte, podem também receber incentivo do Fundo formado com recursos da Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), para financiar os empreendimentos, caso substituam as geradoras térmicas a óleo diesel nos sistemas isolados da Região Norte. A PCH Monte Belo, localizada no município de Alta Floresta d'Oeste em Rondônia, foi o primeiro projeto deste porte a contar com o financiamento (ANEEL, 2005b).

Existem diversas alternativas de geração de energia, como pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), termoelétricas que utilizam biomassa, carvão, gás

natural, ou mesmo nuclear, além da eólica e solar. Porém, atualmente apenas algumas destas alternativas possuem viabilidade econômica.

Ainda em seus primeiros passos, mas com imenso potencial, a geração que aproveita a irradiação solar (fotovoltaica), a força dos ventos (eólica) e a biomassa tem no Brasil o cenário ideal para desenvolver-se.

Os procedimentos e requisitos necessários à obtenção de registro ou autorização para a implantação de centrais geradoras a partir de fontes alternativas de energia estão estabelecidos na Resolução ANEEL n. 112, de 18 de maio de 1999 (ANEEL, 2005c).

A Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998, altera várias leis do setor elétrico e, entre outros aspectos, estabelece incentivos às fontes alternativas renováveis de energia que substituam a geração termoelétrica a derivado de petróleo em sistema elétrico isolado. Permite que essas fontes usufruam dos benefícios da sistemática de rateio da Conta Consumo de Combustíveis (CCC) para geração de energia elétrica em sistemas isolados, conforme estabelecido na Lei n. 8.631, de 4 de março de 1993. A regulamentação desse dispositivo foi feita pela Resolução ANEEL n. 245, de 11 de agosto de 1999, revogada e substituída pela Resolução ANEEL n. 784, de 24 de dezembro de 2002, em atendimento aos novos dispositivos da Lei 10.438, de 26 de abril de 2000, relativos à sub-rogação da CCC (ANEEL, 2005c).

A Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002, entre outras disposições, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Eólica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e altera dispositivos legais que interferem no aproveitamento de fontes alternativas e cogeração de energia, destacando-se:

- A extensão por mais 20 anos da sistemática de rateio da CCC nos sistemas isolados, obrigando o estabelecimento de mecanismos que induzam à eficiência econômica e energética, à valorização do meio ambiente e à utilização de recursos energéticos locais;
- Os novos procedimentos e mecanismos para a alocação dos recursos da Reserva Global de Reversão (RGR), incluindo a destinação de recursos para empreendimentos de geração com fontes alternativas, particularmente de pequeno porte (até 5 MW_{EL}), para o atendimento de comunidades em sistemas elétricos isolados.

O contrato de concessão firmado pelas empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com a ANEEL estabelece obrigações e encargos perante o poder concedente. Uma dessas obrigações consiste em aplicar anualmente o montante de no mínimo 0,5 % de sua receita operacional líquida, em ações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica.

Para o cumprimento desta obrigação as concessionárias devem apresentar à ANEEL, em data estabelecida em seu contrato de concessão, um conjunto de projetos que compreenderão ao seu Programa Anual de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica, o qual deve conter metas físicas e financeiras observadas as diretrizes estabelecidas para a sua elaboração.

As diretrizes para elaboração dos Programas são aquelas definidas na Lei n. 9.991, de 24 de julho de 2000, bem como aquelas contidas nas resoluções da ANEEL específicas para eficiência energética (ANEEL, 2005b).

2.4.1 Novas tecnologias renováveis para a geração de energia elétrica

As mais importantes no momento, devido à maior possibilidade de aplicação a curto prazo, são a energia eólica e a solar, que têm sido aplicadas tanto para suprimento de sistemas isolados, quanto para operação em paralelo com um sistema elétrico de potência.

No caso dos sistemas isolados, tais formas de energia competem, em geral, com a extensão da rede elétrica, sendo muitas vezes mais vantajosas. Assim, seu uso tem sido bastante difundido para alimentação de comunidades distantes dos grandes centros, de ilhas e locais de difícil acesso.

Sua aplicação em paralelo com a rede, por outro lado, fica bastante vinculada a aspectos econômicos e tecnológicos. Resumidamente, a geração eólica, embora apresente baixos custos de implementação, nem sempre é possível devido às características disponíveis de vento, enquanto a geração solar apresenta altos custos de implantação.

2.4.1.1 Energia eólica

A tecnologia de geração elétrica a partir da energia eólica tem sofrido um grande crescimento de aplicação, em termos mundiais, principalmente devido ao custo atrativo. Diversos países apresentam significativa geração eólica, podendo

ser encontradas grandes fazendas eólicas, por exemplo, nos Estados Unidos, Holanda, Alemanha, Suíça.

No Brasil, há aplicações de pequeno porte, em geral de caráter experimental, mas já estão em implementação fazendas eólicas no Rio Grande do Sul, próximo à Lagoa dos Patos, no Paraná, no litoral do Ceará, entre outras (Reis, 2003).

Em 2001 a Agência Nacional de Energia Elétrica autorizou 3020 MW_{EL} em novas usinas eólicas no Brasil, para modalidade de exploração como Produtores Independentes de Energia (ANEEL, 2005c).

2.4.1.2 Energia solar

O uso da energia solar para geração de eletricidade pode se dar de duas formas:

- indiretamente, através do uso do calor para gerar vapor que, expandido em sua turbina a vapor, acionará um gerador elétrico, em uma central termoelétrica;
- diretamente, através do uso de painéis fotovoltaicos.

Apesar de existirem centrais de porte razoável, principalmente nos Estados Unidos, o uso da energia solar para geração termoelétrica ainda tem pouca aplicação.

Já a geração solar-fotovoltaica, mesmo que de menor porte, tem sido muito mais aplicada não só em países desenvolvidos (EUA, Japão, Alemanha), como também nos países em desenvolvimento, principalmente para a alimentação de pequenos sistemas isolados, em projetos-piloto e na eletrificação de equipamentos solitários (radares, retransmissores de microondas, etc.). Embora seu custo ainda não seja convidativo, está diminuindo com a evolução tecnológica e massificação de uso. A médio e longo prazos, a geração solar fotovoltaica pode ser considerada a forma não-convencional mais atraente de geração de eletricidade para o Brasil e para o mundo.

Os custos da geração solar-fotovoltaica poderão apresentar uma significativa redução, devido ao fator de escala, quando esse tipo de geração se tornar mais disseminado, uma vez que a disponibilidade de sol é praticamente universal. Em busca de uma utilização integrada mais eficiente da energia

elétrica, o uso de painéis solar-fotovoltaicos individualizados em residências e prédios, associado a sistemas de automação e operando em paralelo com a rede, tem sido objeto de vários projetos-piloto. No futuro o uso maciço dessa forma de geração, em locais mais desenvolvidos, será uma realidade (Reis, 2003).

2.4.1.3 Outras fontes

Outras fontes de geração de energia elétrica, tais como a geotérmica e a maremotriz (baseada na energia das ondas), não aparentam ser atrativas a médio prazo para aplicação no país, devido principalmente ao alto custo e à baixa, ou mesmo desconhecida, disponibilidade.

As células de combustível, baseadas na tecnologia do hidrogênio, que têm sido introduzidas mundialmente no setor de transportes e em projetos de cogeração e geração elétrica de pequeno porte, poderão, a médio ou longo prazo, se tornar atrativas, dependendo da evolução dos custos (Reis, 2003).

2.5 As bases para o desenvolvimento sustentável

Braga, et al. (2005) ao apresentar o modelo de desenvolvimento sustentável para o ser humano, cita que a engenharia foi responsável pela maior oferta de alimentos, pelo crescimento do nível de conforto e saúde e pelo aumento da longevidade da humanidade, pois colocou à sua disposição a tecnologia em todos os setores conhecidos. Porém com o crescimento populacional explosivo, associado ao fenômeno da urbanização e ao desconhecimento científico dos impactos negativos desse desenvolvimento, ocorreu a degradação ambiental e a poluição, que passaram a atormentar a sociedade urbano-industrial.

Braga, et al. (2005) conclui que as práticas de engenharia nem sempre foram as mais adequadas do ponto de vista ambiental, cabendo agora à engenharia enfrentar um novo desafio, o de utilizar as tecnologias disponíveis e desenvolver novas, compatibilizando-as com a minimização dos impactos negativos ao meio ambiente. Compara que sempre que aumenta-se o nível de conforto mediante maior disponibilidade de bens de consumo, energia, lazer, entre outras opções, por melhor que seja a tecnologia empregada, sempre será gerado impacto negativo ou poluição, pois isto é uma lei física. Afirma ainda que

“quanto maiores forem as aspirações de preservação ambiental, menores as possibilidades de crescimento sócio-econômico e vice versa”.

O modelo de desenvolvimento sustentável apresentado por Braga, et al. (2005), tem como base as seguintes premissas:

- Dependência do suprimento externo contínuo de energia (Sol),
- Uso racional da energia e da matéria com ênfase à conservação, em contraposição ao desperdício,
- Promoção da reciclagem e reuso dos materiais,
- Controle da poluição, gerando menos resíduos para serem absorvidos pelo meio ambiente, e
- Controle do crescimento populacional em níveis aceitáveis, com perspectivas de estabilização da população.

3 A PARTICIPAÇÃO DA GERAÇÃO TERMOELÉTRICA

A energia, nas suas mais diversas formas, é indispensável à sobrevivência da espécie humana. E mais do que sobreviver, o homem procurou sempre evoluir, descobrindo fontes e formas alternativas de adaptação ao ambiente em que vive e de atendimento às suas necessidades.

Santos (2002) afirma que dessa forma, a exaustão, escassez ou inconveniência de um dado recurso tendem a ser compensadas pelo surgimento de outro(s). Em termos de suprimento energético, a eletricidade se tornou uma das formas mais versáteis e convenientes de energia, passando a ser recurso indispensável e estratégico para o desenvolvimento socioeconômico de muitos países e regiões. No limiar do terceiro milênio, os avanços tecnológicos em geração, transmissão e uso final de energia elétrica permitem que ela chegue aos mais recônditos lugares do planeta, transformando regiões desocupadas ou pouco desenvolvidas em pólos industriais e grandes centros urbanos.

A geração de energia elétrica é realizada em usinas que possuem equipamentos adequados a converterem a forma de energia disponibilizada pela natureza em energia elétrica, através de processos mecânicos e eletromagnéticos.

A geração de energia elétrica a partir de derivados do petróleo ocorre por meio da queima desses combustíveis em caldeiras, turbinas e motores de combustão interna. O caso das caldeiras e turbinas é similar ao dos demais processos térmicos de geração e mais usado no atendimento de cargas de ponta ou aproveitamento de resíduos do refino do petróleo. Os grupos geradores Diesel são mais adequados ao suprimento de comunidades e de sistemas isolados da rede elétrica convencional.

3.1 Uma visão da energia como vetor de desenvolvimento

O consumo de energia de um país pode ser considerado como indicador de desenvolvimento, se forem observadas as devidas restrições relativas às condições geográficas, climáticas e infra-estrutura industrial. Uma avaliação

realizada de forma muito direta poderá incorrer em conclusões enganosas. Por exemplo, se observado o consumo energético em países que apresentam clima frio será verificado elevado consumo energético, que é utilizado para aquecimento ambiental, enquanto em outro país de clima quente que possua grandes parques com indústrias energo-intensivas, também apresentará elevado consumo energético. Se for estabelecida uma relação entre a energia consumida e o número de habitantes, os números poderão ser similares e não representarem a realidade do desenvolvimento das nações.

Na maioria das nações em que o consumo potencial per capita é menor do que uma Tonelada Equivalente de Petróleo (tep) por ano, as taxas de analfabetismo, mortalidade infantil e fertilidade são altas, enquanto a expectativa de vida é baixa. (Goldenberg e Carvalho, 1980)

Mas, diferentemente do Produto Interno Bruto (PIB), um maior e crescente aumento do alto consumo por habitante nem sempre indicará que as pessoas viverão em melhores condições. Existe um limite para o consumo per capita de energia, acima do qual indicadores sociais deixam de apresentar resultados melhores e mais significativos.

De acordo com dados do BEN 2004, a Oferta Interna de Energia (OIE), em 2003, foi de 201,7 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), montante 201% superior ao de 1970 e equivalente a 2% da demanda mundial. Importante setor da infra-estrutura econômica, a indústria de energia no Brasil responde pelo abastecimento de 89% do consumo nacional. Os 11% restantes são importados (petróleo, carvão mineral, gás natural e energia elétrica). O setor elétrico contribuiu com 14,6% da Matriz Energética Brasileira, sendo que 11,4% deste montante foi gerado por fonte termoelétrica.

No Brasil, cerca de 43,8% da OIE tem origem em fontes renováveis, enquanto que no mundo essa taxa é de 13,6% e nos países desenvolvidos é de apenas 6%. Dessa participação da energia renovável, 14,6 pontos percentuais correspondem à geração hidráulica e 29,2 à biomassa. Os 56,2% restantes da OIE vieram de fontes fósseis e outras não renováveis. Essa característica, bastante particular do Brasil, resulta do grande desenvolvimento do parque gerador de energia hidroelétrica desde a década de 50 e de políticas públicas adotadas após a segunda crise do petróleo, ocorrida em 1979, buscando a redução do consumo de combustíveis oriundos dessa fonte e dos custos

correspondentes à sua importação, à época, responsáveis por quase 50% das importações totais do País (BEN, 2004).

Nessa linha, implantou-se também o programa de produção de álcool combustível, o Proálcool. Criado em 1975, pelo decreto 76.593, o Proálcool tinha como objetivo substituir parte da gasolina utilizada na frota nacional de veículos de passageiros (álcool hidratado em veículos com motores movidos a álcool) e, ainda, o álcool seria utilizado como aditivo à gasolina (álcool anidro), tornando menos poluente a sua combustão. A produção de álcool, que de 1970 a 1975 não passou de 700 mil m³, passou a 2,85 milhões de m³ em 1979 e, em 1997, registrou um nível de 15,5 milhões de m³, nível máximo atingido. A partir deste ano a produção passou a declinar, chegando a 12,6 milhões de m³ em 2002, e se recuperando em 2003, com produção de 14,5 milhões de m³ (BEN, 2004).

A produção nacional de petróleo viveu, também, grande desenvolvimento, graças a vultosos investimentos em prospecção e exploração, que permitiram à Petrobrás a aplicação de tecnologia pioneira no mundo de extração de petróleo em águas profundas, com lâminas d'água de mais de 1000 metros. O resultado foi o considerável aumento do volume medido (ou seja, pronto para ser tecnicamente explorado) das reservas nacionais totais de petróleo, de 283 milhões de m³ em 1979 para 2,1 bilhões de m³ em 2003 (BEN, 2004).

Na década de 70 a dependência externa de energia foi crescente, passando de 28% para cerca de 46% das necessidades globais. Os dados de 2003 mostram uma redução desse nível para perto de 10%. Em termos da dependência do petróleo, a diminuição foi ainda mais significativa, de cerca de 85% em 1979 para 4,3% em 2003 (BEN, 2004).

O Brasil com uma OIE per capita de 1,14 tep, em 2003, se situa bem abaixo da média mundial (1,64 tep/hab), abaixo da Argentina (1,54) e muito abaixo dos Estados Unidos (7,98). Já a OIE de 0,23 tep/mil US\$ (1995) em relação ao Produto Interno Bruto (PIB), se mostra mais alta, comparativamente a Argentina (0,21), Estados Unidos (0,25) e Japão (0,09). Este último indicador mostra que, por unidade de PIB, o Japão necessita de investir, em energia, menos da metade do que o Brasil investe. Na condição de exportador de aço, alumínio, ferroligas, celulose, açúcar e outros produtos de baixo valor agregado, o Brasil apresenta estrutura produtiva intensiva em energia e capital (BEN, 2004).

Dados preliminares do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), indicam que o PIB decresceu 0,2% em 2003, desempenho resultante do crescimento de 5% da agricultura, de decréscimo de 1,69% da indústria e de decréscimo de 0,13% dos serviços. A OIE, influenciada pelo crescimento de setores energo-intensivos, apresentou crescimento de 1,5%, contrastando significativamente com a performance negativa do PIB.

3.1.1 Os energéticos e o desenvolvimento nos séculos XIX e XX

No final do século XIX e durante todo o século XX ocorreram mudanças radicais na economia, na indústria, na tecnologia, no consumo de energéticos e no desenvolvimento sócio-econômico de todos os países, sendo que ocorreu uma abrupta acentuação das diferenças. Todo este processo ocorreu de forma extremamente rápida se comparada com os tempos envolvidos com os demais períodos da história da humanidade.

Verificados os países que encontram-se em um processo mais evoluído de desenvolvimento e comparados aos que estagnaram no tempo, ou àqueles que procuram a evoluir, mas as condições não se mostram favoráveis, é apresentada neste item uma análise histórica que apresenta uma conclusão objetiva de algumas das causas desta discrepância.

Ferreira (2005) afirma que a História do Brasil é conhecida muito superficialmente, resumindo-se a compêndios e manuais escolares, a uma coleção de fatos, geralmente de natureza política. Enfatiza ainda “A nossa grande História, que não foi escrita porque ainda se encontra encerrada nos documentos dos arquivos públicos, é exatamente contrária ao que podemos supor, e que nos dignifica como povo”. A seguir faz uma rápida comparação entre a História do Brasil e a dos Estados Unidos.

“Em 1750, já o nosso povo tinha percorrido todos os recantos do nosso País, dando-lhe a expressão geográfica que tem hoje. Isto é, em 1750, o Brasil tinha exatamente a mesma configuração geográfica que tem hoje. E fundava-se a capital da Capitania do Mato Grosso, Vila Bela (hoje Mato Grosso), na margem do Rio Guaporé, na fronteira com a América Espanhola (hoje Bolívia). O Estado do Brasil - ou América Portuguesa como também era chamado - já tinha, nesse ano de 1750, um peneiro sistema de comunicações internas, constituído de caminhos terrestres e vias fluviais. Tropas de cargueiros cruzavam-se no nosso interior, ligando o litoral às últimas vilas das nossas fronteiras. Embarcações subiam e desciam os nossos grandes rios interiores. Tudo isso fora feito e estava

sendo feito com uma única fonte de energia, o trabalho muscular do homem, auxiliado pelos animais cargueiros e tração. E assim era em todo o mundo.”

E compara com o estágio em que os Estados Unidos se achavam na mesma época.

“Inicialmente, não existia a denominação “Estados Unidos” em 1750, mas sim, as chamadas nessa época Treze Colônias Inglesas, ou América Inglesa. Geograficamente essas Treze Colônias resumiam-se a uma faixa de terra ao longo do litoral Atlântico com uma largura inferior a 200 km. Isto é, enquanto no Brasil, a capital do Mato Grosso, Vila Bela, achava-se a uma distância em linha reta de 2.000 km do litoral atlântico, a distância máxima ocupada pelos ingleses das Treze Colônias era de somente um décimo, ou seja, 200 km para o interior. Os ingleses das Treze Colônias não iam além desse limite, dele nada sabiam. Aliás, dele nada sabiam. Aliás, nem pensavam em conquistá-lo. Estavam pois, esses ingleses americanos agarrados à costa como caranguejos. E nesse ano de 1750 não possuíam eles um estadista da estatura do nosso grande Alexandre de Gusmão, que defendera nesse mesmo ano as nossas atuais fronteiras no Tratado de Madrid.”

Em seguida Ferreira (2005), analisa os ocorridos entre 1750 e 1800.

“No ano de 1776, as Treze Colônias inglesas declararam-se independentes, mas esse fato político em nada alterou sua fisionomia geográfica e nem melhorou as suas condições econômicas. Ao passo que nós, no Brasil, continuamos crescendo. Naquele meio século construímos grandes e modernas fortalezas de pedras lavradas nos confins das nossas fronteiras, para garantir o nosso território, as quais até hoje aí estão. Levantamos o mapa do Brasil todo, além dos mapas de regiões, detalhando-as. Tentamos construir um canal ligando os rios Amazonas e Prata, cujos mapas e projetos ainda se encontram nos arquivos brasileiros e portugueses. Construímos cidades sob os mais modernos preceitos urbanísticos da época. Levantamos uma magnífica arquitetura barroca, hoje sem rival no mundo todo. Nossa música e arte barroca alcançaram o mais alto nível, hoje admiradas internacionalmente. Nossos Reais Colégios eram autênticas universidades, onde se formavam homens de alta cultura, não só em humanidades, mas também em engenharia. Tínhamos grandes cientistas, como Frei da Conceição Veloso e Alexandre Rodrigues Ferreira, este tendo percorrido todo o Amazonas, o Negro, subido o Madeira (através das suas cachoeiras), o Guaporé, chegando à capital Vila Bela. Seus trabalhos científicos aí estão nos arquivos. Em conclusão: todo esse extraordinário esforço que revela o nosso gênio de povo, aí está para prová-lo. E fizemo-lo quando só tínhamos exatamente o que também só tinham todos os outros povos: o trabalho muscular e a energia mental.”

Comenta que o rápido confronto realizado não tem o objetivo de desmerecer os norte-americanos, mas sim, tem a finalidade de mostrar a

ignorância dos apressados ensaístas literários brasileiros, que, envergonhados da pobreza material do país, sempre procuraram desmerecer o povo num confronto com os norte-americanos.

Ferreira (2005) lembra que até 1750 as siderúrgicas, em qualquer parte do mundo, produziam ferro com o calor obtido do carvão vegetal. A Inglaterra muito rica em hulha (carvão mineral), não o podia usar em suas siderúrgicas, pois o ferro obtido com ele era de péssima qualidade, quebradiço. A utilização do carvão vegetal, além de destruir as florestas inglesas, não permitia grandes altos-fornos, pois o carvão vegetal, que ficava na parte inferior, só suportava pequenas cargas de minérios, caso contrário ficava esmagado e não queimava. Mas em 1750, o inglês Abraham Darby II conseguiu transformar a hulha em coque, ou seja, um tipo refinado de carvão mineral que, possuindo alta resistência, poderia ser utilizado nos altos-fornos com grande eficiência, permitindo até aumentar a altura dos altos-fornos siderúrgicos. Surgia a nova e grande siderurgia inglesa, à base do coque, um derivado do carvão mineral. Não havia mais limites à produção de ferro e aço. Os países que possuíssem carvão mineral poderiam seguir os passos da Inglaterra: Alemanha, França, Estados Unidos, Rússia e os pequenos países do Leste europeu. Os que não possuíssem o carvão mineral, ficariam estagnados nessa corrida do ferro e do aço: Itália, Espanha, Portugal, América Latina, e nesta, o Brasil. Entretanto, esse ferro e aço só eram utilizados para fabricar máquinas que por sua vez iriam produzir bens de consumo: tecidos, sapatos, chapéus, e outros bens de consumo. E essas fábricas eram movidas por rodas d'água junto aos rios.

A próximo evento histórico marcante apresentado por Ferreira (2005) é a invenção da máquina a vapor de pistão de duplo efeito, em 1776, pelo escocês James Watt. Esta máquina poderia substituir as rodas d'água para movimentar as indústrias. E assim começou a ser feito. As fábricas libertaram-se dos rios, pois poderiam ser localizadas junto às jazidas de carvão mineral; o combustível que queimando nas fornalhas transformava a água das caldeiras em vapor, e este movimentava os êmbolos que iriam fazer com que as máquinas das fábricas produzissem. Portanto, aço e ferro jorrando em quantidade dos altos-fornos siderúrgicos que utilizavam o coque seriam usados para construir fábricas e máquinas a vapor que as movimentavam com o próprio carvão mineral. Neste evento está deflagrada a Revolução Industrial, à custa do carvão mineral.

Ferreira (2005) conclui que o carvão é um combustível sólido fóssil, denominado fonte de energia mecânica, sendo que energia significa trabalho, pode-se então dizer que o carvão mineral é uma fonte de trabalho mecânico, e diz-se mecânico para diferenciar do muscular.

Ferreira (2005) acrescenta que:

“Mais tarde seria descoberta a eletricidade, produzida por geradores movidos pelas quedas d’água (hidroeletricidade) ou pelas máquinas (motores) a vapor movidas a carvão mineral. Depois, surgiriam o petróleo, o gás natural e a energia nuclear. Como quer que seja, carvão mineral, petróleo, gás natural e urânio são denominados fontes de energia mecânica.” Finalmente enfatiza que: “E são elas que tomaram e estão tomando certas nações ricas, economicamente desenvolvidas.”

É apresentado pelo historiador Ferreira que a história apresenta registros de como alguns países entraram na era industrial e outros não. Afirma que verifica-se que o Brasil, no século XIX, muito antes dos Estados Unidos, fez esforços gigantescos para tornar-se industrializado. Mas em vão, pois o carvão mineral, do Sul do Brasil, era da pior qualidade, não servindo nem para siderurgia nem como carvão-vapor (para ser usado nas fornalhas dos motores a vapor).

Esclarece que os Estados Unidos, por possuírem carvão mineral da melhor qualidade e em abundância, puderam entrar na Revolução Industrial sem nenhuma dificuldade. Dia e noite os altos-fornos das suas siderúrgicas jorravam ferro e aço, com os quais esse país produzia trilhos, locomotivas, ferro perfilado (para estruturas de prédios e pontes), fábricas, motores a vapor que iriam, como as locomotivas ser movimentados com o carvão mineral. Com carvão mineral, ferro, aço, motores a vapor, os Estados Unidos estavam assim se industrializando com incrível rapidez. Com a riqueza proporcionada com essa industrialização, os Estados Unidos começaram a expandir-se para o Oeste, para o *far-west*. Essa expansão era feita não só com o capital proporcionado pela industrialização, mas também com os bens que saíam diretamente das fábricas: armas, munições, trilhos, locomotivas, carruagens etc. Os norte-americanos estavam conquistando o Oeste à custa da sua rápida industrialização. E o que não podiam conquistar, compravam com esta riqueza que jorrava dia e noite dos altos-fornos siderúrgicos e das fábricas movidas a carvão mineral.

Lembra que a própria estabilidade das instituições políticas norte-americanas foi uma consequência dessa industrialização. Pois, antes, os Estados

Unidos eram uma república de senhores de terras, na qual não tinham voz nem os assalariados nem os escravos negros. Chegou um momento em que aquela velha estrutura de privilégios do Sul foi obrigada a um confronto armado com o norte industrializado, cujo princípio político foi bem formulado pelo seu representante máximo, o presidente Abraão Lincoln: “democracia do povo, pelo povo e para o povo”. A industrialização do Norte impôs um novo conceito de democracia, de estado, de governo, fortalecendo-os e estabilizando-os. A industrialização privada garantiu a liberdade política e econômica. Assim, uma simples fonte de energia mecânica, o carvão mineral fez surgir uma nova nação, com um poder material, econômico, político, que logo começou a enfrentar a Inglaterra nos mercados internacionais. Pois a Inglaterra, também movida a carvão mineral, era a grande produtora e exportadora de bens produzidos pelas suas siderúrgicas e indústrias. Esses bens precisavam ser exportados. Como os países não industrializados (agrícolas) não dispunham de recursos para construir ferrovias, a Inglaterra exportava ferrovias completas, que eram montadas nesses países.

Industrialização significava laboratórios, oficinas e tecnologias, em que os pesquisadores autodidatas faziam suas invenções. Já no Brasil, nossas pequenas siderúrgicas caseiras reduziam-se aos processos primitivos utilizando madeira como combustível, e com o ferro obtido fabricavam-se utensílios: painéis, chaves, estribos, etc. E por ser assim pobres, os brasileiros não possuíam oficinas e laboratórios, mas sim, só podiam ter com facilidade faculdades de direito que somente exigem livros. Ferreira (2005) argumenta que:

“Daí predominar na nossa vida os bacharéis, que aliás sempre nos deram o status de um país respeitável, com a sua cultura jurídica. Infelizmente, desconhecendo toda essa realidade, certos críticos mordazes passaram a nos chamar, de maneira depreciativa, pejorativa, de república de bacharéis, o que é uma lamentável injustiça ao povo brasileiro. O que nos faltava era aquele capital produzido com o aço que jorrava continuamente dos altos-fornos siderúrgicos e esse capital só começamos a tê-lo a partir da construção da Usina Siderúrgica de Volta Redonda, em meados da década dos anos 40 do século XX. A partir daí, começaria o nosso grande processo de industrialização, baseado na utilização desse aço para produzir bens de produção e de consumo, através das fábricas movidas pela eletricidade gerada pelas usinas hidroelétricas”.

Frente à demonstração de Ferreira (2005) que foi uma fonte de energia mecânica, o carvão mineral, que permitiu o desencadeamento do processo de

produção conhecido por Revolução Industrial e o acelerado desenvolvimento do países que possuíam este combustível, este disserta que:

“Desconhecendo a razão científica desse fato, sociólogos europeus começaram a interpretá-lo segundo os seus pontos de vista particulares. Assim, Max Weber considerou o desenvolvimento econômico dos países industrializados como consequência da ética calvinista (protestante) dos seus povos, superior à dos católicos, no considerar o valor dos bens materiais. O diplomata francês conde de Gobineau considerou o fato como consequência da superioridade racial dos povos anglo-saxões (nórdicos) sobre os de língua latina. Já Ratzel, um geógrafo, considerava as circunstâncias geográficas como responsáveis pelo avanço de uns povos e o atraso de outros; incluía-se aí a questão do clima, considerado favorável nos países do hemisfério norte, em detrimento dos países de clima quente que convidava ao ócio, como o Brasil. E outras teorias de menores repercussões. As teorias desses europeus encontraram ampla acolhida em nosso país, cuja classe culta era de formação exclusivamente literária, e altamente influenciada pela européia, particularmente a francesa. Assim, essa cultura brasileira, influenciada por essas teorias e pelo nacionalismo romântico que surgira com Herder na Alemanha, começou a elaborar teses segundo as quais o nosso atraso material era devido ao poder econômico daqueles povos industrializados, que nos oprimiam e nos reduziam à condição de “colônia”. Afinal, se éramos descendentes de uma raça inferior - a portuguesa - teria que ser mesmo assim, concluíam melancolicamente. Essas agora nossas teorias e teses surgiam esparsamente, mas o seu grande ideólogo foi o escritor paulista Paulo Prado, com o seu livro “Retrato do Brasil” publicado em 1929. Uma obra sem qualquer valor científico elaborada com um estilo literário até brilhante; descendente de tradicional família paulista, riquíssimo, freqüentemente em Paris, era o grande comerciante de café que ganhava fortunas à custa do trabalho desse mesmo povo que ele tanto desprezava. Mas, como o ideólogo da nossa inferioridade, Paulo Prado fez escola, daí surgirem posteriormente trabalhos da mesma natureza, de outros escritores brasileiros, todos apostados em provar que eram os melhores nessa literatura denominada “sociológica”, mas que nada tinha de científica. Evidentemente, alguns houve que se levantaram contra essa literatura, e dentre eles se destaca o engenheiro, administrador e político paulista, José Pires do Rio, que escreveu diversos livros provando, com base nas ciências da natureza, que a riqueza material das nações prósperas era devida à utilização da hulha (carvão mineral), e que os povos pobres - entre eles o Brasil - o eram por não possuírem aquela fonte de energia mecânica”.

O Deputado Federal da Comissão de Ciência e Tecnologia Eng. Júlio Semeghini em sua apresentação da “Antevisão da engenharia no século XXI”, ocorrida em 17 de outubro de 2005, citou que a Coréia teve o PIB elevado de forma bastante representativa, com o uso da pesquisa e desenvolvimento. Citou que na Coréia para cada 20 engenheiros se forma um advogado por ano e que o

Brasil apresenta uma relação bem próxima, porém invertida desta. Conclui que por falta de pesquisa e tecnologia o PIB brasileiro se mantém em patamares tão baixos.

A análise de Ferreira (2005) realizada num amplo cenário histórico indicou que a tecnologia fez os americanos desbravarem o seu território de forma muito mais veloz do que os brasileiros através do uso da energia e tecnologia. Critica a república dos bacharéis e agora os comentários do Eng. Júlio Semeghini se somam, gerando um alerta ao governo. Sem tecnologia, o país continuará sendo visto com a mesma resposta lenta que historicamente está registrado que vem ocorrendo.

3.2 O panorama internacional da geração termoeétrica

Durante muitas décadas, o petróleo foi o grande propulsor da economia internacional, chegando a representar aproximadamente 50% do consumo mundial de energia primária, no início dos anos 1970. Embora com redução gradativa ao longo do tempo, sua participação na matriz energética mundial é ainda da ordem de 33% e deverá manter-se expressiva por várias décadas (ANEEL, 2002). O BEN (2004) apresentou o valor de 35% para o ano 2001.

Além da importância absoluta no setor de transportes, o petróleo ainda é o principal responsável pela geração de energia elétrica em diversos países do mundo. Apesar da expansão recente da hidroeletricidade e da diversificação das fontes de geração de energia elétrica, o petróleo em 2001 foi responsável por 7,5% de toda a eletricidade gerada no mundo (BEN, 2004).

A geração de eletricidade por fonte térmica não renovável é complementada ainda pelo carvão e pelo gás natural. Em termos de contribuição na matriz energética mundial, em 2001 o carvão foi responsável por cerca de 23,3% de todo o consumo mundial de energia primária e 38,7% de toda a eletricidade gerada (BEN, 2004).

Desde os anos 70 as reservas provadas de gás natural no mundo prosseguem em uma trajetória de crescimento espetacular. Partindo-se de reservas gasíferas totais de 44,98 trilhões de metros cúbicos em 1970, houve uma expansão de 66,1% no período 1970/80, 58,8% em 1980/90 e 25,2% em 1990/00 (Santos, 2002).

Santos (2002) apresentou que entre 1970 e 1990, as reservas globais de gás cresceram mais rapidamente do que as reservas de petróleo. Pode-se observar que a relação de reservas de gás/petróleo aumentaram de 48,86% em 1970 até 102,47% em 1990. Em seguida, no último decênio (1990-2000), essa relação recuou até 96,57% em 2000, revelando um resfriamento na expansão das reservas gasíferas em relação ao petróleo. Acrescenta que apesar desse recuo mais recente, a velha idéia de que há no mundo mais petróleo do que gás natural já foi desmentida pelo grande avanço das reservas provadas de gás.

3.3 O caso brasileiro

Com cerca de 8,5 milhões de quilômetros quadrados, mais de 7 mil quilômetros de litoral e condições edafo-climáticas extremamente favoráveis, o Brasil possui um dos maiores e melhores potenciais energéticos do mundo. Se, por um lado, as reservas de combustíveis fósseis são relativamente reduzidas, por outro, os potenciais hidráulicos, da irradiação solar, da biomassa e da força dos ventos são suficientemente abundantes para garantir a auto-suficiência energética do país (ANEEL, 2002).

Contudo, apenas duas fontes energéticas (hidráulica e petróleo) têm sido extensivamente aproveitadas. Cerca de 90% do suprimento de energia elétrica do país provém de geração hidráulica, e o petróleo representa mais de 30% da matriz energética nacional. Apesar da importância dessas fontes, a conjuntura atual do setor elétrico brasileiro com o crescimento da demanda, escassez de oferta e restrições financeiras, socioeconômicas e ambientais à expansão do sistema, indica que o suprimento futuro de energia elétrica exigirá maior aproveitamento de fontes alternativas (ANEEL, 2002)

A energia termoelétrica a vapor, no Brasil, tem usado principalmente óleo combustível e carvão, este principalmente no Sul do país (Reis, 2003).

Em janeiro de 2002, havia 15 centrais termoelétricas a óleo combustível em operação no Brasil, perfazendo uma capacidade instalada de 945 MW_{EL}. Entre essas, destacavam-se a de Piratininga, no município de São Paulo, com 472 MW_{EL} de potência instalada, e a de Camaçari, na Bahia, com 290 MW_{EL}. As demais apresentam capacidade de geração que varia entre 2,3 MW_{EL}, no caso da Citrosuco, em Limeira – SP, e 68 MW_{EL}, no caso da Termo Norte I, em Porto Velho – RO (ANEEL, 2002).

Recentemente tentou-se a aplicação de resíduos ultraviscosos da refinação do petróleo (RAS, RV), que redundou em problemas principalmente quanto à poluição. (Reis, 2003).

Quanto às técnicas de aproveitamento termoelétrico e ao desenvolvimento de pesquisas no sentido de melhorar principalmente o rendimento e o reaproveitamento de combustível em processos industriais, podem-se citar a gaseificação do carvão, as centrais a ciclo combinado e a combustão em leito fluidilizado.

O combustível com maiores perspectivas de aplicação no Brasil, a curto e médio prazos, é o gás natural. Isso se deve à grande oferta, aos preços competitivos, uma vez que ele hoje existe nos nossos países vizinhos, assim como ao curto tempo de implementação de centrais termoelétricas a gás. Tratados de cooperação já firmados ou em estudo permitem um grande número de projetos de utilização da geração elétrica a gás natural, a partir de importações da Bolívia, da Argentina e eventualmente do Peru e Venezuela. Com relação ao Brasil, há informações seguras quanto à disponibilidade desse combustível, mas podem-se citar as reservas de Urucu e Juruá na região amazônica. Por ser um combustível que permite a geração de eletricidade com impactos ambientais menores que outras formas de geração termoelétrica, o gás natural poderá seguir, no Brasil, uma das estratégias preconizadas a longo prazo para o mundo: ele seria a ponte na transição para uma situação energética mais baseada em recursos renováveis e, portanto, sustentável (Reis, 2003).

O gás natural é a fonte de energia que vem tendo significativo desenvolvimento nos últimos anos. As reservas conhecidas de gás natural do Brasil praticamente triplicaram com a informação de que a Petrobrás reavaliou o volume de um reservatório encontrado em abril na bacia de Santos, em São Paulo, de 70 bilhões de m^3 para 400 bilhões de m^3 . As reservas totais conhecidas no país aumentam, agora, de 231 bilhões de m^3 para 631 bilhões de m^3 (Folha on line dinheiro, 2003).

A termoeletricidade é atualmente uma atraente alternativa para contribuição do aumento da oferta de energia elétrica, tendo em vista a concreta disponibilidade de gás natural e os seguintes aspectos favoráveis aos projetos de termoeletricidade:

- São menos intensivos em capital e não têm questões tão complexas como as das obras hidroelétricas que envolvem desapropriações, reassentamentos, controle de cheias, operação em cascata, uso múltiplo da água, para abastecimento e saneamento;
- São de maior interesse da iniciativa privada;
- Ao contrário das hidroelétricas, com elevados custos de obras, nas termoelétricas os custos dos equipamentos eletromecânicos são os preponderantes, o que aumenta a possibilidade de obtenção de financiamentos, de até 100% do empreendimento;
- As usinas termoelétricas, operando em regime de complementação das hidroelétricas, racionalizarão a hidroeletricidade, pois sua operação pode ser, assim, utilizada como meio de regularização dos reservatórios de água;
- Podem ser construídas junto aos centros consumidores de carga, ocupando áreas bastante modestas quando comparadas com as requeridas por usinas hidroelétricas, dispensando investimentos em sistemas de transmissão;
- A tecnologia de construção e de operação de usinas termoelétricas à óleo combustível ou gás natural é amplamente conhecida e disponível. As termoelétricas constituem no estado de São Paulo, na principal alternativa de aumento da oferta de energia elétrica, tendo em vista que os recursos hídricos estão praticamente esgotados;
- Do ponto de vista ambiental, as usinas a gás natural são as que geram impactos ambientais menos significativos, se comparadas com aquelas que utilizem combustíveis fósseis .

Atualmente com o desenvolvimento tecnológico de materiais, obteve-se a elevação considerável do rendimento global de geração de energia em ciclo termodinâmico, com a aplicação prática do ciclo combinado.

O ciclo combinado corresponde ao ciclo mais eficiente, no qual os valores de eficiência térmica são projetados para atingir aproximadamente 50% no processo de geração de energia, contra cerca de 35% no ciclo convencional a vapor e 32% no ciclo simples (Zancheta, 2000).

As unidades em ciclo combinado apresentam adicionalmente:

- Flexibilidade de operação porque podem operar na base (com o ciclo combinado completo) ou em ponta de carga (em ciclo simples funcionando apenas com as turbinas a gás), aproveitando a característica de partida rápida da turbina;
- Menor tempo de construção compreendido entre 2 a 2,5 anos contra, em média, 4 anos para usinas a ciclo convencional a vapor, e 7 anos para hidroelétricas;
- Configuração modular que permite a redução dos custos de engenharia, de montagem e de operação e manutenção; e
- Retorno do investimento com início a partir do décimo segundo mês, pela possibilidade de iniciar-se a geração de energia elétrica mediante operação das turbinas a gás em ciclo simples (Zancheta, 2000).

3.3.1 Usinas a carvão no sul do Brasil

A história do mundo industrial está baseada no carvão (os chineses já o empregavam em 1.000 AC). A extração e utilização do carvão pelo homem tem sido registrada ao longo dos últimos 3.000 anos. A sua utilização como combustível industrial começou na Inglaterra nos séculos XVII e XVIII, quando a indústria do ferro, experimentando uma escassez de carvão vegetal, obtido da lenha, experimentou o carvão mineral para coque, simultaneamente como combustível e agente redutor para altos fornos. A associação do carvão com o ferro foi um importante estímulo para a revolução industrial e as máquinas feitas com o ferro e alimentadas por termoelétricas a carvão tornaram-se a base de um novo meio de vida.

O carvão tem na geração de eletricidade a sua mais relevante utilização e, embora competindo com o petróleo, a sua produção tem aumentado uniformemente. Com a crise do petróleo, e após 50 anos de esquecimento, volta a assumir o seu papel como recurso energético da humanidade e particularmente do Brasil (Guimarães, 1982).

Em 1997, o carvão foi responsável por 38% de toda a eletricidade gerada no mundo totalizando 5.337 TWh_{EL} (ANEEL, 2002).

Os maiores produtores mundiais de carvão mineral são a China, com produção anual total de $1326 \cdot 10^6$ toneladas, os Estados Unidos da América com $992 \cdot 10^6$ toneladas e a Índia com $356 \cdot 10^6$ toneladas, dados estes do ano 2002 (BEN, 2004).

No que se refere ao Brasil, o carvão mineral teve sua época áurea no quadriênio 1914/18, porém após este período, sua atuação relativamente sofreu uma queda gradativa, principalmente na aplicação como fonte de vapor. As ferrovias e a navegação, utilizando óleo diesel, foram as principais responsáveis pela redução do consumo do carvão nacional, mas em compensação, decorrente do mesmo processo tecnológico evolutivo, passou o carvão a ser aproveitado, em maior escala, na siderurgia e na termoelectricidade. Por outro lado, seu emprego como matéria prima na indústria química ainda continua sendo incipiente. O carvão mineral brasileiro sempre foi usado em termos modestos e só a instalação dos novos parques siderúrgicos e a parcela do carvão utilizada nas termoelétricas do sul do país conseguiram manter acesa a importância de sua exploração (Guimarães, 1983).

Considerado como de baixas características, em confronto com carvões de procedência estrangeira, a sua participação tem sido limitada no campo siderúrgico, numa fração de carvão metalúrgico, variável na faixa de 20 a 40% (ANEEL, 2002).

Três estados produzem todo o carvão mineral do Brasil e possuem praticamente, todas as reservas. Dois dos estados: Santa Catarina e Rio Grande do Sul, quase produzem o total nacional. O Paraná, sendo marginalmente importante, produz somente algum carvão para produção de vapor (carvão vapor), até então exclusivamente na geração de energia elétrica. Santa Catarina é o único produtor de carvão metalúrgico. O Rio Grande do Sul não produz carvão coqueificável para utilização na siderurgia, mas apenas para ser utilizado na geração de energia elétrica. Apenas nos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul são conhecidos depósitos comercialmente exploráveis. Entretanto, outras ocorrências de carvão mineral foram detectadas no Amazonas, Pará, Maranhão, Rondônia e Bahia, contudo, não apresentando a mesma significação econômica (Guimarães, 1983).

Fato relevante é que em 2002 foram produzidas 5.046.000 toneladas de carvão vapor no Brasil, e desde o ano 1994, não é contabilizada a importação de carvão para este fim (BEN, 2004).

A abundância das reservas e o desenvolvimento de tecnologias de limpeza e combustão eficiente, conjugados à necessidade de expansão dos sistemas elétricos e restrições ao uso de outras fontes, indicam que o carvão mineral continuará sendo, por muitas décadas, uma das principais fontes de geração de energia elétrica.

No Brasil, a participação do carvão na geração de eletricidade ainda é muito reduzida, de acordo com o BEN (2004) foi de 1,4% em 2003, em virtude do grande potencial hidráulico do país e das características físicas e geográficas das reservas. Contudo, essa parcela deverá aumentar num futuro próximo, em razão do esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos e dos referidos avanços tecnológicos na remoção de impurezas.

Os primeiros aproveitamentos do carvão mineral para a geração de energia elétrica no Brasil datam de fins dos anos 1950, com a sua substituição por óleo Diesel e eletricidade no setor de transporte ferroviário. Naquela época, foram iniciados estudos e, em seguida, a construção das usinas termoelétricas de Charqueadas, no Rio Grande do Sul, com 72 MW_{EL} de potência instalada, Capivari, em Santa Catarina, com 100 MW_{EL}, e Figueira, no Paraná, com 20 MW_{EL} (ANEEL, 2002).

Conforme é apresentado na TAB. 3.1, em janeiro de 2002, havia sete centrais termoelétricas a carvão mineral em operação no Brasil, totalizando 1.461 MW_{EL} de potência instalada. Três dessas usinas formam o complexo termelétrico de Jorge Lacerda, no município de Capivari de Baixo, no Estado de Santa Catarina (ANEEL, 2002).

Quanto aos novos empreendimentos, há o registro de três centrais outorgadas (construção não-iniciada), que deverão adicionar ao sistema elétrico nacional 2.359 MW_{EL} de potência instalada. Entre esses projetos, destacam-se o de Sepetiba, no Estado do Rio de Janeiro, com 1.377 MW_{EL}, Seival, no Rio Grande do Sul, com 542 MW_{EL} e o Sul Catarinense, em Santa Catarina, com 44,3MW_{EL} (ANEEL, 2002).

TABELA 3.1: Centrais termoelétricas a carvão no sul do Brasil

Empreendimento	Proprietário	Município	UF	Potência (kW_{EL})
Figueira	Copel Geração	Figueira	PR	20.000
Alegrete	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	Alegrete	RS	66.000
Charqueadas	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	Charqueadas	RS	72.000
Jorge Lacerda A	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	Capivari de Baixo	SC	232.000
Jorge Lacerda B	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	Capivari de Baixo	SC	262.000
Jorge Lacerda IV	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	Capivari do Baixo	SC	363.000
Pres. Médici A/B	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica	Candiota	RS	446.000

Fonte: ANEEL (2002)

3.3.2 Usinas nos sistemas isolados do norte do Brasil

Os Sistemas Isolados Brasileiros, predominantemente térmicos e majoritariamente localizados e dispersos na Região Norte, atendem a uma área de 45% do território e a cerca de 3% da população nacional, ou seja, a aproximadamente 1,2 milhão de consumidores (Eletrobrás, 2005).

Os Sistemas Isolados estão localizados nas Capitais da Região Norte (exceto Belém) e no Interior dos Estados dessa região.

Os Sistemas Isolados do Interior caracterizam-se, basicamente, pelo grande número de pequenas unidades geradoras a óleo diesel e pela grande dificuldade de logística de abastecimento.

A ELETROBRÁS é responsável pelo Planejamento e Acompanhamento da Operação dos Sistemas Isolados da Região Norte, através do Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON). A criação deste grupo, através da portaria MINFRA n. 895, de 29 de novembro de 1990, considera a necessidade de assegurar aos consumidores dos Sistemas Isolados dos Estados do Acre, Amazonas, Pará, Rondônia, Roraima, Amapá e Mato Grosso, não contemplados

com as vantagens oferecidas pelos Sistemas Interligados, o fornecimento de energia elétrica em condições adequadas de segurança e qualidade.

A geração térmica e as quantidades de óleo anuais e mensais são definidas pelo Grupo Técnico Operacional da Região Norte, da ELETROBRÁS, por meio do Plano e Programa Mensal de Operação (PMO), servindo de base para o cálculo das quotas mensais de recolhimento da Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados (CCC-Isol), para o reembolso das despesas de combustível nestes sistemas (Eletrobrás, 2005).

3.3.3 A opção do gás natural para o Brasil

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves que, em condições normais de pressão e temperatura, permanece no estado gasoso. Na natureza, ele é encontrado em acumulações de rochas porosas no subsolo (terrestre ou marinho), em geral acompanhado de petróleo.

O gás natural pode ser classificado em duas categorias: associado e não associado. O gás associado é aquele que, no reservatório, encontra-se em companhia do petróleo, estando dissolvido no óleo ou na forma de uma capa de gás (isto é, uma parte superior da acumulação rochosa, na qual a concentração de gás é superior à concentração de outros líquidos como água e óleo). Nesse caso, normalmente, privilegia-se a produção inicial do óleo, utilizando-se o gás para manter a pressão do reservatório.

A composição do gás natural pode variar de campo para campo, devido ao tipo de matéria orgânica que lhe deu origem, aos processos naturais a que foi submetido, pelo fato de estar ele associado ou não ao óleo e pelo fato de ter sido ou não processado em unidades industriais.

Porém, em geral, o gás natural compõe-se, principalmente, de metano, etano, propano e, em menores proporções, de outros hidrocarbonetos de maior peso molecular. Nessa composição predomina fundamentalmente o metano (CH₄). Normalmente, o gás natural apresenta baixos teores de impurezas como nitrogênio (N₂), dióxido de carbono (CO₂), água e compostos de enxofre.

O manuseio do gás natural requer alguns cuidados, pois ele é inodoro, incolor, inflamável e asfixiante quando aspirado em altas concentrações. Por isso, para facilitar a sua identificação em casos de vazamento, compostos à base de

enxofre são adicionados ao gás, em concentrações suficientes para lhe dar um cheiro marcante; esse processo é conhecido como odorização do gás.

No Brasil, o gás natural pode ser transportado sem odorização, exceto quando requerido por normas de segurança aplicáveis. Porém, é obrigatória a presença de odorante na distribuição do gás até os consumidores finais.

A versatilidade é uma das grandes vantagens do gás natural. A sua amplitude de usos o faz um competidor potencial de quase todos os demais combustíveis alternativos. Existem várias possibilidades de uso do gás natural como matéria prima: na recuperação de petróleo, e como energético nos segmentos industrial, veicular, comercial, residencial, geração de eletricidade e cogeração. No momento, o gás natural “enfrenta” o carvão, o óleo combustível, a hidroeletricidade e a energia nuclear na geração de eletricidade, o óleo diesel e o gás liquefeito de petróleo (GLP) em aplicações residenciais, comerciais e industriais. Mesmo na área de transporte, o gás natural surge como forte concorrente à gasolina, diesel, GLP e álcool carburante (pelo menos em nichos importantes do mercado).

Porém, ao mesmo tempo, não existe uma aplicação para o gás natural na qual ele seja indispensável e para o qual não haja concorrentes. Santos, 2002 afirma que trata-se de um combustível que está condenado a enfrentar em todos os seus segmentos de mercado enormes forças concorrenciais de outros energéticos substitutos. Para cada uma dessas aplicações sempre pode-se identificar um outro energético concorrente que tende a ser deslocado na medida que o gás natural penetra e avança na matriz energética. A penetração do gás natural não é, portanto um processo pacífico, envolve conflitos de interesse importantes e, em geral, impõe ao energético substituído a obrigação de adaptar-se a uma nova realidade concorrencial, procurando novos mercados, modernizando as instalações em busca de maior eficiência, investindo em novas tecnologias, novas infra-estruturas e sistemas logísticos alternativos (Santos, 2002).

O recurso ao gás natural é, portanto, uma questão econômica, pois a sua incorporação às matrizes energéticas dos países não é realizada sem grandes investimentos e custos adicionais, mas também envolve uma escolha voluntária das sociedades humanas que tenham atingido níveis elevados de desenvolvimento, industrialização e urbanização, passando a privilegiar outros

valores no momento de decidir sobre as suas fontes energéticas. Essa escolha pelo gás natural requer disponibilidade de capital e capacidade técnica, mas também uma visão e atuação política moderna, esclarecida e de longo prazo, para a definição dos usos mais racionais para o gás (Santos, 2002).

3.3.3.1 Projeções para a indústria gasífera brasileira no início do século XXI

No Brasil, a geologia sempre se mostrou muito desfavorável para o desenvolvimento do gás natural nacional. Assim, a Revolução Industrial brasileira se fez com uma dependência crescente em relação ao petróleo e a hidroeletricidade.

O caso brasileiro é bastante singular. As dificuldades com o carvão doméstico (de qualidade inferior ao importado), bem como as restrições à importação do carvão ou da nafta, impediram o desenvolvimento do gás manufaturado no país. Já durante a Primeira Guerra Mundial, quando a oferta de carvão no mercado internacional tornou-se escassa, as companhias de gás brasileiras iniciaram a sua decadência (Santos, 2002).

No país o gás natural não mostrou-se como um combustível atrativo. A produção brasileira de gás natural era limitada e, quando a Petrobrás expandiu as suas atividades de exploração e produção *offshore*, a prioridade absoluta foi dada ao aumento da produção de petróleo. Os custos de desenvolvimento do gás associado em campos *offshore* inibiram o fornecimento de gás, enquanto houve um grande aumento do *flare* de gás. A alternativa de importar gás natural da Argentina ou Bolívia foi definitivamente descartada durante os anos 1970 e 1980. A grande politização da questão energética depunha contra essa opção em um país sob regime militar, ditatorial e que levava em conta os preceitos de segurança energética, auto-suficiência e nacionalismo.

Santos (2002) lembra que Brasil só despertou novamente para o potencial do gás natural no final dos anos 1980 e início dos anos 1990, quando o gás, sempre visto como a “Energia do Primeiro Mundo”, passou a simbolizar a modernidade de um país civilizado. A pressão das camadas superiores da sociedade brasileira encorajou o desenvolvimento da indústria do gás. A Petrobrás começou a perceber uma resistência social crescente contra a prática de queimar em “flare” grandes quantidades de gás na boca do poço. Ao mesmo tempo, a própria empresa começou a desenvolver uma nova abordagem para o

gás, tentando valorizar a sua produção e trazê-la para o mercado brasileiro que começava a emergir. Monetizar as reservas de gás passou a ser uma das estratégias da Petrobrás para transformar-se em uma empresa de energia e não mais uma empresa puramente de petróleo.

O alívio nos movimentos nacionalistas, associado ao abandono do conceito de auto-suficiência energética total, permitiu o desenvolvimento do conceito de integração energética regional. As restrições de oferta de gás ao mercado brasileiro foram potencialmente reduzidas com as possibilidades de importação a partir das grandes reservas de gás da Argentina, Bolívia e Peru. O país começou a desenvolver uma nova perspectiva para o problema de segurança energética. Nessa nova visão, a integração complementar com os vizinhos foi compreendida como mutuamente benéfica tanto para compradores como para vendedores.

O Programa Nacional do Gás Natural (PNGN), de 1987, lançou o desafio brasileiro de construir o terceiro pilar energético do país fundado no gás. Trabalhando ainda com um cenário com restrições de oferta de gás, o PNGN procurou definir usos prioritários para o gás natural no Brasil, estabelecendo os mercados nos quais o gás poderia adicionar maior valor. Contudo, no meio de constantes crises econômicas e políticas, bem como estando a administração pública sempre em situação precária, com desequilíbrios financeiros, houve um esvaziamento do PNGN, sem que pudessem ser definidos os instrumentos que permitiriam a sua implementação. Não tendo atacado as principais barreiras que bloqueiam o desenvolvimento da indústria do gás, a participação desse energético na matriz energética nacional continuou limitada ao longo da década de 1990.

No final dos anos 1990, com o crescimento da produção nacional de petróleo tornou-se imperativo o maior aproveitamento do gás associado, já aqui as pressões são crescentes contra a queima inútil de gás na boca do poço. Por outro lado, mostraram-se ainda mais promissoras as descobertas de gás não associado tanto no país, como principalmente na Bolívia e Argentina. A chegada do gás natural boliviano despertou um enorme interesse e a sociedade brasileira começou a querer compreender as possibilidades de utilização do gás. A crise de eletricidade em 2001 acabou trazendo o tema do desenvolvimento da indústria do gás natural para o topo da agenda. O gás passou a ser encarado como o

combustível mais competitivo para a produção de eletricidade, reduzindo a dependência da nação em geração hídrica.

De acordo com o BEN (2004), a participação do gás natural na matriz energética mundial em 2003 é de 21,4%, enquanto no Brasil, entre 1989 e 1995, ela esteve estagnada abaixo de 2,5%. A partir de 1996, iniciou-se um avanço gradual. Em 1999, o gás natural respondeu por apenas 3% do suprimento de energia primária total do Brasil e em 2003 a participação chegou a 7,7%.

Segundo o *World Energy Outlook* (2000), a utilização do gás no Brasil deverá crescer com passos largos nas próximas duas décadas, com um crescimento médio de cerca de 8,2% ao ano, chegando à parcela de 13% da matriz energética em 2020 (95 milhões m³/d). Essa expansão do uso do gás poderá ser muito significativa se o setor de geração de eletricidade aumentar a sua demanda por gás natural segundo as estimativas mais otimistas.

Até o ano 2000, o gás natural praticamente não era usado na geração de eletricidade no Brasil. Em 2001, cerca de 2,0 a 2,5 milhões de m³/d de gás natural foram queimados na termoelétrica da AES localizada em Uruguaiana (Rio Grande do Sul).

Dados do BEN (2004) indicam que o gás natural respondeu por 3,3% da oferta de eletricidade no Brasil.

Concretizando-se esse cenário, o consumo per cápita de gás natural no Brasil, atualmente muito baixo, sendo substancialmente inferior àquele registrado nos Estados Unidos e mesmo em outros países sul-americanos, saltará dos atuais 53 m³/habitante para cerca de 270 m³/habitante em 2010 e 498 m³/habitante em 2020.

3.3.3.2 Uso do gás natural na geração de eletricidade

Tradicionalmente, em vários países, ao lado de usinas nucleares, que apareceram a partir dos anos 1960, as companhias de eletricidade sempre geraram a sua energia através de grandes caldeiras, acopladas a turbinas a vapor, utilizando principalmente carvão ou óleo como combustível.

Em paralelo, funcionando para o atendimento das demandas de pico, principalmente no verão, instalaram-se unidades de geração a gás natural utilizando turbinas a gás. O gás natural assumiu, então, a sua primeira função

importante no setor de geração de eletricidade, qual seja, aquela de combustível auxiliar para eliminar as sazonalidades do sistema elétrico.

Nos anos 1980 e 1990, entretanto, assistiu-se a uma grande transformação no paradigma tecnológico da geração termoelétrica mundial. Grandes centrais a gás natural começaram a ser construídas para a operação na base, destinadas principalmente a adaptar o setor elétrico para regulamentações ambientais cada vez mais rigorosas.

Para efeito dessa geração de base, o gás natural pode ser utilizado indiretamente, sendo queimado em grandes caldeiras e gerando vapor para girar grandes turbinas a vapor. Nesse caso, o gás é apenas mais um combustível para as plantas tradicionais.

Caldeiras a gás natural e a óleo são basicamente do mesmo modelo com dimensões similares, fornalhas semelhantes e velocidades de operação parecidas (apesar de que os equipamentos a gás natural podem operar com velocidades mais altas). Caldeiras a gás podem operar com eficiências elevadas, 92 a 93%. Operando com menos excesso de ar na queima, uma caldeira a gás tem a sua eficiência melhorada em relação aos demais combustíveis fósseis. Por outro lado, o óleo e o carvão, diferentemente do gás, muitas vezes apresentam alto teor de enxofre. Assim, caldeiras a gás levam grande vantagem no tratamento dos gases emitidos e nos sistemas de controle necessários para evitar o surgimento de uma eventual corrosão dos equipamentos.

A alimentação e controle da combustão são similares para o gás natural e o óleo. Em ambos os casos, não havendo elementos móveis na caldeira, é possível uma manutenção simplificada em relação às caldeiras a carvão. Essas, por seu turno, ainda apresentam o problema de geração de cinzas, o que inexistente com o gás natural (e pode ser evitado com o óleo desde que se projete adequadamente o sistema queimador/caldeira), porém, mesmo em bons projetos a óleo, se houver operações indevidas ou mudanças significativas na qualidade do óleo, podem surgir fuligens, (dificultando a manutenção do equipamento e reduzindo a disponibilidade da caldeira).

Thomas (1999), apud Santos, 2002, questiona se uma nova usina termoelétrica a gás natural pode competir com um projeto de repotenciamento de uma central nuclear ou a carvão. Essas usinas já possuem uma série de infra-estruturas instaladas e as respectivas licenças ambientais. Além do mais, o custo

do combustível nuclear ou do carvão têm declinado na medida que o mundo muda para o gás, fazendo com que as economias obtidas com o custo do combustível possam financiar a modernização das plantas e a sua adequação às restrições ambientais mais rigorosas. Assim, enquanto as plantas antigas forem operacionais e seguras, será, provavelmente, muito mais econômico utilizá-las e maximizar a sua geração com o mínimo de investimentos. Projetos inteiramente novos têm dificuldades de competir com investimentos marginais de repotenciamento.

O modelo de usinas a gás, operando com turbinas a gás em ciclo aberto, apesar de menos eficiente do que as plantas de ciclo combinado, também tem sido revigorado no sentido de atender às demandas de ponta. Com a ampliação da desregulamentação do setor elétrico, o desenvolvimento de maior concorrência e a liberação das tarifas de eletricidade, empresas de geração estão construindo as chamadas *Merchant Plants* (Plantas Mercantilistas ou Especulativas). Essas plantas visam atender às demandas do sistema nos momentos em que os preços *spot* da eletricidade disparam. Nesse caso, o preço adicional da eletricidade vendida deve ser mais do que suficiente para compensar a menor eficiência na queima do gás.

Santos (2002) referencia que é na questão ambiental que as caldeiras a gás natural têm levado grande vantagem em relação àquelas operando com outros combustíveis fósseis. Com caldeiras a óleo ou carvão, o atendimento dos padrões internacionais de emissão de SO_x , particulados e hidrocarbonetos não queimados, exige normalmente equipamentos de limpeza dos gases da combustão. Tais problemas desaparecem com o gás natural. Por outro lado, o controle de NO_x é equivalente para todas as tecnologias e combustíveis. Porém, ainda assim, o gás natural permite substanciais reduções nas emissões de NO_x . No agregado, o gás natural é um combustível muito mais limpo, justificando o seu maior uso em escala mundial.

Em vários países, o gás é uma opção de geração elétrica viável no curto prazo e garantindo ganhos ambientais importantes. A sua exclusão importaria um retorno à energia nuclear ou a adoção de novas tecnologias de utilização limpa do carvão (essas tecnologias ainda não estão completamente maduras e deverão ser custosas). Porém, é no seu uso direto que o gás natural tem permitido uma grande transformação do paradigma tecnológico da geração termoeleétrica.

Santos (2002) afirma que apesar da ampla vantagem do gás natural em relação a outras tecnologias de geração de eletricidade, não é correto assumir que as termoelétricas a gás resolverão todos os problemas energéticos da humanidade. Igualmente errado será admitir que a termoeletricidade a gás é sempre a mais competitiva em todos os cenários e em todas as regiões do planeta.

Em primeiro lugar, existem outras opções energéticas, muitas utilizando o próprio gás natural como combustível, que são ainda mais eficientes do que as plantas de ciclo combinado, podendo, em breve, revolucionar o mercado de geração de eletricidade. Nessa mesma linha, devemos considerar que a geração termoelétrica a gás deverá voltar-se prioritariamente ao suprimento de eletricidade para aqueles usos finais que requerem exclusivamente eletricidade.

Uma forma atualmente aplicada é a cogeração, na qual é realizada a produção combinada de energia elétrica e de energia térmica, à partir do gás natural, pois as plantas de cogeração através de ciclos combinados, podem atingir a eficiência de até 90%. (Reis, 2003)

Alimentar processos eletrotérmicos através de eletricidade gerada, à partir de termoelétricas a gás representa, em geral, um grande desperdício de gás. A queima direta do gás para a produção de calor ou frio produz eficiências energéticas muito superiores, atingido valores acima de 80%.

Além disso, do ponto de vista energético, a transformação de energia química do gás, de baixa qualidade, em energia elétrica, de qualidade elevada, para depois produzir energia térmica, de muito menor qualidade do que a eletricidade deve ser renegada em relação à opção de transformar a energia química do gás diretamente em energia térmica, através da utilização de equipamentos para queima direta do gás.

Um elemento importante que pode limitar o papel do gás natural na geração termoelétrica é a volatilidade dos preços. A disponibilidade de gás no mundo é mais do que suficiente para suprir os cenários mais otimistas de consumo de gás no período 2002 a 2020. Contudo, deve ser considerado que o avanço da demanda de gás para fins de geração elétrica deverá ocorrer com velocidade muito maior do que os investimentos que permitirão disponibilizar maior oferta barata de gás.

3.3.3.3 As primeiras grandes iniciativas para a geração termoelétrica a gás natural no Brasil

Santos (2002) apresenta que desde o início dos anos 1990, tem-se anunciado com maior freqüência que o risco de déficit do sistema elétrico brasileiro tende a aumentar à medida que os investimentos em novas obras de geração não acompanhem o crescimento de consumo. Afirma-se que estamos aumentando o risco de grandes black-outs, principalmente nas regiões cobertas pelo sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Entre 1991 e 1994, a falta de energia não ocorreu. Com a crise econômica, o crescimento de consumo de eletricidade foi muito menor do que aquele inicialmente prenunciado. Os problemas foram sendo contornados, consumindo-se a capacidade ociosa do sistema e realizando-se apenas investimentos marginais. Nesse período, o Brasil agregou em média cerca de 1.000 MW_{EL}/ano de capacidade de geração contra uma necessidade de 2.500 MW_{EL}/ano (Santos, 2002).

A partir de 1995, com a estabilização da moeda através do Plano Real, o governo procurou reduzir os subsídios às tarifas da eletricidade, aumentando os preços reais da energia e procurando criar os recursos para os novos investimentos. Porém, o quadro de crise não se alterou.

Os recursos adicionais gerados pelas tarifas mais realistas não foram suficientes para financiar uma grande expansão da oferta de eletricidade. Mais de 20 projetos de geração foram paralisados, totalizando cerca de 10 GW_{EL} enquanto as restrições na transmissão também se acentuavam.

Com o Plano Real, o consumo de eletricidade acelerou-se acima das expectativas. Ao mesmo tempo, com o início das grandes transformações institucionais do setor elétrico, incluindo os processos de privatização, os investimentos em nova capacidade de geração perderam fôlego, na espreita de um melhor conhecimento do novo quadro legal e institucional (Santos, 2002).

O sistema começou a depredar os estoques de água dos reservatórios, consumindo as margens de reserva que permitiam a regularização plurianual das chuvas. Iniciou-se, assim, a deterioração gradual da confiabilidade do setor elétrico brasileiro.

Entre 1995 e 1997, o Brasil conseguiu adicionar ao sistema cerca de 4 GW_{EL} com investimentos anuais de US\$ 4 a 5 bilhões. Porém, tais investimentos comprovaram-se insuficientes para atender ao rápido crescimento da demanda. Houve uma redução ainda mais brusca das margens de segurança do sistema. No final de abril de 1997, o temido black-out finalmente ocorreu, deixando cidades inteiras às escuras. Ficou patente que nem o sistema de transmissão, nem o parque gerador, que sofria as agruras de um longo período de estiagem, estavam em condições de responder à demanda nos horários de pico (Santos, 2002).

A reserva de potência instalada havia diminuído para algo em torno de 200 MW_{EL} quando o ideal seria algo próximo de 3.000 MW_{EL}. Como consequência, a Eletrobrás chegou a prever, no seu Plano Decenal de Expansão 1998 - 2007, riscos de déficit bastante elevados para os anos de 1998 a 2000. Esse quadro, realista ou não, passou a aterrorizar o setor elétrico (Santos, 2002).

Novas soluções de construção mais rápida passaram a ser propostas para a expansão da capacidade de geração do país. Entre elas, a instalação de um amplo parque de termoeletricas a gás natural surgiu como a principal resposta. Na verdade, essa opção tecnológica parecia juntar a necessidade imediata de novas potências com os interesses acirrados de inúmeros investidores privados, ávidos para adentrar no grande mercado de eletricidade brasileiro, cujo potencial de crescimento era enorme (Santos, 2002).

Mesmo antes da crise de eletricidade de 2001, o crescimento projetado para a demanda de gás com fins de geração de eletricidade já era entendido como a principal opção para o consumo de gás no Brasil. As previsões para o crescimento desse mercado enquadravam-se na faixa de 3% a 6% ao ano entre 2000-2020. Contudo, essas usinas termoeletricas necessitavam de financiamento privado e os seus patrocinadores (ou financiadores) pediam garantias de operação e tarifas de eletricidade adequadas para a recuperação dos seus custos. Essas garantias deveriam estar formalizadas através de Acordos de Compra de Energia (*power purchase agreements* - PPA) assinados por grandes consumidores ou pelas empresas de distribuição de energia elétrica.

Rapidamente, ficou visível que seria muito difícil superar os obstáculos que impediam a construção das termoeletricas a gás natural. Esses obstáculos incluíam:

- as dificuldades com o financiamento dos projetos devido ao perfil macroeconômico do país encontrar-se extremamente volátil, representando riscos políticos e econômicos;
- os atrasos burocráticos na obtenção das licenças ambientais, que estavam relacionados a uma crescente percepção negativa dos efeitos ambientais desses empreendimentos (principalmente no âmbito das emissões de gases tóxicos e da disponibilidade de água próximo às áreas urbanas onde a maior parte dessas usinas deveriam ser construídas);
- a baixa disponibilidade das turbinas de gás no mercado internacional (especialmente devido à grande demanda por turbinas de baixa emissão em locais como a Califórnia); e
- a carência de pessoal capacitado para operar as plantas de geração a gás.

Entretanto, o aspecto mais difícil para viabilizar essas termoeletricas no Brasil encontrava-se na relutância de obter-se os contratos de PPA junto das distribuidoras de eletricidade (a maioria das quais privatizadas) ou dos grandes consumidores de eletricidade. Nem mesmo as geradoras estatais como Fumas, Cesp Chesf ou Eletronorte ousaram engajar-se significativamente na construção de termoeletricas a gás.

As razões para isso abrangiam as obrigações impostas pelo governo no sentido de conter os planos de investimento, facilitando o reequilíbrio das contas públicas; os investimentos autorizados foram concentrados nos projetos hídricos não finalizados do passado, pois esses se mostravam bem mais competitivos do que as térmicas a gás, além disto, as companhias de geração foram apanhadas em um conflito político relacionado com a sua própria privatização, comprometendo ou desmobilizando os esforços de investimento estatal.

A única organização que permaneceu seriamente engajada na construção de termoeletricas a gás foi a Petrobrás. Já tendo assumido sozinha os riscos contratuais e mercadológicos do projeto Gasbol, a Petrobrás entendeu ser a única grande perdedora caso a demanda de gás não se consolidasse rapidamente.

Para a Petrobrás a percepção de risco em relação às termoelétricas sempre foi muito menor (Santos, 2002).

De fato, desenvolveu-se a crença de que a verticalização dos investimentos no sentido da geração termoelétrica seria a melhor estratégia para proteger-se das exposições de risco nos projetos de gás. Contudo, mesmo a Petrobrás passou a defrontar-se com a realidade do avanço lento das obras. A própria Petrobrás, no intento inicial de tomar-se uma empresa de energia, passou a reavaliar o seu comprometimento com o setor elétrico e o seu engajamento em geração termoelétrica, verificando que os riscos poderiam, na verdade, estar sendo ampliados além do aceitável e não minimizados como inicialmente era esperado.

3.3.3.4 Os programas prioritários de geração de eletricidade a gás natural no Brasil

Visto que todos os projetos em termoelétricas foram sendo sistematicamente atrasados, o governo interveio em setembro de 1999 e anunciou o Programa Prioritário de Termoelétricas (PPT). O Programa foi lançado para a alteração da matriz energética brasileira, aumentando de 7% para 20% a geração de energia de origem térmica para os próximos dez anos. A mudança visava conferir mais confiabilidade ao parque gerador de energia, evitando o risco de déficit energético pela redução do nível de água dos reservatórios das usinas hidroelétricas (Santos, 2002).

As ações determinantes para fazer deslanchar o programa foram lançadas no primeiro semestre de 1999, quando o Ministério de Minas e Energia passou a coordenar as discussões com empreendedores e investidores dispostos a participar de projetos prioritários de geração termoelétrica.

Era estimado que o programa contaria com investimentos de R\$ 12 bilhões (de um total estimado de R\$ 45 bilhões atualmente necessários para revitalizar o Setor Elétrico). O BNDES tem participação no programa com financiamentos, de até 30% do custo total do empreendimento, para a construção das usinas (Emae e ERM Brasil, 2002).

O programa contava com a participação da Petrobrás, da Eletrobrás, do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, da Agência Nacional de Energia Elétrica e da Agência Nacional de Petróleo (Emae e ERM Brasil, 2002).

De acordo com este programa, a construção dessas 51 usinas termoelétricas proporcionaria os seguintes benefícios, além dos já citados:

- Aumentar mais rapidamente a oferta de energia elétrica;
- Reduzir investimentos em transmissão;
- Evitar as perdas de energia associadas a linhas demasiadamente extensas;
- Melhorar o atendimento aos estados “importadores” de energia elétrica, como o Rio de Janeiro e o Espírito Santo;
- Garantir o suprimento de regiões ainda isoladas do sistema interligado, como é o caso de alguns estados da Amazônia;
- Viabilizar a instalação de pólo siderúrgico, na área de Corumbá; e
- A eventual extensão do gasoduto a Goiás e Brasília – melhorar a qualidade da energia elétrica ofertada à região Centro-Oeste.

Para que este programa tenha continuidade o Governo Federal seria responsável por:

- Garantir o fornecimento de gás natural;
- Elaborar legislação adequada para o setor;
- Estabelecer regras claras sobre o preço do gás e as tarifas elétricas; e
- Alocar recursos do BNDES para o eventual financiamento da parte nacional, em parcela correspondente a não mais de 30% do empreendimento.

A primeira versão do Plano identificou 15 projetos prioritários, totalizando 12 GW_{EL}; com previsão de operação até 2003. Algumas regulamentações específicas foram definidas para esses projetos, incluindo a criação do Valor Normativo (VN). Esse se constituía em um mecanismo centralizado de transferência de custos estabelecendo o valor máximo que poderia ser repassado às tarifas elétricas pelas companhias de distribuição de eletricidade que adquirissem eletricidade gerada a partir de origem térmica (bem mais cara). A revisão da tarifa deveria ocorrer em períodos anuais. O VN foi estabelecido com base na taxa de câmbio do dólar americano e no preço do gás (Santos, 2002).

Mesmo com diversas vantagens, nenhum dos 15 projetos preferenciais do PPT foi executado. Em fevereiro de 2000, o governo decidiu publicar uma versão revisada do PPT, o que representou um plano ainda mais ambicioso, envolvendo a construção de 49 termoelétricas a gás até 2004, com uma capacidade combinada de 17 GW_{EL}.

Essas plantas consumiriam cerca de 90 milhões de m³/d de gás natural. Esse plano foi rapidamente aumentado para 51 plantas, totalizando 22 GW_{EL} e implicando consumo de 93 milhões de m³/d. A primeira versão do PPT fora criticada pelos seus critérios de seleção dos quinze projetos prioritários. Assim, na segunda versão do PPT, o governo procurou identificar praticamente todas as oportunidades de térmicas existentes em todo o país, sinalizando que todas poderiam receber vantagens especiais. A seleção final dos projetos surgiria como resposta às pressões de políticos locais e governadores estaduais, bem como dependendo de sua real competitividade.

Até abril de 2000, nenhum dos quarenta e nove (ou cinquenta e um) projetos havia sido lançado. Aparentemente, o problema estava na fórmula de cálculo do preço do gás. A Petrobrás foi “convidada” a oferecer uma solução alternativa, com um preço de gás misto, indexado também à inflação do dólar. O novo preço foi estabelecido em 2,475 US\$/MMBtu, indexado ao *US Produce Price Index - All Commodities* (PPI). Por volta de janeiro de 2001, cerca de 10 projetos estavam em construção. Todos esses projetos eram apoiados pela Petrobrás, que atuava como acionista (Santos, 2002).

Enquanto isso, os produtores de energia independentes ainda relutavam em investir em termoelétricas no país. As extremas oscilações do real perante ao dólar criaram ainda mais dificuldades e incertezas.

Diante deste quadro crítico e da perspectiva de um cenário ainda pior para os anos seguintes, foram emitidas algumas Medidas Provisórias, sendo a redação final dada pela MP-2152-2, de 1º de junho de 2001, que cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial decorrentes da atual situação hidrológica crítica, a fim de compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica.

A extrema gravidade da situação ficou evidenciada pela utilização de palavras como “crise”, “emergência”, “colapso” e “calamidade pública”, que não se ouvia coletivamente, em nível nacional, desde a Segunda Guerra Mundial (Santos, 2002).

A referida MP outorgou as seguintes atribuições ao GCE:

- Regular e gerenciar o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica;
- Estabelecer e gerenciar o Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica;
- Acompanhar e avaliar as conseqüências macro e microeconômicas da crise de energia elétrica e das medidas adotadas para o seu enfrentamento;
- Propor medidas para atenuar os impactos negativos da crise de energia elétrica sobre os níveis de crescimento, emprego e renda;
- Propor o reconhecimento de situação de calamidade pública;
- Estabelecer limites de uso e fornecimento de energia elétrica;
- Estabelecer medidas compulsórias de redução do consumo e de suspensão ou interrupção do fornecimento de energia elétrica;
- Propor a alteração de tributos e tarifas sobre bens e equipamentos que produzam ou consumam energia;
- Decidir quanto à implantação de racionamento e suspensão individual e coletiva do fornecimento de energia elétrica;
- Definir o órgão ou a entidade responsável pela implantação e execução das medidas determinadas;
- Articular-se com os Poderes da União e dos demais entes federados objetivando a implantação de programas de enfrentamento da crise de energia elétrica;
- Impor restrições ao uso de recursos hídricos não destinados ao consumo humano e que sejam essenciais ao funcionamento de usinas hidroelétricas;
- Propor, observado o disposto na Lei Complementar n. 101, de 4 de maio de 2000, o ajustamento dos limites de investimentos do setor elétrico estatal federal;

- Adotar outras medidas para a redução do consumo e ampliação da transmissão e da oferta de energia elétrica;
- Estabelecer negociações com setores específicos de consumidores para maior economia de consumo de energia elétrica;
- Estabelecer procedimentos específicos para funcionamento do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) em situações de emergência; e
- Estabelecer diretrizes para as ações de comunicação social dos órgãos e entidades do setor energético, buscando a adequada divulgação dos programas de que trata a Medida Provisória.

O Programa Emergencial, através das Resoluções da GCE, estabeleceu uma série de providências para minimizar a crise. Para o curto prazo, foram implantadas as alternativa de racionamento voluntário e involuntário, seguido, caso necessário, de cortes intempestivos de energia (conhecidos popularmente por “apagões”). Deste modo, a GCE tenta atacar de imediato o efeito e, no longo prazo, a causa (Emae e ERM Brasil, 2002).

O impacto distributivo do racionamento ou “apagão” na desaceleração das economia interna é praticamente imensurável, principalmente sendo considerados os danos sociais. Além do desconforto traumático pela redução compulsória do consumo, perda de segurança pública, mudança de hábitos da população, mudança de horário do comércio e bancos e redução dos níveis de tensão, no primeiro mês, já haviam sido registrados, entre outros, os seguintes fatos relacionados à crise energética:

- Redução do previsão de crescimento do PIB. As projeções apontavam, para o ano 2002, uma aumento da ordem de 4,0% antes do racionamento, enquanto dados do BEN (2003) indicam que o PIB cresceu somente 1,52% em 2002, desempenho resultante do crescimento de 2,1% da indústria, de 1,41% do comércio e negativo de 0,31% da agricultura.
- Redução nas vendas de eletrodomésticos, em média, 34%, sendo que alguns produtos ultrapassaram 50%, enquanto, em contrapartida, outros produtos, como por exemplo, lâmpadas frias e velas, tiveram uma explosão de vendas, mas não são significativos na economia;

- A forte redução de 21,6% na arrecadação da CPMF (Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira) reflete a contração das vendas no comércio varejista;
- Redução significativa no faturamento das concessionárias de distribuição de energia elétrica e na margem bruta. Com o racionamento para a redução do consumo na casa dos 20%, as distribuidoras sofrerão perdas de receita pelas mais variadas formas. As previsões apontam que empresas de energia obterão uma margem bruta de 18,4% em 2001, quando, sem o efeito do racionamento, este patamar seria muito maior, de 24,7% no ano. Esta tendência está sendo mantida, surgindo pequenos sinais de crescimento em 2005, devido às mudanças de hábitos dos consumidores;
- Com a notícia de redução da receita, as ações das distribuidoras sofreram uma queda da ordem de 30% no mercado de capitais. A volatilidade deste segmento está introduzindo outros riscos financeiros na economia das empresas, reduzindo o valor de seus ativos e afugentando investidores;
- O preço da energia no mercado spot (MAE - Mercado Atacadista de Energia) atingiu valores elevadíssimos. As empresas distribuidoras que recorrerem ao MAE, para suprir suas deficiências contratuais, terão que diluir este aumento no “mix” tarifário ou de algum modo repassar para os consumidores (Emae e ERM Brasil, 2002).

Santos (2002) comenta que o interesse dos agentes econômicos continua bastante limitado, atrasando ainda mais as decisões de investimento. Apesar do governo ter estabelecido setembro de 2001 como a data limite para que os interessados incluíssem os seus projetos no Plano Emergencial, beneficiando-se dos incentivos aplicados, até janeiro de 2002, somente algumas poucas usinas, a maioria delas apoiada pela Petrobrás, aceitaram a oferta e puseram se em andamento. Mesmo essas caminham lentamente e o governo continua estudando novas possibilidades de viabilizar economicamente essas termoelétricas a gás.

3.3.3.5 Inconsistências do novo modelo

Apesar de ter ocupado um grande espaço na mídia, Santos (2002) afirma que o programa termoelétrico brasileiro está longe de tornar-se realidade. Muitos

aspectos têm sido apontados pelos investidores como obstáculos à consolidação da termoeletricidade a gás do Brasil. Na maior parte dos casos, não se trata de distorções do mercado, como tem sido freqüentemente indicado por vários analistas. Pouco tem a ver com problemas regulatórios, muitas vezes citados como os grandes vilões a inibir os investimentos, ainda que não se conheça muito bem quais são, de fato, esses problemas regulatórios tão restritivos.

A adoção de um modelo termoelétrico a gás natural apresenta inconsistências estruturais profundas com a realidade energética brasileira. Essas têm sido simplesmente acobertadas ou ignoradas pelos formuladores da política energética. O objetivo é estimular e direcionar os investimentos. Porém, insistir nas inconsistências somente será possível através de distorções importantes nas forças do mercado, fazendo tais políticas pouco críveis e insustentáveis.

Mesmo em mercados bem mais desenvolvidos, tem havido uma discussão sobre a real competitividade do gás em relação a outros energéticos mais tradicionais, como o carvão e o nuclear. É verdade que em lugar algum o petróleo tem restabelecido a sua posição passada na geração de eletricidade. A energia nuclear também vive momentos de indefinições, podendo ser resgatada em alguns mercados importantes, mas devendo ser rejeitada em outros. Contudo, o avanço das tecnologias limpas do carvão poderá minar parcialmente a competitividade do gás na geração elétrica.

Santos (2002) confirma que no Brasil, o gás natural deverá deslocar a hidroeletricidade. Trata-se de uma competição difícil, pois, ao contrário do que tem sido freqüentemente anunciado, o Brasil ainda dispõe de potenciais hidráulicos muito competitivos, que podem deslocar os investimentos em térmicas. Não pode ser desprezado o fato que o Brasil é um país privilegiado, pois possui uma rede hidrográfica extensa e densa, dividida em oito grandes bacias, as quais dispõe de aproximadamente 5.619 km³/ano de deflúvio, o que representa cerca de 13% dos deflúvios dos rios do mundo.

Os potenciais investidores em geração termoelétrica acreditam que a abundância de energia hidroelétrica impede a construção de novos projetos de geração à gás. Há grandes possibilidades de um “excesso” de energia no mercado, levando-se em consideração a capacidade de geração e o atual nível de consumo, que voltou aos patamares de 1998. Pode-se admitir a existência de pelo menos 11 novas termoelétricas em construção (e patrocinadas pela

Petrobrás), totalizando aproximadamente 4,4 GW_{EL} de capacidade instalada. Se forem acrescentados os novos projetos hidroelétricos, a oferta adicional de energia sobe para 35 GW_{EL} nos próximos anos.

Nesse cenário, será economicamente inviável a construção de uma termoelétrica a gás porque, havendo excesso de oferta hidroelétrica, o Operador Nacional do Sistema (ONS) privilegia o despacho da energia mais barata, no caso a hidroelétrica. As termoelétricas deverão ficar paradas nos períodos de cheia dos lagos das usinas, caracterizando, assim, a operação de complementação térmica do sistema hídrico. Porém, uma termoelétrica a gás é inapropriada para essa complementação, pois está amarrada em uma obrigação contratual de compra do gás natural através de cláusulas de take or pay.

Por isso mesmo, em março de 2002, a Petrobrás anunciou a desaceleração do seu programa de investimentos em geração termoelétrica. A empresa estava aumentando consideravelmente a sua exposição aos riscos, comprometendo-se com a compra de um volume excessivo de eletricidade a ser gerada pelas suas 11 termoelétricas. No total, a Petrobrás estava envolvida em mais de 45 projetos, entre usinas em que era controladora e outras nas quais detinha participação minoritária. O fluxo de investimento foi descontinuado na expectativa de um melhor conhecimento das tendências do mercado e do comportamento das chuvas (Santos, 2002).

É impossível deixar de reconhecer os avanços tecnológicos e econômicos do gás natural enquanto opção de geração de energia elétrica no mundo. É parcialmente por isso que o Plano Decenal de Expansão 1998/2007 da Eletrobrás previu uma série de térmicas a gás, enquanto o Plano 2010 sequer apresentava o gás como competidor em relação às usinas a carvão e nuclear.

É intuitivo imaginar que as térmicas a gás deverão operar com maior intensidade nos meses secos (de maio a outubro), quando a disponibilidade de água no sistema hídrico é menor, sendo despachada com menos ímpeto durante os meses úmidos (de novembro a abril), pois dada a base hídrica do sistema elétrico brasileiro, o segmento de geração elétrica a gás apresentará uma grande volatilidade. As sazonalidades do consumo de gás para fins termelétricos deverão ser marcantes e repercutirão fortemente no consumo agregado de gás à medida que aumente a participação desse segmento na demanda total.

Além das enormes diferenças que deverão ocorrer, em termos de consumo de gás, entre as estações seca e chuvosa do sistema hídrico, devem-se adicionar outros elementos de incerteza igualmente graves, como o impacto do crescimento econômico no consumo de eletricidade e a aleatoriedade do comportamento das chuvas em um país tropical como o Brasil. Esses elementos também são bastante complexos para a viabilização da termoeletricidade a gás na realidade elétrica brasileira.

No final de 1999 devido novamente, à escassez exagerada de chuvas no período de estiagem, assistimos a uma nova mudança das expectativas. A super oferta de eletricidade passou a ser encarada como passageira e os riscos de déficit aumentaram novamente. No final do ano 2000 e início de 2001, a economia brasileira voltou a crescer e a estiagem foi ainda mais dramática, multiplicando as incertezas e criando um quadro de déficit real de energia elétrica, o que obrigou o país a adotar um amplo programa de racionamento de eletricidade a partir de abril de 2001. As perspectivas mostraram-se extremamente favoráveis para qualquer geração termoeleétrica.

Porém, novamente, o medo foi apaziguado assim que chuvas fortes, acima das médias históricas, permitiram a recuperação parcial dos níveis d'água dos reservatórios das hidroelétricas. Rapidamente, desapareceu a competitividade da geração térmica. O sistema hídrico operou com relativo conforto ao longo dos próximos anos e novas ameaças de déficit deverão surgir apenas a partir de 2006.

Porém, ocorrendo a recuperação do crescimento econômico, o Brasil estará, outra vez, discutindo a necessidade urgente de expandir a sua capacidade de geração elétrica. Se as chuvas escassearem ou voltarem a atrasar, os custos de geração aumentarão, assim como os riscos de déficit. Novas medidas paliativas serão induzidas, investimentos em conservação serão implementados e os consumidores aprimorarão a gestão de sua demanda. Ao mesmo tempo, investimentos emergenciais em geração demonstrar-se-ão competitivos novamente.

Essa é a nova dinâmica de funcionamento do setor elétrico brasileiro. Dado que o sistema opera com margens de reserva diminuídas, será necessário conviver com especulações e volatilidade crescentes. Em realidade, essas incertezas e oscilações bruscas não favorecem o uso intenso de termoeletricas a

gás. Pelo contrário, as flutuações conjunturais da economia, do câmbio, da disponibilidade de água nas represas e do preço do gás revelam a vulnerabilidade do modelo.

Não há dúvida que uma maior complementação hidrotérmica é salutar para o Brasil. No curto prazo, admitindo-se os cenários de carência de água no sistema hídrico, as termoelétricas serão atrativas e competitivas, podendo operar como uma política de seguro para os consumidores de eletricidade. O despacho mais intenso das unidades térmicas encarecerá o custo médio de geração, devendo refletir-se em aumentos marginais das tarifas. Esse custo adicional para o consumidor deverá ser substancialmente menor do que o custo do déficit, isto é, o custo econômico de permanecer sem eletricidade ou carregar um programa de racionamento. O equilíbrio será mantido através de medidas de conservação de energia e gestão de demanda, que reduzirão a necessidade de geração térmica, amenizando o seu impacto tarifário (Santos, 2002).

Santos (2002) comenta que tão logo os níveis d'água dos reservatório sejam recuperados (como ocorreu em dezembro 2001 e janeiro 2002), a geração termoelétrica torna-se muito mais custosa do que a eletricidade produzida pelo sistema hídrico. Assim, o preço spot não deverá permanecer elevado. De fato, em fevereiro de 2002, o preço do MAE despencou para cerca de 8,00 R\$/MWh_{EL}, isto é, tornou qualquer geração térmica inviável. Em uma situação de oferta abundante de água nos reservatórios, a energia do sistema hídrico é muito mais barata do que aquela gerada por qualquer termoelétrica.

Analisando esse aspecto, Ramos & Paiva (1998) apud Santos (2002), assinalam que o combustível mais adequado à complementação térmica pode ser definido como aquele desvinculado de processos ou sistemas autônomos a montante das unidades geradoras, e que não podem ser desligados nas condições de superávit hídrico. Por exemplo, essa independência fica prejudicada quando o funcionamento da usina térmica segue o planejamento de operação de outros empreendimentos como gasodutos, em regime *take-or-pay*, ou refinarias produzindo óleos ultraviscosos. A necessidade de operar o empreendimento a montante obrigará a contínua operação da geração térmica, mesmo quando houver água disponível nas barragens.

Assim, as centrais termoelétricas a gás natural, embora possam ser alternativas de expansão aparentemente muito atrativas, quando são integradas

em sistemas predominantemente hidroelétricos, podem, na verdade, conduzir todo o sistema a operar com custos mais elevados e grandes ineficiências energéticas.

As restrições operacionais de suprimento do combustível estarão em conflito com o requisito de flexibilidade que essas usinas devem apresentar para otimizar a operação do sistema.

Ocorrendo algum tipo de desvio dessa operação ótima, incorre-se em um baixo aproveitamento da complementação térmica e um uso ineficiente e inconsistente da energia, pois promoveremos, em paralelo, mais geração térmica e grandes vertimentos de água no sistema hídrico. Esse é um quadro inaceitável do ponto de vista energético e ambiental. Consumir energia não renovável em detrimento da energia renovável não parece racional sob a perspectiva do melhor uso da energia. Ademais, consumir gás, gerando emissões, que têm impactos ambientais (por exemplo, em relação ao efeito estufa) e desperdiçar água nos reservatórios já construídos, não é coerente com os novos valores impostos pelo Protocolo de Quioto.

Santos (2002) afirma que existem grandes incertezas sobre como esse modelo será implantado e se ele é sustentável no longo prazo. Além disso, é muito difícil prever como os preços spot deverão comportar-se no futuro. Pode-se agora apenas reconhecer-se que a volatilidade do mercado será muito grande.

3.3.4 A energia termoelétrica a partir da biomassa

Sua maior aplicação está na cogeração industrial, a partir de resíduos do processo. O uso da biomassa (lenha, casca de arroz, restos de madeira, etc.) também tem sido cogitado. Essas aplicações têm sido restritas a pequenos aproveitamentos, mas seu impacto na complementação térmica da hidreletricidade deverá aumentar ao longo do tempo (Reis, 2003).

A turfa e o xisto betuminoso também apresentam certa perspectiva de aplicação no país. O bagaço da cana-de-açúcar, no setor sucro-alcooleiro, é usado em sistema de cogeração, produzindo vapor e eletricidade para consumo próprio. Já há usinas vendendo energia elétrica para o sistema conforme as regras do novo cenário para os Produtos Independentes de Energia (PIE) (Reis, 2003).

A cogeração é a produção combinada de energia elétrica (através da produção de energia mecânica) e de energia térmica (produção de calor ou frio útil), a partir de uma única fonte de combustível. Pode utilizar quase todos os tipos de resíduos industriais, bem como outros combustíveis que, normalmente, já são utilizados pelos processos industriais das empresas, por exemplo, gás natural, óleo combustível, óleo diesel ou biomassa. A cogeração pode ser obtida através de ciclos de vapor simples, em ciclos com turbinas a gás ou em ciclos com motores térmicos (Santos, 2002).

Em certos países, como a Índia, é grande o uso de biomassa vegetal e animal para fins energéticos nas regiões mais pobres. No Brasil, esse tipo de utilização não passou de projetos-piloto e não conseguiu sucesso, principalmente devido a problemas culturais, além de outros, associados com o adequado tratamento de projetos de eletrificação (ou energização) rural e de sistemas isolados (Reis, 2003).

No contexto da biomassa, mais recentemente, começaram a ser considerados no Brasil os sistemas de geração de energia elétrica a partir dos resíduos urbanos (lixo). Alguns projetos se encontram em andamento, nas mais diversas fases, nas grandes capitais ou em municípios de porte compatível com a aplicação desse tipo de tecnologia. É importante lembrar que, com vistas a construir um modelo de desenvolvimento sustentável, a questão do tratamento dos resíduos, de qualquer tipo e proveniência, é hoje um dos principais desafios da humanidade.

Projetos associados à geração de energia elétrica a partir da utilização de resíduos urbanos (lixo) também começaram a ser estudados e até mesmo implementados no Brasil, podendo ser citado por exemplo o aterro Bandeirantes. É um projeto realizado em conjunto com as empresas Biogás, Sotreq/Caterpillar, Grupo Unibanco e a Prefeitura de São Paulo, localizado no bairro Perus Zona Norte de São Paulo. É composto por uma central de biogás (4.500kcal/m^3) com $12.000\text{ m}^3/\text{h}$, cujo principal gás é o metano (CH_4), uma termoelétrica a biogás com 24 grupos geradores de 925kW_{EL} , cada um totalizando 20MW_{EL} disponíveis, descontando-se o consumo próprio. O aterro possui área total de $1,5\text{ km}^2$ e recebe aproximadamente 7.000 toneladas de lixo domiciliar por dia. Está sendo utilizado nesta etapa cerca de 60% do potencial do aterro. A proposta do empreendimento é atender às agências do Grupo Unibanco e o excedente suprir

a demanda do bairro, que necessita de investimentos em distribuição de energia elétrica local (Eletricidade Moderna, 2004).

Examinada de forma integrada, a geração de energia elétrica a partir do lixo urbano é um dos componentes de denominada Gestão Integrada de Resíduos (GIR), voltada ao tratamento da questão, e que apresenta outros aspectos importantes também relacionados com energia.

A Gestão Integrada de Resíduos tem como base as ações conhecidas como os 3Rs, isto é, Redução, Reutilização e Reciclagem, sendo os objetivos principais o aumento de eficiência do uso da energia e recursos e a redução da geração de resíduos ao mínimo (Reis, 2003).

Concorrem, para alcançar estes objetivos, as seguintes práticas, apresentadas na ordem decrescente do potencial de economia de energia:

- redução na fonte;
- reciclagem de materiais;
- incineração de resíduos com recuperação de energia (geração);
- geração de energia elétrica pela coleta dos gás metano, o qual é obtido através da decomposição anaeróbica em aterros sanitários, por exemplo;
- compostagem de resíduos orgânicos.

3.3.5 A energia termoeétrica a partir de centrais nucleares

Os choques internacionais do petróleo, nos anos 1970, e a crise energética subsequente levaram à busca de fontes alternativas de geração de eletricidade. Nesse contexto, a energia nuclear era vista como a alternativa mais promissora, recebendo a atenção de muitos analistas e empreendedores, assim como vultosos investimentos. Em pouco mais de duas décadas, passou de uma participação desprezível (0,1%) para 17% da produção mundial de energia elétrica, ocupando assim o terceiro lugar entre as fontes de geração (ANEEL, 2002).

No final de 1996, havia 442 usinas nucleares em operação no mundo, totalizando 350 GW_{EL} de potência instalada e 2.300 TWh_{EL} de energia gerada. Cerca de 80% da capacidade instalada está nos países da OCDE, dentre os quais se destacam os EUA, com 28%, a França (18%) e o Japão (12,5%). Os valores são similares em termos de geração de energia elétrica (ANEEL, 2002).

Contudo, o futuro da energia nuclear não é muito promissor, em virtude dos problemas de segurança e dos altos custos de disposição dos rejeitos nucleares. Com exceção de pouquíssimos países, dentre os quais a França e o Japão, a opinião pública internacional tem sido sistematicamente contrária à geração termonuclear de energia elétrica. Nos últimos anos, o número de centrais nucleares em operação tem sido radicalmente reduzido, sendo comparável àquele dos anos 1960, quando teve início o desenvolvimento da indústria de energia nuclear (ANEEL, 2002).

Até o momento, a energia nuclear no Brasil limitou-se às centrais de Angra dos Reis. Como na maior parte do mundo, aqui também a geração de energia nuclear tem encontrado grande oposição não só devido aos altos custos, como também pelos sérios problemas associados aos resíduos radiativos e à segurança, que têm levado a grandes esforços de pesquisa para que esse tipo de energia possa se tornar utilizável de forma menos impactante.

Novos conceitos de pequenas centrais nucleares, auto-seguras e com lixo nuclear mais facilmente manejável, têm sido desenvolvidos com o argumento de que talvez se tornem atrativos e competitivos a médio e longo prazos. Desse modo, o futuro da energia nuclear no Brasil, assim como em termos mundiais, vai depender largamente da reação da indústria nuclear e de sua resposta aos desafios da segurança e tratamento do resíduo atômico.

No Brasil, encontram-se em operação, no momento, as usinas de Angra I e Angra II. Travam-se discussões acaloradas sobre a conveniência ou não de prosseguir com Angra III, que já consumiu substancial investimento e conta com muitos equipamentos adquiridos, o que implica custos de manutenção. Essas discussões envolvem também as já referidas questões da segurança e do lixo radiativo, além da importância de manter e permitir a evolução da capacitação tecnológica já alcançada no Brasil, inclusive quanto ao ciclo do combustível nuclear (Reis, 2003).

4 LEGISLAÇÃO AMBIENTAL NO BRASIL

A poluição é definida como uma alteração indesejável nas características físicas, químicas ou biológicas da atmosfera, litosfera ou hidrosfera, que cause ou possa causar prejuízos à saúde, à sobrevivência ou às atividades dos seres humanos e outras espécies, ou ainda deteriorar materiais (Braga, 2005).

Poluição é a emissão de resíduos sólidos, líquidos e gasosos em quantidade superior à capacidade de absorção do meio ambiente. Esse desequilíbrio interfere na vida dos animais e vegetais e nos mecanismos de proteção do planeta. O conceito de poluição está ligado à ação do homem em relação ao meio em que vive, entretanto pode existir a poluição natural que é aquela causada por fenômenos naturais, tais como vulcões em erupção, furacões ou excesso de chuvas (Braga, 2005).

Considera-se impacto ambiental qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetam a saúde, a segurança e o bem estar da população, as atividades sociais e econômicas, a biota, as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente e a qualidade dos recursos ambientais (Derísio, 1992).

Verifica-se então que existem diversos tipos de poluição, entretanto os principais são a atmosférica, a aquática, do solo e sonora.

Ocorre que, no passado não havia o mínimo de preocupação com o meio ambiente, sendo que isto gerou um passivo ambiental de proporções monumentais. Atualmente, existe uma maior ação do homem com relação ao meio ambiente, com a formação de Organizações não Governamentais (Ongs), promulgação de leis ambientais e ações de fiscalização. Mesmo com as ações atualmente adotadas, a situação ambiental no planeta é gravíssima, pois existem muitas propostas, inúmeras pesquisas, inflamados discursos, porém na prática o que vem ocorrendo é que pouco efeito positivo tem se alcançado, pois continua em crescimento o uso de combustíveis fósseis, acidentes ambientais diversos e

graves são observados e muito tem se ignorado e até mesmo negligenciado a este respeito.

Milaré (2005) avalia que a precária implementação das leis ambientais se deve a um conjunto de fatores dos quais se destacam:

- a falta de consciência e educação dos cidadãos, que leva a considerar como normais as inconseqüentes e ilegais violações do ambiente,
- a pouca credibilidade dos órgãos ambientais, destacando o poder Judiciário que é visto correntemente como inacessível, lento, caro e sem qualquer especialização para o trato das questões ambientais,
- a desconsideração do meio ambiente como prioridade política efetiva e a aberrante repartição dos recursos orçamentários, pois é sabido que a prioridade orçamentária é o termômetro da prioridade política e social, sendo as questões ambientais prejudicadas perante o privilégio dado a outros setores,
- a inadequação do sistema fiscalizatório e do controle das agressões ambientais, nos quais, além do desaparecimento das instituições, estão sempre presentes riscos e até ocorrências de corrupção e suborno,
- a concentração exagerada da implementação ambiental nas mãos do Estado, tido muita das vezes como o maior ou um dos maiores degradadores do meio ambiente;
- o obsoletismo do sistema jurídico como um todo e a atecnicidade da legislação ambiental.

4.1 Organização e competência institucional

As questões relativas à política ambiental inserem-se no grupo de normas sobre as quais incide a competência suplementar para estados e municípios (estes últimos buscando o interesse local, conforme artigo 30, Inciso I da Constituição Federal), como também acerca das quais a União só pode ditar “normas gerais” (Jungstedt, 2002).

Esses parâmetros estão localizados no art. 24 Incisos VI e VII da Constituição Federal, que autoriza expressamente os estados da Federação a legislar concorrentemente à União sobre florestas, caça, pesca, fauna,

conservação da natureza, defesa do solo e dos recursos naturais, proteção do meio ambiente e controle da poluição; proteção ao patrimônio histórico, cultural, artístico, turístico e paisagístico; e no artigo 30, Incisos I e II, que autoriza os municípios a legislar supletivamente à legislação federal/estadual sobre assuntos de interesse local (São Paulo – Estado, 2000).

Em seu parágrafo 1º, fixa a competência da União em estabelecer apenas normas gerais, não exclui a competência suplementar dos Estados em seu parágrafo 2º e, no parágrafo 3º atribui competência legislativa plena aos Estados para atender as suas peculiaridades, em caso de inexistência de Lei Federal; as normas gerais federais prevalecerão em caso de superveniência, suspendendo-se a eficácia de regras que as contrariem.

Isto quer dizer que os Estados e Municípios têm plena competência para legislar em matéria ambiental, desde que não se contrariem preceitos estabelecidos pelas leis federais, ou seja, desde que as novidades não tragam disfarçada desobediência às regras gerais. Desse modo, governos estaduais e prefeituras municipais podem tornar as normas federais mais restritivas, mas nunca menos restritivas do que aquelas válidas em todo território nacional (Derísio, 1992).

Por outro lado, cumpre consignar que, muito embora a competência legislativa seja concorrente, a competência executiva para “proteger o meio ambiente e combater a poluição em qualquer de suas formas”, bem como para “preservar as florestas, a fauna e a flora”, é comum, conforme determinado pelo artigo 23 da Constituição Federal, entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, cabendo a qualquer destes entes a atribuição/responsabilidade de promover ações aptas a tais fins (São Paulo – Estado, 2000).

Estas atribuições foram assumidas plenamente pela Constituição Estadual de São Paulo em seus artigos 191 a 204 que compõem o seu capítulo específico de Meio Ambiente. Estas disposições também são dirigidas aos Municípios do Estado e foram assumidas integralmente pela Lei Orgânica do Município de São Paulo (Jungstedt, 2002).

Assim, a preservação, conservação, defesa, recuperação e melhoria do meio ambiente natural, artificial e do trabalho são deveres do Estado e dos Municípios, com a participação da coletividade, atendidas as peculiaridades regionais e locais e em harmonia com o desenvolvimento social e econômico.

Isto quer dizer que os órgãos pertencentes ao SISNAMA, dentro de suas esferas de competência, têm a obrigação legal de fazer valer os imperativos do Programa Nacional do Meio Ambiente (PNMA), seus mecanismos e instrumentos, ainda que não exista, no nível estadual ou municipal, norma ambiental própria (Milaré, 2005).

4.2 Aspectos legais e institucionais

No caso do Brasil, em que as três esferas, a Federal, a Estadual e a Municipal conduzem a administração, é muito importante a integração entre essas esferas na distribuição dos encargos e responsabilidades, na fixação e aplicação da política de controle da poluição das águas (Derísio, 1992).

Hoje no Brasil, na esfera federal, são estabelecidas as normas gerais para o país como um todo. Existe também a possibilidade legal de uma ação ou sanção da esfera federal quando da omissão ou falta de condições técnicas da autoridade estadual.

Ao estado cabe a principal responsabilidade de atuação na área de controle, englobando desde o planejamento e estabelecimento de programas, até a execução, acompanhamento e fiscalização dos mesmos.

Em relação à esfera municipal, cabe o estabelecimento do Plano Diretor envolvendo, dentre outros aspectos importantes, um adequado uso do solo (Derísio, 1992).

4.2.1 Controle das águas

Em termos de recursos hídricos, continua válido o antigo Código de Águas de 1934, concebido de forma a tornar demasiadamente centralizado o domínio nas mãos da União, situação que não mudou com a nova Constituição (Milaré, 2005).

Cumprido denotar também que o Código das Águas, nos seus artigos 98 e 109 a 116, veda expressamente qualquer tipo de “poluição” das águas prevendo, para tal, punições definidas pelo Código Penal, ressaltando-se aqui que a expressão “poluir” abrange a inutilização total ou parcial ou a contaminação da água por qualquer modo ou agente (Milaré, 2005).

A Constituição reserva como bens da União os lagos, rios e quaisquer correntes d'água em terrenos de seu domínio, ou que banhem mais de um Estado, sirvam de limites com outros países, ou se estendam a território estrangeiro ou dele provenham, bem como os terrenos marginais e as praias fluviais. As demais coleções hídricas são consideradas como bens estaduais, ressalvando-se, entretanto, como pertencentes à União "os potenciais de energia hidráulica" (Jungstedt, 2002).

Na esfera Federal, os primeiros passos mais objetivos em termos de controle da poluição das águas surgiram com a criação da Secretaria Especial do Meio Ambiente (SEMA), subordinada ao extinto Ministério do Interior, instituída pelo Decreto n. 73.030, de 30/10/73 (Derísio, 1992).

Com o surgimento de uma secretaria específica, relativa ao meio ambiente, foram editados uma série de leis, decretos, portarias e resoluções, completando os vários aspectos ambientais envolvidos (Milaré, 2005).

Dentre os instrumentos legais editados, após a criação da SEMA, cabe destacar o Decreto n. 88.531, de 01/08/83, que regulamentou as Leis 6.938, de 31/08/81 e 6.902, de 27/04/81, que dispõem respectivamente sobre a Política Nacional do Meio Ambiente e sobre a criação de Estações Ecológicas e Áreas de Proteção Ambiental. Este decreto criou o Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA) e o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) (Derísio, 1992).

Em 1989, a SEMA foi extinta pela Lei n. 7.735 e incorporada ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), criado com a finalidade de formular, coordenar, executar e fazer exercitar a política nacional do meio ambiente e da preservação, conservação e uso racional, fiscalização, controle e fomento dos recursos naturais renováveis (Derísio, 1992).

A Agência Nacional de Energia Elétrica, autarquia vinculada ao Ministério das Minas e Energia, instituída pela Lei Federal n. 9.427 de 26/12/96 e vinculada ao Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (SNGRH), tornou-se o principal órgão responsável pelo ordenamento da utilização de recursos naturais pelo setor elétrico, vindo a substituir atribuições e competências antes conferidas ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), tais como o planejamento, coordenação e execução de estudos hidrológicos em todo o território nacional, supervisão, fiscalização e controle das águas e usos que alterem seu regime, bem como pela supervisão, fiscalização e controle dos

serviços de eletricidade, sejam estes prestados por concessionários, permissionários, autorizadas, produtores independentes ou autoprodutores (EMAE e ERM, 2002).

Em janeiro de 1997, dando cumprimento ao estabelecido no Artigo 21, inciso XIX, da Constituição Federal, foi baixada a Lei Federal n. 9.433 instituindo o SNGRH, alterando este cenário centralizador. Em 17/07/2000 foi criada a Agência Nacional de Águas (ANA), entidade federal com a atribuição de implementar a Política nacional de Recursos Hídricos, sendo importante considerar que suas diretrizes também devem ser tidas como complementares às normas ambientais editadas pelo CONAMA (Rocco, 2005).

Portanto, as antigas diretivas emanadas do DNAEE, bem como a partir de 26/12/96 da ANEEL, devem ser consideradas, de certa forma, como legislação complementar do PNMA, pois do ponto de vista da legislação ambiental, essas diretivas devem se conformar com as normas baixadas pelo CONAMA, a quem compete, expressamente, na forma do disposto no inciso VII do art. 8º da Lei n. 6.938/81, “estabelecer normas, critérios e padrões relativos ao controle e à manutenção da qualidade do meio ambiente com vista ao uso racional dos recursos ambientais, principalmente os hídricos” (EMAE e ERM, 2002).

Com a promulgação da Lei de Crimes Ambientais, Lei Federal n. 9.605/98, em seu artigo 54, ficou definido como crime, sujeito a penas de detenção ou reclusão conforme as circunstâncias, todas e quaisquer ações que venham a “causar poluição de qualquer natureza, em níveis tais que resultem ou possam resultar em danos à saúde humana, ou que provoquem a mortandade de animais ou a destruição significativa da flora”, deixando claro em seu parágrafo 3º que “incorre nas mesmas penas previstas no parágrafo anterior quem deixar de adotar, quando assim o exigir a autoridade competente, medidas de precaução em caso de risco de dano ambiental grave ou irreversível” (São Paulo – Estado, 2000).

Do ponto de vista de controle da poluição das águas, a legislação brasileira se baseia em dois critérios: o do corpo receptor conjugado com o lançamento de efluentes líquidos (Derísio, 1992).

Ressalta-se, ainda, que de acordo com a Resolução CONAMA n. 20 de 18/06/86, as águas doces, salobras e salinas, são classificadas, segundo seus usos preponderantes, em nove classes (Derísio, 1992).

Tendo em vista essa classificação, os órgãos estaduais competentes enquadram e estabelecem programas permanentes de acompanhamento da qualidade das águas, bem como programas de controle de poluição para a efetivação dos respectivos enquadramentos.

Com efeito, o enquadramento das águas federais é procedido pelo IBAMA, ouvidos o Comitê Especial de Estudos Integrados de Bacias Hidrográficas (CEEIBH) e outras entidades públicas ou privadas interessadas, e o enquadramento das águas estaduais é efetuado pelo órgão estadual competente, ouvidas outras entidades públicas ou privadas, para definição das condições específicas de uso de um dado curso d'água (Milaré, 2005, EMAE e ERM, 2002).

Com relação ao corpo receptor são estabelecidos padrões de qualidade em decorrência dos usos preponderantes. Em assim sendo, as águas de todo o território nacional são divididas em águas doces, salobras e salinas.

Devido aos usos, foram estabelecidos níveis de qualidade (classe) a serem alcançados ou mantidos em um segmento de um corpo de água ao longo do tempo, em decorrência dos usos preponderantes (Derísio, 1992).

Um outro dispositivo importante em termos preventivos de controle da poluição das águas foi editado em 23/01/86, através da resolução CONAMA n. 1. Essa resolução estabeleceu as definições das responsabilidades, dos critérios básicos e as diretrizes gerais para uso e implementação da Avaliação de Impacto Ambiental como um dos instrumentos do PNMA (Jungstedt, 2002, Derísio, 1992).

Na esfera estadual, no Estado de São Paulo, do ponto de vista institucional, a lei n. 118, de 29/06/73, foi muito importante, pois possibilitou a criação da CETESB, na época denominada Companhia Estadual de Tecnologia de Saneamento Básico e Controle da Poluição das Águas, a qual tinha como uma de suas principais atribuições controlar a poluição das águas em todo o território Paulista (Derísio, 1992).

Anteriormente a essa data, existia o Fomento de Saneamento Básico (FESB), criado na década de 60 e que tinha como uma de suas diretorias a CETESB, então Centro Tecnológico de Saneamento Básico (Derísio, 1992).

Atualmente, a Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (CETESB) é o órgão estadual responsável pelo controle da poluição ambiental e está hoje diretamente vinculada à Secretaria do Meio Ambiente (SMA), criada através do Decreto n. 24.932, de 24/03/86 (Derísio, 1992).

Pode-se inferir nesta esfera que o dispositivo legal que tornou-se um avanço concreto em termos de controle de poluição das águas, surgiu através do Decreto n. 8.468, de 08/09/76, o qual regulamentou a Lei N. 997, de 31/05/76 (São Paulo – Estado, 2000).

Neste decreto, além do estabelecimento de limites e condições para os corpos de água em decorrência dos usos e para os efluentes líquidos, foi introduzido o sistema de licenciamento para as fontes de poluição. Esse sistema tem sido uma ferramenta essencial nas ações de controle preventivo da poluição das águas. Um outro decreto importante no campo do controle da poluição das águas é o de n. 10.755, de 22/11/1977, referente ao enquadramento dos corpos de água de acordo com a classificação prevista no Decreto n. 8.468 (Derísio, 1992).

Através da Lei Estadual n. 7663/91, São Paulo fez instituir sua Política de Recursos Hídricos, sendo a Secretaria de Recursos Hídricos o órgão responsável pela sua implementação, por meio de Planos Diretores por Bacia Hidrográfica, por Comitês e Agências e pelo sistema de outorga de direitos de uso (EMAE e ERM, 2002; São Paulo – Estado, 2000).

No campo da poluição das águas, um outro nível a ser considerado em termos de Estado de São Paulo é o Regional, em decorrência não apenas da criação da Região Metropolitana de São Paulo (RMSP), mas principalmente, do crescimento demográfico e industrial que proporcionam, entre outros itens, a geração de uma grande quantidade de poluentes e a necessidade de proteção dos mananciais para o abastecimento público de água. Nesse nível, três instrumentos merecem ser destacados, a saber, a Lei n. 898, de 18/12/1975, a Lei n. 1.172, de 17/11/1976 e o Decreto n. o 9.714, de 19/04/1977 (São Paulo – Estado, 2000)

As leis delimitaram as áreas a serem protegidas e estabeleceram parâmetros de uso e ocupação do solo das bacias hidrográficas da RMSP, enquanto que o decreto estabeleceu as competências dos vários órgãos envolvidos, além das sanções e procedimentos para aprovação de novos empreendimentos. Do ponto de vista institucional, os órgãos envolvidos na aplicação destes dispositivos legais são a CETESB e a Empresa Metropolitana de Planejamento da Grande São Paulo S/A (EMPLASA), atualmente vinculada à Secretaria da Habitação e do Desenvolvimento Urbano (Derísio, 1992).

Isto significa, por exemplo, que as articulações necessárias para uso das águas na Bacia Tiête Billings deverão pautar-se pelas prioridades de uso que vierem a ser apontadas pelo seu Comitê de Bacia Hidrográfica (CBH), instituído pelo Dec 27576/87 e na forma do disposto pelo Dec 36787/93 (alterado pelos Decretos 38455/94 e 39742/94) que efetuou sua adaptação à Lei 7663/91 (São Paulo – Estado, 2000)

O Estado de São Paulo, através da SMA, por meio do Decreto Estadual n. 10.755 de 22/11/77, procedeu ao enquadramento de seus corpos hídricos e classificou o antigo rio Jurubatuba, no ponto em que são lançadas as águas utilizadas na Usina Termoelétrica Piratininga, como classe 4, que são águas: destinadas à navegação; à harmonia paisagística; e aos usos menos exigentes. Os padrões de concentração máxima de substâncias aceitos para descarga de efluentes são os mesmos dados pela Resolução CONAMA n.020/86 (São Paulo – Estado, 2000).

Os parâmetros pertinentes à classe 4 devem ser compatibilizados, tendo em vista a não descaracterização do corpo receptor, em face do art. 21 da Resolução CONAMA n. 20/86, que estabelece que os efluentes de qualquer fonte poluidora somente poderão ser lançados, direta ou indiretamente, nos corpos d'água desde que verificadas as condições especificadas. Dentre estas condições destaca-se que a temperatura do efluente não pode ultrapassar 40°C e não pode ocasionar a variação maior ou igual a 3°C do corpo receptor (Jungstedt, 2002; Milaré, 2005).

Na esfera municipal praticamente não existem dispositivos legais até então vigentes e editados na área de controle da poluição hídrica. Do ponto de vista institucional, alguns municípios criaram Conselhos e outros Departamentos de Meio Ambiente. Existem também propostas para a criação de Secretarias Municipais de Meio Ambiente, como é o caso do Município de São Paulo (Derísio, 1992).

4.2.2 Controle do ar

Os problemas de poluição do ar não são recentes. A história antiga registra que em Roma, há 2 mil anos, surgiram as primeiras reclamações a respeito do assunto.

No século XIII (1273), o Rei Eduardo da Inglaterra assinou as primeiras leis de qualidade do ar, proibindo o uso de carvão com alto teor de enxofre. Além disso, ele proibiu a queima de carvão em Londres durante as sessões do Parlamento, devido à fumaça e ao odor produzidos. Em 1300, o Rei Ricardo III fixou taxas para permitir o uso do carvão. Devido à intensa queima de madeira, as florestas inglesas reduziram-se rapidamente. Apesar dos esforços do reinado, o consumo de carvão aumentou. Nos séculos XVII e XVIII, surgiram os primeiros planos para transferir as indústrias de Londres. Os problemas continuaram crescendo até que, em 1911, ocorreu o primeiro grande desastre decorrente de poluição atmosférica em Londres: 1150 mortes devido à fumaça produzida pelo carvão. Nesse ano, o Dr. Harold Des Voeux propôs o uso da palavra *smog* para designar a composição de *smoke* e *fog* (fumaça e neblina). *Smog* é hoje uma palavra que designa episódios críticos de poluição do ar (Braga, et al., 2005).

Em 1952, ocorreu o evento mais crítico de que se tem notícia: cerca de 4 mil pessoas morreram em Londres devido a poluição do ar. Merecem ainda destaque outros eventos. Em 1956, 1957 e 1962, morreram aproximadamente 2500 pessoas em Londres. Nos Estados Unidos, um dos eventos mais críticos ocorreu em 1948, na cidade de Donora, Pensilvânia, matando 30 pessoas e deixando cerca de 6 mil internadas com problemas respiratórios. Em 1963, na cidade de Nova York, 300 pessoas morreram e milhares ficaram adoentadas pela poluição do ar (Braga, et al., 2005).

Nos incineradores de lixo da indústria e de siderúrgicas são liberados aerossóis ácidos, metais, vapores de mercúrio e compostos orgânicos que podem ser perigosos para a saúde humana. Um exemplo das numerosas substâncias químicas perigosas emitidas por estas fontes é o metil isocianato que foi liberado, acidentalmente, em Bhopal (Índia), em 1984. Desse acidente resultaram 3.000 mortes por edema pulmonar (Robins e Cotran, 2005).

Define-se que existe poluição do ar quando ele contém uma ou mais substâncias químicas em concentrações suficientes para causar danos em seres humanos, em animais, em vegetais ou em materiais. Esses danos podem advir também de parâmetros físicos como, por exemplo, o calor e o som. As referidas concentrações dependem do clima, da topografia, da densidade populacional, do nível e das atividades industriais locais (Derísio, 1992).

Os poluentes são classificados em primários e secundários. Os primários são aqueles lançados diretamente no ar. São exemplos desse tipo de poluente o dióxido de enxofre (SO_2), os óxidos de nitrogênio (NO_x), o monóxido de carbono (CO) e alguns particulados como a poeira (Braga, et al., 2005).

Quando empregada a gasolina ocorrem emissões de óxidos de chumbo e chumbo-tetraetil, contido na gasolina aditivada (Robins e Cotran, 2005).

Os secundários formam-se na atmosfera por meio de reações que ocorrem devido à presença de certas substâncias químicas e determinadas condições físicas. Por exemplo, o SO_3 (formado pelo SO_2 e O_2 no ar) reage com o vapor de água para produzir o ácido sulfídrico (H_2SO_3), que precipita originando a denominada chuva ácida (Braga, 2005).

Os aspectos legais e institucionais constituem ferramentas imprescindíveis à implantação e bom andamento dos programas de controle da poluição do ar.

No Brasil, dispositivos legais relacionados à poluição do ar, tem sido editados nas esferas federal e estadual, assim como pode se observar a existência de instituições governamentais que tratam dos assuntos pertinentes à prevenção e controle da poluição do ar. Na esfera municipal de regiões metropolitanas, nada existe de específico até o momento em termos de medidas legais e institucionais relativas à poluição atmosférica (Derísio, 1992).

Com o intuito de estabelecer estratégias para o controle, preservação e recuperação da qualidade do ar, válidas para todo o território nacional, conforme previsto na Lei Federal n. 6.938/81, foi instituído o Programa Nacional de Controle da Qualidade do Ar (PRONAR) pela Resolução CONAMA n. 005/89, dando definições e diretrizes para prevenção e gerenciamento (Milaré, 2005; São Paulo-Estado, 2000).

Com base nesta norma foi editada, em 28/06/90, a Resolução CONAMA n. 03 que estabelece padrões de qualidade do ar, métodos de amostragem e análise dos poluentes atmosféricos e níveis de qualidade atinentes a um Plano de Emergência para Episódios Críticos de Poluição do Ar, visando providências dos governos estaduais e municipais, com o objetivo de prevenir grave e iminente risco à saúde pública (São Paulo - Estado, 2000).

A mesma Resolução estabeleceu, também, que enquanto cada Estado não definir as áreas de Classe I, II e III mencionadas no item 2, sub-item 2.3, da Resolução CONAMA n. 005/89, serão adotados os padrões primários de

qualidade do ar estabelecidos nesta Resolução, e que o monitoramento da qualidade do ar é atribuição dos Estados (Milaré, 2005; São Paulo - Estado, 2000).

O trabalho de monitoramento é exercido no Estado de São Paulo pela SMA e CETESB.

Em princípio, nenhum empreendimento deve lançar poluentes atmosféricos de modo a provocar uma ultrapassagem dos padrões de qualidade do ar na sua vizinhança.

Na esfera federal, o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), criado em 1989 em substituição à Secretaria Especial de Meio Ambiente (SEMA), é o órgão responsável pela formulação, coordenação e execução da política nacional de controle da poluição do ar (Rocco, 2005).

Dentre os instrumentos legais editados com relação ao recurso ar, além daqueles já mencionados na abordagem sob os aspectos da poluição das águas, cabe destacar outros três dispositivos, a saber, uma portaria e duas resoluções.

O primeiro, a Portaria Minter n. 235 de 27/04/1976, que estabeleceu os Padrões de Qualidade do Ar; o segundo, a Resolução CONAMA n. 18, de 06/05/1986, que institui o Programa de Controle da Poluição por Veículos Automotores (PROCONVE), e o terceiro, a Resolução CONAMA n. 03 de 28/06/1990, que ampliou os poluentes atmosféricos indicadores da qualidade do ar, passíveis de monitoramento e controle (Braga, et al., 2005).

Do ponto de vista do controle da poluição do ar, a legislação federal leva em conta os padrões de qualidade do ar e de emissões, para determinados tipos de fonte (Derísio, 1992).

No mesmo item, podem ser observados os padrões considerados pela agência ambiental americana *Environmental Protection Agency* (EPA) e os valores máximos aceitos pelo Banco Internacional para a Reconstrução e o Desenvolvimento (BIRD) para NO_x (óxidos de nitrogênio) e SO₂ (dióxido de enxofre).

Na legislação brasileira, quanto à qualidade, foram estabelecidos padrões primários e secundários conceituados da seguinte maneira:

- padrões primários de qualidade do ar são as concentrações de poluentes que, ultrapassadas, poderão afetar a saúde da população;

- padrões secundários de qualidade do ar são as concentrações de poluentes abaixo das quais se prevê o mínimo efeito adverso sobre o bem estar da população, assim como, o mínimo dano à fauna, à flora, aos materiais e ao meio ambiente em geral.

Em termos de qualidade do ar foram ainda estabelecidos níveis que possibilitam a elaboração do Plano de Emergência para Episódios Críticos de Poluição do Ar com o objetivo de prevenir grave e eminente risco à saúde da população. (Braga, et al., 2005).

Considera-se Episódio Crítico de Poluição do Ar a presença de altas concentrações de poluentes na atmosfera em curto período de tempo, resultante da ocorrência de condições meteorológicas desfavoráveis à dispersão dos mesmos (Derísio, 1992)

Para a execução do plano foram estabelecidos três níveis a saber, Atenção, Alerta e Emergência, os quais serão definidos em decorrência das concentrações de diversos indicadores de qualidade e da previsão meteorológica.

As providências a serem tomadas no decorrer dos níveis de Atenção e Alerta têm por objetivo evitar atingir o nível de Emergência.

Quanto às emissões foram estabelecidos índices de emissão de fumaça para veículos movidos a diesel e padrões de emissão dos gases de escapamento de veículos leves a serem fabricados (Braga, et al., 2005).

Na esfera estadual, a Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (CETESB) é o órgão que responde pelo controle da poluição do recurso ar no Estado de São Paulo.

Em termos legais o Decreto Estadual n. 8468 de 08/09/76, que regulamentou a Lei n. 997 de 31/05/76, é o dispositivo mais importante em termos de ações corretivas e preventivas, buscando o controle da poluição do ar. Esse decreto, além dos padrões de qualidade do ar, índice de emissão de fumaça para fontes fixas e móveis, também estabeleceu alguns padrões de emissão para determinados tipos de fontes industriais (Derísio, 1992; Jungstedt, 2002).

Quanto aos padrões de qualidade do ar, por exemplo, o dióxido de enxofre (SO₂) deve ter uma concentração média aritmética anual igual ou inferior a 80 microgramas por metro cúbico de ar e não poderá ser ultrapassado mais que uma

vez por ano o valor de 365 microgramas por metro cúbico de ar, obtido através de uma média de 24 horas consecutivas (Derísio, 1992).

Um outro ponto de destaque na esfera legal estadual é aquele referente ao item da fiscalização e das sanções. Nesse item as penalidades que podem ser aplicadas vão desde uma advertência até o embargo ou a demolição, passando pela multa e interdição.

Na esfera municipal, praticamente inexistem qualquer dispositivo legal e ou instituição relacionados com o controle da poluição atmosférica (Derísio, 1992).

4.2.3 Controle do solo

A Resolução CONAMA nº 006/88 que dispõe sobre a geração de resíduos das atividades industriais, especifica que no processo de licenciamento ambiental de atividades industriais os resíduos gerados e/ou existentes deverão ser objeto de controle específico. Portanto, as indústrias deverão submeter seus inventários de resíduos industriais, pesticidas e Bifelinas Policloradas (PCBs) ao órgão ambiental estadual, incluindo seu plano de disposição final ainda que por empresas especialmente contratadas para tal fim (Rocco, 2005).

A Resolução CONAMA n. 005, de 05 de agosto de 1993 dispõe sobre normas mínimas para tratamento de resíduos sólidos oriundos de serviços de saúde, portos e aeroportos, terminais ferroviários e rodoviários e estabelece definições, classificações e procedimentos para seu gerenciamento, valendo explicitar aqui que tais procedimentos devem ser observados pelos grandes geradores de resíduos sólidos, tais como as indústrias. Em seu artigo 1º inciso I define Resíduos Sólidos, conforme a NBR n. 10.004 da ABNT:

“Resíduos nos estados sólido e semi-sólido, que resultam de atividades da comunidade de origem: industrial, doméstica, hospitalar, comercial, agrícola, de serviços e de varrição. Ficam incluídos nesta definição os lodos provenientes de sistemas de tratamento de água, aqueles gerados em equipamentos e instalações de controle de poluição, bem como determinados líquidos cujas particularidades tornem inviável seu lançamento na rede pública de esgotos ou corpos d’água, ou exijam para isso soluções técnicas e economicamente inviáveis, em face à melhor tecnologia disponível”.

Os resíduos gerados nos estabelecimentos são classificados em:

- Grupo A: “Resíduos que apresentam risco potencial à saúde pública devido à presença de agentes biológicos”; Incluem-se neste grupo, dentre outros:

sangue e hemoderivados; animais mortos em experimentação ou a bordo de meios de transporte; objetos perfurantes ou cortantes provenientes dos estabelecimentos de saúde, etc.

- Grupo B: “Resíduos que apresentam risco potencial à saúde pública e ao meio ambiente devido às suas características químicas” (incluem-se aqui, dentre outros, os produtos considerados perigosos pela NBR 10.004 da ABNT. A NBR 10.004 apresenta uma relação detalhada de códigos dos resíduos classificados como perigosos, tais como solventes usados, lodos gerados por processos de tratamento de efluentes, óleo usado, materiais contendo Bifenilas Policloradas (PCBs) entre outros. Os resíduos perigosos (Classe I) deverão ser estocados temporariamente de acordo com a NBR 12.235. Em complementação, as NBR 10.005, 10.006 e 10.007 estabelecem critérios para a amostragem e testes de lixiviação e solubilização que determinam a classificação dos resíduos como Classe I, II ou III.
- Grupo C: “Rejeitos radioativos provenientes de serviços de medicina nuclear e radioterapia”;
- Grupo D: “Resíduos comuns, como todos os demais que não se enquadram nos grupos acima descritos”.

Importa considerar que, por força do Art. 4º da CONAMA n. 005, caberá aos estabelecimentos geradores o gerenciamento de seus resíduos sólidos, desde a geração até a destinação final, de forma a atender aos requisitos ambientais e de saúde pública.

A Resolução CONAMA n. 009/93 estabelece definições e critérios relativos à reciclagem e destinação final de óleo lubrificante usado, considerado resíduo perigoso de acordo com a NBR 10.004 (Derísio, 1992).

É proibida qualquer descarga de óleo usado no solo, águas superficiais, subterrâneas e esgotos domésticos. A Resolução estabelece ainda que o óleo usado seja reciclado através de processo de re-refino. Quando a reciclagem não

for possível, o órgão ambiental poderá autorizar o seu uso como combustível ou incineração em instalações licenciadas.

Cabe ainda citar que, a Lei Federal n. 9.605/98, em seu Art. 56º, considera crime transportar, armazenar, guardar, ter em depósito ou usar produto ou substância tóxica, perigosa ou nociva à saúde humana ou ao meio ambiente em desacordo com as exigências estabelecidas em leis ou nos seus regulamentos. A pena é de reclusão e multa. Também é tipificado como crime o abandono de produtos ou substância tóxica, perigosa ou nociva à saúde humana ou ao meio ambiente, ou a utilização em desacordo com as normas de segurança (Milaré, 2005; Jungstedt, 2005).

A promulgação da nova constituição de 1988, a qual instituiu a figura de crime ecológico e da responsabilidade objetiva, já regulamentada pelo legislativo, o qual permite entrada de ações na justiça para punição dos responsáveis com pena de reclusão (Derísio, 1992).

Os municípios, por sua vez, dispõem de dupla competência no que diz respeito aos resíduos sólidos, enquanto podem legislar e atuar, supletivamente, na fiscalização de seu manuseio, armazenamento, transporte e disposição final. Estes têm competência privativa para organizar os serviços públicos locais, entre os quais se encontram aqueles relativos aos resíduos sólidos urbanos. Há de se lembrar que a responsabilidade dos municípios pela prestação do serviço público de coleta, pela remoção e destinação final destes resíduos, diz respeito apenas ao "lixo urbano", não abrangendo os resíduos sólidos industriais pelos quais poderá se responsabilizar facultativamente, em determinados casos.

Mas o fato de ainda não terem sido fixados legalmente, critérios e padrões sobre a matéria, não faz com que os resíduos sólidos escapem à fiscalização dos órgãos ambientais. Ao contrário, a ausência de tais leis implica num controle mais direto ou num exame mais casuístico pela autoridade competente, pois como inexitem os padrões legais que norteiam as providências a serem tomadas pelo gerador dos resíduos com relação à proteção do meio ambiente, este passa a depender sempre da aprovação e acompanhamento dos órgãos ambientais para todas as atividades que digam respeito aos resíduos sólidos gerados. E tal subordinação decorre, diretamente, das normas existentes, tanto na esfera federal como na estadual.

Assim, a Portaria n. 053, de 01/03/79, do Ministério do Interior determina, em seu item 1, que os projetos específicos de tratamento e disposição de resíduos sólidos, bem como a fiscalização de sua implantação, operação e manutenção ficam sujeitos à aprovação do órgão estadual de controle da poluição, devendo ser enviadas atualmente ao IBAMA cópias das autorizações concedidas para os referidos projetos (Milaré, 2005).

Determina também que os resíduos sólidos perigosos, ou seja, aqueles de natureza tóxica, bem como os que contêm substâncias inflamáveis, corrosivas, explosivas, radioativas e outras consideradas prejudiciais, deverão sofrer tratamento ou acondicionamento adequado, no próprio local de produção e nas condições estabelecidas pelo órgão estadual de controle da poluição. Proíbe o lançamento de resíduos em corpos de água e obriga a incineração de resíduos patogênicos.

Por sua vez, no Estado de São Paulo, o regulamento da lei n. 997, de 31/05/76, aprovado através do Decreto n. 8468, de 08/09/67, proíbe que resíduos poluidores, em qualquer estado da matéria, sejam depositados, descarregados, enterrados, infiltrados ou acumulados no solo, o que somente poderá ser feito de forma adequada, estabelecida em projetos específicos de transporte e destino final aprovados pela CETESB (São Paulo – Estado, 2000).

Assim como na Portaria Federal, a legislação estadual exige tratamento e/ou acondicionamento adequados para os resíduos perigosos, antes de sua disposição final no solo, estabelecendo também que quando esta exigir a execução de aterro sanitário (aqui incluídos os resíduos sólidos urbanos), deverão ser tomadas medidas para proteção de águas superficiais e subterrâneas. Em qualquer caso, a legislação é explícita na exigência de aprovação dos projetos pela CETESB e da fiscalização, por este órgão, de sua implantação, operação e manutenção, ou seja, do controle e acompanhamento diretos do órgão ambiental.

Em 1986, o CONAMA baixou uma resolução determinando que o licenciamento de atividades modificadoras do meio ambiente tais como aterros sanitários, processamento e destino final de resíduos tóxicos ou perigosos, estradas de rodagem, ferrovias, extração de minério, projetos urbanísticos, dependerá de elaboração de estudo de impacto ambiental e respectivo relatório de impacto ambiental (RIMA). Desta forma, a avaliação da localização desses

empreendimentos deverá ser devidamente relatada considerando os aspectos de caráter específico de cada sistema (Tommasi, 1994; Milaré, 2005).

No que tange à normalização técnica o Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO) já homologou 14 normas nacionais relativas ao assunto, enquanto que a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) teve aprovados em suas comissões técnicas mais de oito textos normativos (Derísio, 1992)

A legislação estadual vigente permite que a CETESB adote normas técnicas sobre o assunto, as quais são de uso compulsório (Derísio, 1992).

4.2.4 Poluição sonora

Do ponto de vista legal, hoje no Brasil existem alguns dispositivos editados e que consideram os níveis de ruído em ambientes internos e externos.

Com relação a ambiente interno ou ocupacional, existe a portaria n. 3.214 do Ministério do Trabalho de 08/06/78 e a norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) de n. 10152 referente a “Níveis de Ruído para Conforto Acústico”. (Derísio, 1992).

A norma 10152 editada em dezembro de 1987, fixa basicamente níveis de ruído compatíveis com o conforto acústico em diversos ambientes, tais como: hospitais, escolas, hotéis, escritórios, residências, igrejas e locais para esporte (Braga, et al.,2005).

Quanto ao meio externo ou a níveis de ruído ambiental o dispositivo hoje vigente está contido na resolução CONAMA n. 001 editada em março de 1990. Este dispositivo da esfera federal se reporta à norma da ABNT n. 10151 editada em dezembro de 1987 referente a “Avaliação do Ruído em Áreas Habitadas visando o Conforto da Comunidade” (Derísio, 1992; São Paulo – Estado, 2000).

A Resolução CONAMA n. 001 de 08/03/90 previu que a emissão de ruídos, em decorrência de quaisquer atividades industriais, comerciais, sociais ou recreativas, inclusive as de propaganda política, obedecerá, no interesse da saúde e do sossego público, aos padrões, critérios e diretrizes estabelecidos na NBR-10152, Norma Técnica da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), que fixa índices aceitáveis aos ruídos, visando o conforto da comunidade e à proteção da saúde (Rocco, 2005; Jungstedt, 2005).

A Portaria n. 92 de 19/06/80, considera prejudicial à saúde humana os sons e ruídos que:

“Atinjam, no ambiente exterior do recinto em que tem origem, nível de som de mais de 10 (dez) decibéis acima do ruído de fundo existente no local, sem tráfego;

- Independentemente do ruído de fundo, atinjam no ambiente exterior do recinto em que tem origem, mais de 70 (setenta) decibéis durante o dia e 60 (sessenta) decibéis durante a noite;

- Alcancem no interior do recinto em que são produzidos, níveis de som superiores aos aceitáveis pela Norma NB-96 da ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas, ou das que lhes sucederem”. (São Paulo – Estado, 2000).

Logo, existem na verdade dois padrões máximos a serem atendidos simultaneamente, um valor em termos absolutos e outro relativo ao nível de ruído preexistente. Assim, se uma região apresentar um nível de ruído de fundo muito baixo, o limite legal de emissão sonora será inferior ao de uma região mais ruidosa.

Do ponto de vista institucional existem alguns órgãos com competência para desenvolver o controle e a fiscalização, mas infelizmente essas ações tem sido desenvolvidas de forma setORIZADA e com pouca objetividade.

No âmbito federal, o IBAMA é órgão normalizador e em alguns executor. Ainda nesse nível, o Conselho Nacional de Trânsito (CONTRAN) é responsável pelo controle dos veículos auto motores enquanto que o Departamento de Aviação Civil (DAC) possui competência para fiscalizar os aeroportos. No nível estadual e no caso particular de São Paulo, a CETESB é a instituição com competência para fiscalizar e controlar as fontes industriais. Já no nível municipal existem algumas iniciativas visando fiscalizar e controlar as fontes de ruído em geral (Derísio, 1992; Braga, 2005).

Em relação a níveis de ruído em ambientes internos, a competência é exclusiva do nível federal a cargo do Ministério do Trabalho.

No âmbito estadual, até o momento, não existem dispositivos específicos relacionados à fixação de limites de níveis de ruído (Derísio, 1992).

Por outro lado, na esfera municipal, alguns dispositivos legais já foram editados, como exemplo, a lei do silêncio da prefeitura de São Paulo (Derísio, 1992). No Município de São Paulo, a questão é regulada pelas Leis Municipais n. 11.501/94; 11.804/95 e 11.986/96.

Em 06 de outubro de 1994, por meio do Decreto Municipal n. 34.569 foi criado o Programa Silêncio Urbano (PSIU) com a finalidade principal de coibir a emissão excessiva de ruídos produzidos em qualquer atividade comercial exercida em ambiente confinado, e que possa causar incômodo e interferir na saúde e no bem estar dos munícipes, de acordo com as disposições da Lei Municipal nº 11.501/94, alterada pela Lei Municipal 11.986/96. O PSIU foi reestruturado pelo Decreto Municipal 35.928 de 06 de março de 1996.

4.2.5 Controle de vibrações

Atualmente não existe instrumento legal que discipline os valores de vibração nas diversas esferas de governo (federal, estadual e municipal) (Derísio, 1992).

A Portaria n. 3.214/78 do Ministério do Trabalho, por meio da Norma Regulamentadora n. 15. Anexo 8, estabelece que para fins de exposição ocupacional, deve-se tomar como base os limites de tolerância definidos pela Organização Internacional para a Normalização (ISO) em suas normas ISO 2631 e ISO/DIS 5349 ou suas substitutas (EMAE e ERM, 2002).

A CETESB utiliza como referência o critério de Richart pelo qual já há percepção de vibração a partir de 0,25 mm/s (EMAE e ERM, 2002).

4.2.6 Controle de radiações

No Brasil, existe uma lei que concede o monopólio quase que absoluto no tocante ao ciclo nuclear e aos materiais radioativos em geral à União, através da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN).

Todo o conteúdo programático, incluindo o dos institutos independentes, era controlado pela CNEN, que se incumbia também do controle das empresas estatais ou privadas ligadas ao programa do ciclo nuclear brasileiro. Era exercido também o controle sobre todo o uso de materiais radioativos e de geradores de raios X, com emprego nas mais variadas atividades (Derísio, 1992).

O controle de usuários era exercido também pela fiscalização nas importações e pedidos de materiais radioativos produzidos no Brasil pelos reatores dos institutos. Na realidade porém, o corpo técnico incumbido de todo esse controle e fiscalização era limitado e insuficiente para cumprir essa missão.

Em 19/01/1976, através do Decreto n. 77.052, a fiscalização sobre as atividades no campo de medicina era delegada às Secretarias Estaduais de Saúde (particularmente em alguns casos aos Centros de Vigilância Sanitária).

Por ocasião do acidente de Goiânia, essa lei já se encontrava em vigência, portanto nesse caso, a responsabilidade pela omissão de fiscalização foi repartida entre os Governos Federal e Estadual.

A comissão Nacional de Energia Nuclear tem emitido uma série de normas com a finalidade de regulamentar assuntos relacionados à segurança tanto do ciclo nuclear quanto do emprego de fontes de radiações ionizadas em geral.

Quando em um campo específico ainda não houver norma da CNEN deverá ser obedecida a norma da Agência Internacional Atômica, com sede em Viena (Derísio, 1992).

Além do controle sobre a aquisição dos materiais radioativos ou geradores de radiação ionizante, a CNEN libera uma pessoa, uma empresa ou uma instituição a operar com materiais radiativos, apenas após o atendimento a uma série de exigências como a aprovação de um responsável pela Proteção Radiológica e a aprovação da Instalação Radioativa ou Instalação Nuclear de acordo com as normas pertinentes.

Portanto, no Brasil, onde quer que haja uma fonte de emissões ionizantes deverá existir sempre um supervisor de Proteção Radiológica (ou Radioproteção) responsável pela unidade perante a CNEN. Detalhes dos planos de radioproteção tais como aparelhagem exigida, habilitação dos responsáveis e operadores, entre outros, são objetos de normas específicas.

Todo pessoal envolvido com radiação ionizante em suas atividades profissionais é obrigado a portar os chamados dosímetros de leitura indireta (dosímetros termoluminescentes). São dosímetros que acumulam durante um certo tempo, digamos um mês, a radiação recebida pelo portador nesse período.

São medidos após esse período por uma instituição credenciada, e os resultados enviados ao cliente e também à CNEN, que dessa forma exerce um outro tipo de controle direto ao usuário de radiações ionizantes.

Por outro lado, ocorre que a CNEN exerce um papel que é bem visível, e que a sociedade e a imprensa encaram com muita sensibilidade: o de ser um órgão que exerce fiscalização sobre si mesma. Por esse motivo, e também pelo clássico dilema de “segunda opinião”, quando ocorrer alguma anormalidade

potencial relativa a radiações ionizantes, outros órgãos como a CETESB ou o Instituto de Física da USP são chamados para medições, inspeções e para emitir pareceres (Derísio, 1992).

4.3 Licenciamento das unidades geradoras termoelétricas

Para o licenciamento ambiental de usinas termoelétricas é necessário observar o caráter de transversalidade da Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA), instituída pela Lei n. 6.938/81 e recepcionada em seus principais pontos pela Constituição Federal de 1988, presente na subordinação de todas as outras políticas setoriais aos seus instrumentos e formas de controle, com ênfase: para a proteção ao meio ambiente tido como bem de uso comum do povo; e para o desafio de buscar um modelo de desenvolvimento sustentável apto a conservar os recursos naturais para esta e futuras gerações (Tommasi, 1994).

No caso de empreendimento que se proponha a operar na RMSP é necessário que seja observada a legislação federal sobre a área e natureza do empreendimento proposto bem como do arcabouço jurídico-institucional referente à proteção ambiental no Estado de São Paulo, com ênfase para a situação de inserção na Região Metropolitana da Grande São Paulo (RMSP), cuja execução pertence hoje à SMA, sob o aval do Conselho Estadual de Meio Ambiente (CONSEMA). Ainda deverão ser verificadas as especificidades da legislação do Município de implantação do empreendimento. No caso da Usina Termoelétrica Piratininga, localizada no município de São Paulo, cujo crescimento e desenvolvimento industrial devem pautar-se com base em seu zoneamento e Plano Diretor instituído pela Lei n. 10.676 de 07/11/88, e em obediência à sua Lei Orgânica, Capítulo V, artigos 180 a 190, na qual estão fixadas as principais diretrizes para a proteção ambiental no município, ainda devem ser observados todos os dispositivos legais emanados da Secretaria Municipal do Verde e do Meio Ambiente (SVMA) e do Conselho Municipal do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (CADES), criados pela Lei n. 11.426 de 18/10/93.

Em matéria ambiental, a intervenção do Poder Público tem como objetivo principal a prevenção do dano. Aliás, a defesa do meio ambiente pelo Poder Público não é uma faculdade, mas um dever constitucional. Este dever estende-

se às empresas privadas que, na qualidade de concessionários, assumem a prestação de serviços e obras públicos essenciais.

Com efeito, o Sistema Constitucional Brasileiro, ao impor como condicionante do licenciamento de atividades potencialmente degradadoras do ambiente, através do artigo 225, parágrafo 1º inciso IV da Constituição Federal, a exigência de prévio Estudo de Impacto Ambiental, conferiu um maior vigor às normas vigentes sobre a matéria desde o advento da Lei n. 6.938 de 31/08/81 que instituiu a PNMA e das Resoluções n. 001/86 e n. 237/97 do CONAMA (Rocco, 2005).

A Constituição Estadual de São Paulo também conferiu tal tratativa à questão, ao determinar em seu art.192, parágrafos 1º e 2º, a necessidade de EIA/RIMA para balizar o licenciamento prévio da instalação e/ou operação de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras, estando essa exigência também contemplada pela Lei n. 9.509/97 (São Paulo – Estado, 2000).

Cumprir notar que, já em 1976, através da Lei Estadual n. 997 de 31/05/76 regulamentada pelo Dec. n. 8.468 de 08/09/76 o Estado de São Paulo impôs o licenciamento ambiental de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras a ser analisado pela CETESB – Companhia Estadual de Tecnologia de Saneamento Básico e de Defesa do Meio Ambiente. Essa competência passa, em 08/12/87, à SMA, criada nesta data pelo Decreto Estadual n. 27.924, e reorganizada pelo Decreto Estadual n. 30.555/89 (Braga, et al.,2005).

O CONAMA extraiu sua competência para dispor sobre os estudos e relatórios de impacto ambiental da Lei Federal n. 6.938 de 31/08/81, que, ao instituir o Sistema Nacional de Meio Ambiente (SISNAMA), o colocou como seu órgão consultivo e deliberativo, devendo-se enfatizar entre outras, conforme art.8º, a de:

“determinar, quando julgar necessário a realização de estudos das alternativas e das possíveis conseqüências ambientais de projetos públicos ou privados” (Inciso II), e a de *“estabelecer normas, critérios e padrões relativos ao controle e a manutenção da qualidade do meio ambiente, com vistas ao uso racional dos recursos ambientais, principalmente os hídricos”* (Inciso VII). (Milaré, 2005).

Note-se que tal sistema aglutinou, em linha de cooperação, todos os órgãos públicos (em linha vertical ou horizontal) com atribuição e

responsabilidade pela proteção ambiental, de modo a permitir a ação supletiva e/ou subsidiária entre os órgãos de diferentes níveis de governo.

É importante ressaltar que a diferença que a condição de constitucionalidade trouxe para os dispositivos e instrumentos da PNMA está no fato de que o arcabouço jurídico disponível por parte da sociedade imprimiu a esses instrumentos e normas uma importância maior, determinante da própria realização de obras ou atividades potencialmente degradadoras do ambiente, quase que uma pré-condição para os demais aspectos, secundados pela força de institutos processuais como a ação civil pública, a ação popular, o mandado de segurança coletivo ou o mandado de injunção e a ação direta de inconstitucionalidade, que poderão levar ao Poder Judiciário atividades, obras, empreendimentos, conclusões do EIA/RIMA, e até mesmo as próprias licenças oficiais concedidas, ou ainda, planos e programas governamentais.

Esse cenário de inserção jurídica da questão já foi experimentado pelo próprio setor elétrico e pelas estatais que detinham suas concessões, posto que o Ministério Público Estadual ou Federal, por diversas vezes e em diversas regiões do país, determinou a abertura de inquéritos civis e ações civis públicas para apurar possíveis danos ao meio ambiente, com base em denúncias da imprensa, de ONG's ambientalistas e de diferentes segmentos sociais ambientalmente molestados pelas suas obras, sendo esta experiência sobremaneira significativa para os produtores privados, enquanto cautela necessária, tendo em vista a expressa possibilidade de rescisão do Contrato de Concessão em casos de danos e infrações ambientais que porventura vierem a dar causa.

Além disso, a publicidade e todas as demais condições estabelecidas pelas Resoluções CONAMA (em especial as n. 001/86 e n. 009/87 atinentes à matéria), não permitem que tais instrumentos e procedimentos sejam apenas peças burocráticas e técnicas que concluam pela viabilidade incondicional de empreendimentos e/ou atividades eventualmente polêmicos do ponto de vista ecológico (São Paulo – Estado, 2000).

Vale salientar que o controle judicial dos atos administrativos, entre eles os atos afetos ao licenciamento ambiental; ao zoneamento versus imposição de restrições aos usos dos recursos naturais; à fiscalização; e até mesmo à implantação de planos e programas, é unicamente de legalidade, mas neste campo a revisão é ampla em face dos preceitos constitucionais (Art. 5 Inciso

XXXV da Constituição Federal), de que a lei não excluirá da apreciação do Poder Judiciário lesão ou ameaça de direito, incluída aqui a possibilidade de arguição sobre a ilegalidade de licenciamento, alicerçado em Estudos de Impacto Ambiental (EIA) arbitrários, insuficientes ou omissos tecnicamente, sem a eficácia da prevenção aos danos ambientais, por meio de medidas mitigadoras e compensatórias (Derísio, 1992).

Ainda neste tema, pelo disposto no Artigo 5º. Inciso LXIX, da Constituição Federal:

“qualquer cidadão é parte legítima para propor ação popular que vise a anular ato lesivo do patrimônio público ou de entidade de que o Estado participe, à moralidade administrativa, ao meio ambiente, ao patrimônio histórico e cultural, ficando o autor, salvo comprovada má-fé, isento de custas judiciais e do ônus da sucumbência” (Derísio, 1992).

Percebe-se assim que a correta aplicação dos instrumentos da PNMA, bem como de todo conjunto de normas do CONAMA, entre eles a avaliação dos impactos ambientais, são medidas de controle de caráter preventivo e/ou corretivo dos danos ambientais, que se inserem não só no planejamento, execução e correção de atividades diretamente relacionadas com o meio ambiente, como também, e principalmente, em todos os diferentes níveis de planejamento das políticas públicas ou privadas, em quaisquer setores das atividades humanas (Milaré, 2005).

Os instrumentos e procedimentos administrativos da PNMA, entre eles o licenciamento com base em EIA/RIMA, são procedimentos de reversão e monitoramento dos danos ambientais, co-dirigidos pelos diversos segmentos organizados da sociedade civil, que contribuem para orientar a ocupação territorial e para ordenar a exploração racional dos recursos naturais (Tommasi, 1994).

No caso de grandes obras ou empreendimentos, a análise ambiental deve recair, pela sua própria abrangência conceitual, como também pela própria regulamentação que afeta ao EIA/RIMA, sobre todo o conjunto de intervenções pretendidas, principais e secundárias, locais e regionais, diretas e indiretas, que apresentem conexão com o empreendimento. A análise ambiental deve compreender toda a magnitude das ações apontadas no projeto de engenharia, para evitar análises parciais, ainda que a urgência das obras e o seu ajuste ao

cronograma técnico financeiro tenham imposto licenciamentos paralelos de obras complementares ao projeto maior do qual são partes integrantes e/ou licenciamentos precoces sem a fundamentação da avaliação de impacto ambiental (Tommasi, 1994).

Desse modo, os estudos de impacto ambiental não devem ser apresentações genéricas e vagas da operação, que abordem pontualmente e ocasionalmente as questões dos prejuízos e das agressões ao meio, posto que se apresentam com um duplo aspecto instrumental:

- Por um lado, como instrumento técnico científico apto a avaliar os impactos de um determinado empreendimento, apontando medidas mitigadoras e subsidiando os processos administrativos do licenciamento;
- Por outro, como um documento democrático para discussão com a sociedade.

Por todas estas razões, torna-se imprescindível que no planejamento de atividades, obras e serviços, com ênfase para as avaliações de impacto ambiental, especialmente nos empreendimentos de grande porte, como naqueles destinados à produção de energia elétrica, sejam priorizadas articulações inter, intra e extra-governamentais, de forma a garantir em caráter permanente a participação de todos os setores envolvidos e interessados num processo de planejamento integrado, com ênfase para o controle da poluição industrial e para as ações afetas à defesa civil em caso de eventuais acidentes (Tommasi, 1994).

Para que ocorra uma maior imparcialidade na análise das questões ambientais, o CONAMA, além de possuir representantes do Executivo Federal, é composto por representantes dos governos dos Estados e da sociedade civil de forma paritária, e que é desta mesma forma estruturado. No Estado de São Paulo, existe o Conselho Estadual de Meio Ambiente (CONSEMA), órgão consultivo e deliberativo da Política Estadual de Meio Ambiente.

No estado de São Paulo, integrando o Sistema Estadual de Administração da Qualidade Ambiental (SEAQUA), criado pela Lei Estadual n. 9.509/97, que instituiu a Política Estadual de Meio Ambiente de São Paulo, e tendo a SMA como seu órgão técnico executor, que coordena as ações da CETESB para controle da poluição, fiscalização e monitoramento de atividades poluidoras, compete ao CONSEMA, com composição paritária entre o poder público e a sociedade civil,

enquanto órgão consultivo e deliberativo da Política Estadual de Meio Ambiente criado pelo Decreto Estadual n. 20.903/83, e alterado pelo Decreto Estadual n. 26.942/87, nos termos do Decreto Estadual n. 30.555/89, entre outras tarefas:

“propor, acompanhar e avaliar a política do Estado na área de preservação, conservação, recuperação e melhoria do ambiente, bem como, propor normas e padrões estaduais de avaliação, controle e manutenção da qualidade ambiental”. (São Paulo – Estado, 2000).

Para assegurar à sociedade o direito de participar no processo de discussão do empreendimento, o CONAMA, através das Resoluções já referenciadas anteriormente, na linha do que já previra o Decreto n. 88.351/83 (que regulamentou a Lei n. 6.938/81 atualmente substituído pelo Decreto n. 99.274 de 06/06/90), impôs que o EIA/RIMA fosse acessível ao público, abrindo ainda a possibilidade de fazer realizar audiências públicas para debater o projeto (Tommasi, 1994).

Em São Paulo, esta questão é normatizada no § 5º artigo 19 da Lei n. 9.509/97, na qual é referida a necessidade de serem observadas a Resoluções SMA n. 50/92 que disciplina as audiências públicas, a Resolução SMA n. 42 de 29/12/94 que dispôs sobre os procedimentos para análise de EIA/RIMA e instituiu o Relatório Ambiental Preliminar (RAP); a Resolução SMA n. 11 de 17/02/98 que instituiu as reuniões técnicas para análise dos RAPs; e a Portaria da Coordenadoria de Licenciamento Ambiental e de Proteção de Recursos Naturais (CPRN) n. 4 de 17/02/99 que dispôs sobre a publicidade dos atos do licenciamento (Rocco, 2005).

Compreende-se, assim, que as audiências públicas deverão prestar-se aos ajustes das medidas compensatórias e mitigadoras, aperfeiçoando o projeto, a partir da expressão de todos os segmentos sociais afetados ou envolvidos com o empreendimento e com a região de sua instalação, seja em nível local, regional e estadual e deverão balizar e legitimar as iniciativas que vierem a ser adotadas pelo poder público.

Cumprindo ainda consignar, que a recém promulgada Lei de Crimes Ambientais, Lei n. 9.605 de 13/02/98, considera em seu artigo 60 crime ambiental, sujeitando pessoas físicas e jurídicas à pena de detenção de um a seis meses, ou à pena de multa; o Decreto Federal n. 3.179 de 21 de setembro de 1999 que

regulamentou a Lei de Crimes Ambientais fixou como valores da multa por infração ao disposto no artigo 60 ou ambas as penas cumulativamente:

“Construir, reformar, ampliar, instalar ou fazer funcionar, em qualquer parte do território nacional, estabelecimentos, obras ou serviços potencialmente poluidores, sem licença ou autorização dos órgãos ambientais competentes, ou contrariando as normas legais e regulamentares pertinentes.” (São Paulo – Estado, 2000).

4.3.1 O licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica

O licenciamento ambiental é um procedimento jurídico administrativo caracterizado como um dos instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente. Foi introduzido no ordenamento jurídico brasileiro, inicialmente, pela Lei n. 6.803, de 02/07/80 e, posteriormente, convalidado pela Lei n. 6.938/81 (Tommasi, 1994).

Esse conceito de direito positivo integra igualmente a legislação do Estado de São Paulo, conforme preceitua a Constituição Paulista, em seu Art. 192 e parágrafos; a Lei n. 997, de 31/05/76, Art. 5º, e seu Decreto Regulamentar n. 8.468, de 08/09/76, Art. 57 a 75 (do Regulamento que ele aprova); o Decreto n. 30.555, de 03/10/89, Artigos 2º, XVI, e 69, III; e por último os artigos 19 e 20 da Lei n. 9.509/97 (Tommasi, 1994).

As obras relativas à implantação de unidades industriais, bem como à criação e implantação de distritos industriais e/ou zonas estritamente industriais, e ainda as usinas de geração de eletricidade, qualquer que seja a fonte de energia primária, acima de 10 MW, são atividades consideradas potencialmente degradadoras do meio ambiente e sujeitas ao licenciamento ambiental, conforme explicitado na Resolução CONAMA n. 001/86, e reiterado pela Resolução CONAMA n. 237/97 Anexo I, que lhe deu redação mais abrangente, elencando os empreendimentos energéticos como Serviço de Utilidade, sem referência à sua capacidade de produção, seja para a produção de energia elétrica, seja para sua transmissão (Braga, et al., 2005).

A licença ambiental é insubstituível e imprescindível para a instalação e operação de qualquer atividade real ou potencialmente poluidora, sem prejuízo de outras licenças legalmente exigíveis, expedidas por outros órgãos federais, estaduais ou municipais. Esta característica, muitas vezes, não é percebida, mas

é intrínseca ao espírito do licenciamento ambiental, presumindo um relacionamento biunívoco Estado/administrado.

A expedição da licença representa a formalização de um compromisso firmado entre o empreendedor e o Poder Público. De um lado, o responsável pelo empreendimento se compromete a implantar e operar a sua atividade segundo as condicionantes constantes da licença; de outro, o órgão licenciador afiança que, durante o prazo de vigência da licença, desde que obedecidas as condições nela expressas, nenhuma outra exigência de controle ambiental será imposta ao licenciado. Observa-se, porém que não há direito adquirido de poluir e se ajustes forem necessários, o poder público poderá e deverá fazê-los para proteger a saúde pública e o meio ambiente, ainda que tais medidas impliquem na possibilidade do empreendedor vir a discutir eventuais indenizações.

Peça fundamental do licenciamento ambiental é o Estudo de Impacto Ambiental, com seus critérios básicos e diretrizes gerais de formulação normatizada pela Resolução CONAMA n. 001/86, cujo principal objetivo é avaliar os impactos positivos e negativos causados pela exploração de atividades tidas como potencialmente causadoras de significativa degradação do meio ambiente e apontar medidas mitigadoras que deverão ser incorporadas ao empreendimento, conforme previsto no Artigo 225, parágrafo 1º, Inciso IV da Constituição Federal. (Tommasi, 1994; Milaré, 2005).

Tal procedimento, conforme disposto no Artigo 19 do Decreto n. 99.274 de 06 de junho de 1990, que regulamentou as Leis Federais n. 6.902/83 e n. 6.938/81 (e de modo semelhante, no âmbito de São Paulo, pela Lei n. 9.509/97), constituirá por parte do empreendedor, na apresentação dos estudos de impacto ambiental e, do lado da administração pública, da outorga de atos administrativos, que receberam o nome de licenças ambientais, a saber:

- Licença Prévia (LP), na fase preliminar do planejamento da atividade, contendo requisitos básicos a serem atendidos nas fases de locação, instalação e operação, observados os planos municipais, estaduais ou federais de uso do solo; (com validade máxima de 5 anos, conforme Resolução CONAMA 237/97);

- Licença de Instalação (LI), autorizando o início da implantação, de acordo com as especificações constantes do Projeto Executivo aprovado (com validade máxima de 6 anos conforme Resolução CONAMA n. 237/97); e
- III Licença de Operação (LO), autorizando, após as verificações necessárias, o início da atividade licenciada e o funcionamento de seus equipamentos de controle da poluição, de acordo com o previsto nas licenças prévia e de instalação”, (com prazo máximo de validade de 4 a 10 anos, conforme Resolução CONAMA n. 237/97).

O procedimento específico para o licenciamento de Usinas Termoelétricas, foi disciplinado pelas Resoluções CONAMA n. 001/86 e n. 006/87, devendo-se ressaltar o disposto no Artigo 5º desta última norma, que assim se apresenta: “No caso de usinas termoelétricas, a LP deverá ser requerida no início do estudo de viabilidade da usina; a LI deverá ser obtida antes da efetiva implantação do empreendimento e a LO depois dos testes realizados e antes da efetiva colocação da usina em geração comercial de energia.”

Conforme apontado no anexo da Resolução CONAMA n. 006/87, são necessários para licenciamento ambiental de usinas termoelétricas os documentos relacionados na TAB. 4.1.

TABELA 4.1: Documentação necessária para licenciamento ambiental

Tipo de licença	Documentação requerida
Licença Prévia (LP)	<ul style="list-style-type: none"> - Requerimento de Licença Prévia. - Cópia da Publicação do Pedido de Licença Prévia. - Portaria do Ministério de Minas e Energia autorizando o Estudo de Viabilidade. - Manifestação da Prefeitura. - RIMA (sintético e integral).
Licença de Instalação (LI)	<ul style="list-style-type: none"> - Requerimento da Licença de Instalação. - Cópia da Publicação da Concessão da Licença Prévia. - Cópia da Publicação do Pedido de Instalação. - Relatório de Viabilidade aprovado pelo DNAEE. - Projeto Básico Ambiental.
Licença de Operação (LO)	<ul style="list-style-type: none"> - Requerimento da Licença de Operação. - Cópia da Publicação da Concessão da Licença de Instalação. - Cópia da Publicação do Pedido da Licença de Operação. - Portaria do DNAEE de aprovação do Projeto Básico. - Portaria do Ministério de Minas e Energia autorizando a implantação do empreendimento.

A Resolução CONAMA n. 237/97, em seu Artigo 10, Parágrafo 1º, determina que a abertura do procedimento de licenciamento deverá se dar com a caracterização do empreendimento (descrição da engenharia) constando obrigatoriamente: certidão da Prefeitura de que o tipo de empreendimento ou atividade está em conformidade com a legislação municipal de uso e ocupação do solo, autorização para supressão de vegetação pelo órgão ambiental competente e a outorga do direito de uso da água (Tommasi, 1994; São Paulo – Estado, 2000).

4.3.2 Principais questões jurídicas incidentes para licenciamento ambiental de unidades geradoras de eletricidade.

São apresentadas a seguir as TAB. 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6 e 4.7, em que são relacionados os principais dispositivos legais incidentes para licenciamento de empreendimentos de geração de energia elétrica.

TABELA 4.2: Dispositivos legais relacionados à Constituição Federal

Art. 5º, inciso LXIX	Prevê Mandado de Segurança para proteção de direito líquido e certo.
Art. 5º, inciso LXXIII	Determina que qualquer cidadão é parte legítima para propor ação popular para anular ato lesivo ao patrimônio público ou de entidade de que o Estado participe, à moralidade administrativa, ao meio ambiente e ao patrimônio histórico e cultural, ficando o autor, salvo comprovada má-fé, isento de custas judiciais e do ônus da sucumbência.
Art. 5º, inciso XXXV	A lei não excluirá da apreciação pelo judiciário, lesão ou ameaça a direito.
Art.21, inciso XII, alínea b	Competência da União para explorar diretamente ou mediante concessão os serviços de energia elétrica.
Art. 23, Incisos VI e VII	Competência comum para União, estados e municípios protegerem o meio ambiente.
Art. 24, Incisos I e VI	Competência concorrente para legislar sobre direito urbanístico e proteção do meio ambiente.
Art. 24, Parágrafo 1º, 2º e 3º	Prevalência das normas federais em caso de superveniência.
Art. 30	Competência Municipal para assuntos de interesse local.
Art. 175	Impõe a licitação para a concessão de serviços públicos
Art. 255, Caput	Direito a um meio ambiente equilibrado, bem de uso comum do povo, dever de defendê-lo.
Art. 255, Inciso IV	Exigência de prévio EIA/RIMA.
Art. 255, Inciso VII	Proteção à fauna e à flora.
Art. 255, Parágrafo 4º	Considera a Floresta Amazônica, a Serra do Mar, a Zona Costeira, o Pantanal Matogrossense e a Mata Atlântica patrimônio nacional, condicionando sua utilização à lei.

TABELA 4.3: Dispositivos legais relacionados à Constituição do Estado de São Paulo

Art. 191	Impõe o dever de preservar o meio ambiente, atendidas as peculiaridades regionais e locais em harmonia com o desenvolvimento ecologicamente equilibrado.
Art. 192, Caput e Parágrafos	Obriga atividades e empreendimentos que menciona à outorga de licença ambiental EIA/RIMA.
Art. 194, Caput e §	Impõe àqueles que explorarem recursos naturais a obrigação de recuperar o meio ambiente degradado, de acordo com a solução técnica exigida pelo órgão público competente. Parágrafo único. “É obrigatória, na forma da lei, a recuperação, pelo responsável, da vegetação adequada nas áreas protegidas, sem prejuízo das demais sanções cabíveis”.
Art. 205, Caput e Incisos	Institui sistema integrado de gerenciamento dos recursos hídricos para a utilização racional das águas e sua prioridade para abastecimento às populações; uso múltiplo dos recursos hídricos; proteção para garantir uso atual e futuro.
Art. 208	Proíbe o lançamento de efluentes sem tratamento em qualquer corpo d’ água.
Art. 210 Caput e Incisos	O Estado incentivará a adoção pelos municípios de medidas destinadas a instituição de áreas de preservação das águas utilizáveis para abastecimento, conservação e recuperação das matas ciliares; da capacidade de infiltração do solo.

TABELA 4.4: Dispositivos legais relacionados ao setor elétrico em nível federal

Lei 8897/95	Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.
Lei 9074/95	Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.
Lei 9427/96	Cria a ANEEL.
Lei 9648/98	Altera dispositivos da Lei de Licitações e autoriza o poder executivo a reestruturar a ELETROBRÁS e dá outras providências.
Medida Provisória 2198-4 de 24/08/01	Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica.
MP 2198-4 Art. 8º	Os órgãos competentes, nos processos de autorização ou de licença dos empreendimentos necessários ao incremento da oferta de energia elétrica do País, atenderão ao princípio da celeridade, fixando no caso das termoeletricas o prazo de 4 meses para o licenciamento ambiental.

TABELA 4.5: Dispositivos legais relacionados à proteção ambiental em nível federal

Dec Lei 24643/34	Institui o Código de Águas estabelecendo os princípios do aproveitamento e utilização das águas de domínio público ou particular, criando direitos e obrigações aos usuários.
Lei Federal n. 6803/80	Dispõe sobre as diretrizes básicas para o zoneamento industrial nas áreas críticas de poluição, e dá outras providências.
Lei Federal Nº 6.938/81 (regulamentada pelo Dec 99274/90)	Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), seus fins e mecanismos.
Art. 9º	Define os instrumentos da PNMA entre eles a avaliação de impactos ambientais e o licenciamento das atividades potencialmente degradadoras do meio ambiente.
Lei Federal n. 7804/89	Altera a Lei n. 6938/81 - Redefine competências para o licenciamento ambiental.

TABELA 4.5 - Continuação

Lei Federal n. 9433/97	Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos. Estabelece como instrumentos desta Política (art. 5º): os Planos de Recursos Hídricos; o enquadramento dos corpos de água em classes, segundo seu uso; a outorga dos direitos de uso de recursos hídricos; a cobrança pelo uso de recursos hídricos; a compensação a municípios; e o Sistema de Informações sobre Recursos Hídricos.
Lei Federal n. 9605/98 (regulamentada pelo Dec 3179/99)	Institui a Lei de Crimes Ambientais – além de alcançar pessoas físicas e jurídicas e ter transformado as antigas contravenções ambientais em crimes com penas de detenção e reclusão, deu base mais sólida à fiscalização e às multas administrativas ao tratar das infrações ambientais.
Lei Federal n. 9985/00	Institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação SNUC. Não cria restrições ao uso do entorno das UC's. Artigo 36 impõe aos empreendimentos em licenciamento que possam causar significativo impacto ambiental o mínimo de 0,5% do valor do projeto para constituição ou manutenção de Unidades de Conservação.
Resolução CONAMA N. 001 de 23.01.86.	Estabelece definições, responsabilidades e diretrizes gerais para o EIA/RIMA.
Art. 2º, Inciso XI	Impõe o estudo de impacto ambiental como procedimento necessário ao licenciamento ambiental das usinas de geração de eletricidade, qualquer que seja a forma de energia primária, acima de 10 MW.
Resolução CONAMA n. 001-A/86	Estabelece diretrizes para o transporte de produtos perigosos.
Resolução CONAMA n. 20/86	Estabelece a classificação das águas, doces, salobras e salinas do Território Nacional impondo índices, parâmetros e métodos.
Resolução CONAMA n. 006/87	Define o procedimento de licenciamento ambiental para usinas termoelétricas.
Resolução CONAMA n. 009/87	Dispõe sobre audiências públicas.

TABELA 4.5 – Continuação

Resolução CONAMA n. 006/88	Regulamenta o licenciamento de resíduos industriais perigosos. Estabelece que no processo de licenciamento ambiental de atividades industriais, os resíduos gerados ou existentes deverão ser objeto de controle específico (art. 1º). As concessionárias de energia elétrica que possuam materiais contaminados com PCB's deverão apresentar ao órgão ambiental competente o inventário dos estoques (art. 4º).
Resolução CONAMA n. 005/89	Institui o Programa Nacional de Controle da Poluição do Ar (PRONAR).
Resolução CONAMA n.003/90	Estabelece padrões de qualidade do ar, previstos no PRONAR.
Resolução CONAMA n. 001/90	Estabelece, que a emissão de ruídos, em decorrência de quaisquer atividades industriais, comerciais, sociais ou recreativas, obedecerá, no interesse da saúde e do sossego público, aos padrões, critérios e diretrizes estabelecidos na NBR-10152 Normas Técnicas da ABNT, que fixa índices aceitáveis aos ruídos, visando o conforto da comunidade e à proteção da saúde.
Resolução CONAMA n. 005/93	Define procedimentos para o gerenciamento de resíduos sólidos. Aplica-se aos resíduos sólidos gerados nos portos, aeroportos, terminais ferroviários e rodoviários e estabelecimentos prestadores de serviços de saúde, mas pode ser também aplicada a grandes geradores de resíduos.
Resolução CONAMA n. 009/93	Estabelece definições e critérios relativos à reciclagem e destinação final de óleos lubrificantes usados, considerados resíduos perigosos de acordo com a NBR 10.004.
Resolução CONAMA n. 237/97	Estabelece procedimentos afetos ao licenciamento ambiental e avaliação de impactos ambientais alterando e complementando a Res. CONAMA 001/86.
Resolução CONAMA n. 279/01	Estabelece o Relatório Ambiental Simplificado (RAS) para o licenciamento ambiental de empreendimentos do setor elétrico que possam ser definidos como de pequeno potencial de impacto.

TABELA 4.6: Dispositivos legais relacionados à proteção ambiental do Estado de São Paulo

Lei Estadual N° 997 de 31.05.76	Dispõe sobre o controle da poluição do meio ambiente. Prevê medidas para embargo das atividades irregulares (obrigação de reposição e reconstituição; metas e apreensão de equipamentos).
Art. 2°	Considera poluição do meio ambiente qualquer lançamento de materiais ou energias que tornem ou possam tornar as águas, o ar ou o solo: I - impróprios, nocivos ou ofensivos à saúde; II - inconvenientes ao bem estar público; III - danosos aos materiais, à fauna e à flora; IV - prejudiciais à segurança, e ao uso e gozo da propriedade e as atividades normais da comunidade (demais artigos fixam a competência dos órgãos da administração; das licenças; estabelecem multas).
Dec. Estadual N. 8.468 de 08.09.76	Regulamenta a Lei N. 997 de 31.05.76 que dispõe sobre a prevenção e o controle da poluição do meio ambiente.
Art. 3°, inciso V	Considera poluente toda e qualquer forma de matéria ou energia lançada nas águas, no ar ou no solo que independentemente das intensidades, características e condições de lançamento, tornem ou possam tornar as águas, o ar ou o solo inconvenientes ao bem estar público; à biota; e às atividades normais da comunidade.
Art. 5°.	Atribui à CETESB competência para aplicar a Lei N. 997 de 31.05.76 regulamentada pelo presente decreto bem como as normas dele decorrentes.
Art. 7°	Classifica as águas interiores situadas no território estadual, em quatro diferentes classes. (classe 1 = águas destinadas ao abastecimento doméstico sem tratamento prévio ou com simples desinfecção).
Art. 10	Determina que nas águas de classe 1 não serão admitidos lançamentos de efluentes, mesmo tratados.
Decreto Estadual n. 10.755/77	Promove o enquadramento dos corpos hídricos estaduais em classes impondo parâmetros e índices para sua proteção.
Decreto Estadual n. 20.903/83 (alterado pelo Dec n. 26942/87)	Cria o Conselho Estadual de Meio Ambiente (CONSEMA).

TABELA 4.6 - Continuação

Decreto Estadual n. 27924/87	Cria a Secretaria Estadual de Meio Ambiente (SMA).
Lei Estadual nº 6.134/88 (regulamentada pelo Decreto Estadual n. 32.955/91)	Dispõe sobre a preservação dos depósitos naturais de águas subterrâneas do Estado de São Paulo, e dá outras providências.
Decreto Estadual n. 30555/89	Reorganiza a SMA.
Lei Estadual nº 7.633/91 (regulamentada pelo Dec 41258/96)	Estabelece normas de orientação à Política Estadual de Recursos Hídricos bem como ao Sistema Integrado de Gerenciamento de Recursos Hídricos.
Resolução SMA N. 50/92	Disciplina a realização de audiências públicas no Estado de SP.
Decreto n. 36787/93 (alterado pelos decretos 38455/94 e 39742/94)	Adapta à lei n. 7663/91 o Conselho Estadual de Recursos Hídricos; o Comitê Coordenador do Plano Diretor; e os Comitês de Bacia Hidrográfica.
Resolução SMA N. 42/94	Fixa procedimentos para análise de EIA/RIMA e introduz o RAP.
Portaria DAEE 717/96	Regulamenta os pedidos de outorga para uso das águas superficiais e subterrâneas.
Lei Estadual n. 9509/97	Dispõe sobre a Política Estadual do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação.
Resolução SMA n.11/98	Dispõe sobre realização de reunião técnica informativa, aberta à participação do público, no procedimento para a análise do relatório ambiental preliminar e demais estudos de impacto ambiental, conforme disposto na Resolução SMA 42, de 29.12.94.
Decreto N. 43.505, de 1º de outubro de 1998	Autoriza o Secretário do Meio Ambiente a celebrar convênios com Municípios Paulistas, visando a fiscalização e o licenciamento ambiental.
Portaria CPRN n. 04/99	Estabelece prazos para publicidade dos pedidos de licenciamento tramitando com lastro em RAP ou EIA/RIMA.
Resolução SMA n. 14/01	Aprova procedimentos para o licenciamento ambiental dos empreendimentos do setor de energia elétrica causadores de significativo impacto ambiental.

TABELA 4.7: Dispositivos legais relacionados à proteção ambiental do Município de São Paulo

Lei n. 10.676 de 07/11/88 (ainda vigente)

Institui o Plano diretor do Município de São Paulo.

5 IMPACTO AMBIENTAL DAS UNIDADES DE GERAÇÃO TERMOELÉTRICA

Braga, et al. (2005) definem que do ponto de vista espacial, as fontes de poluição podem ser classificadas em móveis e estacionárias. As fontes estacionárias, tais como as termoelétricas, produzem cargas pontuais de poluentes e as fontes móveis, como os automóveis, produzem cargas difusas. Quanto à dimensão da área atingida, ambas produzem efeitos que são considerados locais ou globais. Essas classificações são importantes para se estabelecer o enfoque do tratamento do controle da poluição.

As unidades de geração termoelétricas operam à partir da queima de combustíveis fósseis, em sua maioria derivados de petróleo ou carvão mineral, fato que acarreta diversos impactos ambientais negativos ao meio ambiente.

Os efluentes de uma termoelétrica podem ser classificados basicamente em gasosos, líquidos e sólidos. Os efluentes gasosos são aqueles que apresentam maior potencial poluidor.

A poluição do ar é um problema mundial que está se tornando cada vez mais complicado e sério, e estão sendo designados órgãos responsáveis nos diversos países com a atribuição de identificar e regular a emissão dos poluentes do ar ambiental que possam trazer danos à saúde.

Nos Estados Unidos, que é um dos maiores responsáveis pela poluição do ar do planeta, a *Environmental Protection Agency* (Agência de Proteção Ambiental) é encarregada da identificação e da regulação dos poluentes do ar ambiental. Estão relacionados na TAB. 5.1 os padrões aceitos para os seis maiores poluentes ambientais, conforme estabelecido pelo *National Ambient Air Quality Standards* (Padrões de Qualidade Nacional do Ar Ambiental). Apesar dos regulamentos federais e estaduais, muitas cidades e regiões, nos Estados Unidos, correntemente estão fora destes padrões básicos (Robins e Cotran, 2005).

TABELA 5.1: Padrões de qualidade do ar ambiental nos Estados Unidos: fontes e número de pessoas expostas a poluentes acima do padrão primário

Poluentes	Padrão Primário	Toneladas Emitidas (Milhões)	Pessoas expostas (Milhões)
Ozônio	0,08 ppm média 8 h	Não aplicável	143
Óxidos de Nitrogênio	0,053 ppm (média aritmética anual)	25	Não disponível
Dióxido de Enxofre	0,03 ppm (média aritmética anual)	19	0,3
Partículas (PM ₁₀)	50 µm/µl (média aritmética anual)	24	8,7
Monóxido de Carbono	9 ppm média 8 h	97	31
Chumbo	1,5 µm/µl (média aritmética trimestral)	30	2,5

Fonte: Robins e Cotran (2005)

No Brasil, conforme já apresentado no capítulo 4, a legislação aplicável em nível federal é a Resolução CONAMA n. 03 de 28 de junho de 1990, que dispõe sobre a Qualidade do Ar, definições e padrões. Na TAB. 5.2 são apresentados os padrões nacionais de qualidade do ar. Para fontes de poluição do ar, incluídas aí as de geração de eletricidade, ainda aplica-se a Resolução CONAMA n. 08 de 6 de dezembro de 1990, que estabelece, em nível nacional, limites máximos de emissão de poluentes do ar (padrões de emissão) para processos de combustão externa em fontes novas fixas de poluição com potências nominais totais até 70 MW e superiores.

Para estabelecer uma referência numérica da qualidade do ar, foi definida pelo CONAMA uma metodologia, que em razão da quantificação dos principais poluentes determina-se um valor denominado índice de qualidade do ar, sendo assim possível estabelecer uma escala através da qual se classifica a qualidade do ar, conforme está relacionado na TAB. 5.3.

TABELA 5.2: Padrões nacionais de qualidade do ar - Brasil

Poluente	Tempo de Amostragem	Padrão Primário ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Padrão Secundário ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Método de Medição
Partículas totais em suspensão	24 horas (1)	240	150	Amostrador de grandes volumes
	MGA (2)	80	60	
Dióxido de enxofre	24 horas (1)	365	100	Pararosanilina
	MAA (3)	80	40	
Monóxido de carbono	1 hora (1)	40.000 (35 ppm)	40.000 (35 ppm)	Infra-vermelho não dispersivo
	8 horas (2)	10.000 (9 ppm)	10.000 (9 ppm)	
Ozônio	1 hora (1)	160	160	Quimioluminescência
Fumaça	24 horas (1)	150	100	Refletância
	MAA (3)	60	40	
Partículas inaláveis	24 horas (1)	150	150	Separação inercial/filtração
	MAA (3)	50	50	
Dióxido de nitrogênio	1 hora (1)	320	190	Quimioluminescência
	MAA (3)	110	100	

Fonte: Relatório de Qualidade do Ar (CETESB, 2001).

(1) não deve ser excedido mais que uma vez ao ano.

(2) média geométrica anual.

(3) média aritmética anual.

TABELA 5.3: Escala dos índices de qualidade do ar

Índice	Qualidade do Ar
0 - 50	Boa
51 - 100	Regular
101 - 199	Inadequada
200 - 299	Má
300 - 399	Péssima
> 400	Crítica

Fonte: Relatório de Qualidade do Ar (CETESB, 2001)

De acordo com Robins e Cotran, 2005 as pesquisas epidemiológicas, estudos clínicos com pessoas e estudos toxicológicos com animais continuam a fornecer evidências dos efeitos adversos para a saúde dos poluentes do ar ambiental, mesmo com níveis de exposição abaixo dos padrões recomendados.

A queima de combustíveis fósseis ocorre principalmente em fontes móveis tais como veículos a motor, fontes estacionárias como as plantas de geração de

energia elétrica, indústrias e de outras fontes menores como os churrascos caseiros habituais, os fogões à lenha ou carvão e as lareiras.

O ser humano, em conjunto com todos as formas terráqueas de vida, estão sujeitos a todos estes elementos poluidores, produzidos por diversas atividades que teoricamente estão proporcionando desenvolvimento e conforto ao homem. Este é um foco que está sendo observado com mais detalhes, sendo que existem diversas outras agressões que estão ocorrendo simultaneamente ao meio ambiente, que produzem elementos e condições muito impróprias para a continuidade da vida saudável. Ainda é necessário lembrar que a análise desta tese apresenta cunho técnico, não entrando nos detalhes humanos e sentimentais, nos quais pode ser verificado o egoísmo de uns poucos em detrimento da miséria de outra grande massa.

Retomando o assunto deste capítulo, estão relacionados a seguir os principais efluentes relacionados a operação de uma usina termoeletrica.

5.1 Efluentes gasosos

5.1.1 Dióxido de carbono (CO₂)

De acordo com a *World Meteorological Organization (WMO)*, apud Braga, et al. (2005), em 1999 foram emitidas no mundo 23.172.200.000t de CO₂, sendo 4.333.600t geradas pelas atividades industriais, 1.802.100t no setor residencial, 4.064.700t nos transportes e 7.424.400t na geração de energia.

No Brasil, a geração de energia elétrica pelas centrais termoeletricas é a segunda maior produtora dos gases efeito estufa (CO₂, principalmente) e, portanto, de grande influência no aquecimento global, perdendo apenas para o setor de transportes (Reis, 2003). De acordo com a WMO, apud Braga, et al. (2005), em 1999 foram emitidas no Brasil 305.600.000t de CO₂, que representa 1,3% das emissões mundiais, sendo 87.200t gerados pelas atividades industriais, 17.000t no setor residencial, 109.900t nos transportes e 17.500t na geração de energia.

Os países desenvolvidos são os maiores responsáveis por isso devido a sua grande dependência da geração termoeletrica. Uma série de discussões e acordos internacionais busca, atualmente a redução mundial das emissões. Destes, o mais importante é o Protocolo de Kyoto, que visava estabelecer metas

de redução de emissão de gases efeito estufa, permitindo entre outras ações a negociação de cotas de emissão, através de bônus associados a projetos redutores da produção destes gases ou seqüestradores de CO₂ (Braga, et al.,2005).

Das discussões surgiu o conceito de *Clean Development Mechanisms* (CDM) ou, em português, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), para facilitar e criar um mercado para tais negociações. Nessa discussão, houve uma posição conflitante entre os países desenvolvidos e os países em desenvolvimento e, apesar das rodadas de negociação em Buenos Aires e Marrakesh, a ratificação do tratado de Kyoto somente foi ocorrer no início do ano 2005.

O dióxido de carbono é o principal efluente aéreo produzido no mundo, não só pela geração de energia elétrica, mas também pelos transportes, atividades industriais e residenciais (para aquecimento). O CO₂ corresponde a 66% das emissões mundiais de gases, dos quais 95% são provenientes do hemisfério norte, ou seja, dos países desenvolvidos (Derísio, 1992).

Na natureza, o CO₂ é fundamental ao processo de respiração das plantas, como componente necessário à fotossíntese. Ele é devolvido à atmosfera no processo de queima, decomposição e consumo de matéria orgânica por animais. No planeta, os maiores reservatórios naturais de CO₂ são os oceanos, ficando a atmosfera com apenas 1% desse efluente nele presente.

Quando em excesso na atmosfera, o CO₂ é o principal causador do efeito estufa, que pode implicar o aquecimento global do planeta. Como é dissociável em água, a sua presença na atmosfera, em combinação com o ácido carbônico, contribui para formação de chuva ácida. Excesso também pode causar dificuldades respiratórias, principalmente em idosos e recém-nascidos.

A absorção de CO₂ pelas águas dos oceanos é lenta e não acompanha o ritmo crescente das emissões mundiais. As florestas também não são suficientes para absorver toda a emissão, além de estarem diminuindo mundialmente.

Braga (2005) descreve que à partir da Revolução Industrial, a taxa de emissões de CO₂ passou a ser muito superior à capacidade assimiladora das plantas (pela fotossíntese) e dos oceanos (pela reação de difusão). Apresenta que é comprovado atualmente que o oceano absorve aproximadamente 50% do excesso de CO₂ gerado, porém devido a multiplicidade de fatores que envolvem o

mecanismo de recuperação deste sistema, não é possível estimar até que ponto que os oceanos prosseguirão esta absorção nestes mesmos níveis.

5.1.2 Óxidos de enxofre (SO_x)

O enxofre presente no combustível transforma-se, durante a combustão, em óxidos de enxofre, principalmente dióxidos de enxofre (SO₂). Na atmosfera, o SO oxida-se dando origem a sulfatos e gotículas de ácido sulfúrico.

As emissões sulfuradas de usinas a óleo combustível são, em geral, superiores às das usinas a carvão e a gás natural (que têm o menor impacto), pois os derivados de petróleo possuem normalmente um teor de enxofre maior que o carvão mineral (Reis, 2003).

Dependendo de sua concentração na atmosfera, pode possibilitar o surgimento de chuva e outros efeitos ambientais a consideráveis distâncias do local da emissão.

5.1.3 Material particulado (MP)

Uma parte das cinzas, formadas durante o processo de combustão ou presentes no combustível, é arrastada pelo fluxo de gases para a chaminé, sendo lançada para a atmosfera. O material particulado afeta o meio ambiente pelos efeitos decorrentes de sua deposição nos bens imóveis e suas benfeitorias, no sistema respiratório de pessoas e animais, em plantas e vegetais, na ação sobre a visibilidade atmosférica e instalações elétricas etc.

O teor de particulados produzidos numa central a carvão é bem maior do que em centrais a óleo e a gás natural, já que os teores de cinzas nos carvões minerais são sempre bem mais altos do que nos óleos combustíveis e no gás (Reis, 2003).

5.1.4 Óxidos de nitrogênio (NO_x)

São formados durante o processo de combustão e dependem da temperatura, da forma da combustão e do tipo dos queimadores das caldeiras. Derivam-se do nitrogênio existente no combustível e do ar utilizado para a combustão.

Em concentrações altas, o NO_x provoca o agravamento de enfermidades pulmonares, cardiovasculares e renais, bem como a redução no crescimento das

plantas e a queda prematura das folhas. O NO_x em particular, é substância-chave na cadeia fotoquímica para a formação do *smog*.

5.1.5 Monóxido de carbono e hidrocarbonetos

O maior perigo dos hidrocarbonetos decorre da sua reação fotoquímica com os óxidos de nitrogênio, gerando compostos oxidantes. O monóxido de carbono, por sua vez, é um item importante para o controle da eficiência de operação da caldeira, devendo, portanto, estar sob constante monitoramento. Ambos são emitidos devido à queima incompleta do combustível (Reis, 2003).

5.2 Efluentes líquidos

Produzidos numa termoelétrica, os efluentes líquidos podem afetar física ou quimicamente o solo e as águas superficiais e subterrâneas. Os principais efluentes líquidos são:

5.2.1 Sistema de refrigeração

No caso de refrigeração por circulação direta, podem ocorrer problemas com a fauna e com a flora da fonte de água, em razão da elevação da temperatura do efluente final em relação ao captado.

Muitas vezes, a quantidade de água necessária para o sistema de refrigeração pode entrar em conflito com outras utilizações, no contexto do uso múltiplo das águas de uma bacia fluvial, acarretando outros tipos de problemas ambientais (Reis, 2003).

Nesse caso, a solução é utilizar sistema com torre úmida, que requer que se trate e purgue líquido refrigerante, a fim de evitar a formação de incrustações.

5.2.2 Sistema de tratamento de água

Para produzir vapor, as termoelétricas necessitam de água tratada para sua operação de desmineralização. Nesse tratamento de desmineralização são utilizados produtos químicos que resultam em efluentes potencialmente poluidores do solo, lençol freático, cursos de água, entre outros.

5.2.3 Purga das caldeiras

A formação de incrustações devido a presença de sais na água é um problema constante nas caldeiras a vapor, que pode ser minimizado quando se utiliza água desmineralizada de alta qualidade misturada a produtos químicos. A finalidade dessa combinação é limitar a presença de sólidos em suspensão no interior das caldeiras.

Essa purga é contínua e em torno de 1% da vazão nas caldeiras com tubulão e visa a retirada de sólidos suspensos e excesso de produtos químicos. Esse efluente é potencialmente poluidor do solo, lençol freático e cursos d'água (Reis, 2003).

5.2.4 Líquidos para limpeza de equipamentos

Os depósitos que se acumulam nos equipamentos de queima e de geração de vapor dificultam a troca de calor e necessitam de remoção periódica com produtos químicos líquidos, potencialmente poluidores do meio ambiente.

5.2.5 Outros efluentes

Além dos descritos, outros efluentes, como os provenientes de vazamento de tanques de combustíveis, rompimento de selos de bombas, falhas de válvulas, entre outros, podem ser poluidores, dependendo das suas características químicas.

5.2.6 Efluentes sanitários e de drenagem

Os despejos sanitários podem ser prejudiciais ao meio ambiente em decorrência das reações químicas que podem prejudicar a fauna e constituir-se em foco contínuo de bactérias capazes de transmitir doenças. Esses despejos são constituídos pelos esgotos orgânicos, despejos sanitários e lavagens de refeitórios (Reis, 2003).

Dependendo do tipo da composição química desses efluentes, a drenagem dos líquidos acumulados no chão e pátios, pelas chuvas e limpezas periódicas, pode ser poluidora.

5.3 Efluentes sólidos

São constituídos pelas cinzas e poeiras conseqüentes de operação de uma usina e podem afetar física ou quimicamente o ambiente.

5.3.1 Cinzas

Resíduos do processo de combustão, são de dois tipos: cinzas leves ou volantes (*fly ash*) ou cinzas pesadas (*bottom ash*). As cinzas não devem ser abandonadas no meio ambiente, pois com a ajuda das chuvas e dos ventos, podem formar efluentes poluidores e contaminar a atmosfera, o solo e a água.

É importante lembrar que, no caso de usinas nucleares, a situação ambiental é bastante diferente, embora se apliquem as restrições aqui apresentadas para os vários tipos de efluentes. O problema dos efluentes aéreos é substituído por questões como segurança e manejo do lixo atômico (Reis, 2003).

5.4 A influência da poluição no equilíbrio ambiental do planeta

5.4.1 A camada de ozônio

O ozônio é uma forma triatômica de oxigênio, ou seja, apresenta três átomos de oxigênio ao invés de dois. Ele se forma naturalmente nos níveis superiores da atmosfera terrestre através da radiação ultravioleta do sol.

A radiação quebra as moléculas de oxigênio, liberando átomos livres, alguns dos quais se ligam com outras moléculas de oxigênio para formar o ozônio (Braga, et al., 2005)

Cerca de 90% de todo o ozônio da atmosfera é formado dessa maneira entre 15 e 55 quilômetros acima da superfície da Terra - na porção da atmosfera chamada de estratosfera. Assim, a estratosfera é conhecida como a camada de ozônio (São Paulo – Estado, 1997b).

Mesmo na camada de ozônio, o ozônio está presente em quantidades muito pequenas; sua concentração máxima numa altura de 20 a 25 quilômetros, é de apenas 10 partes por milhão (São Paulo – Estado, 1997b).

O ozônio é uma molécula instável. As radiações de alta energia do sol não apenas criam, mas também quebram as suas moléculas, formando novamente oxigênio molecular e átomos de oxigênio livres.

A concentração de ozônio na atmosfera depende de um equilíbrio dinâmico entre a rapidez de sua formação e de sua destruição.

A camada de ozônio é importante para a vida na Terra, porque absorve a radiação ultravioleta (UV) do sol, impedindo que a maior parte dela atinja a superfície da Terra. O espectro de radiação UV tem comprimentos de onda menores que aqueles da luz visível, sendo que a radiação UV com comprimentos de onda entre 280 e 315 nanômetros é denominada UV-B, e é prejudicial a quase todas as formas de vida (Braga, et al., 2005)

Por absorver a maior parte da radiação UV antes que ela possa atingir a superfície da Terra, a camada de ozônio protege o planeta dos efeitos nocivos da radiação. O ozônio estratosférico também afeta a distribuição de temperatura da atmosfera, tendo assim um papel na regulação do clima na Terra.

O ozônio também está presente nas camadas mais baixas da atmosfera (isto é, a troposfera), mas em concentrações ainda menores que as da estratosfera. Próximo à superfície da Terra, a maior parte da radiação UV de alta energia do sol já foi filtrada pela camada de ozônio estratosférica, de modo que o principal mecanismo natural de formação do ozônio não ocorre neste nível (São Paulo – Estado, 1997b).

Entretanto, concentrações elevadas de ozônio no nível do solo são encontradas em algumas regiões, principalmente como resultado da poluição. Este ozônio no nível do solo é um componente do smog urbano e pode causar problemas respiratórios em seres humanos e prejudicar a flora.

Há pouca ligação entre o ozônio no nível do solo e a camada de ozônio estratosférica. Enquanto o ozônio estratosférico protege a Terra contra os raios nocivos do sol, o ozônio no nível do solo é um poluente. Embora o movimento descendente de ar estratosférico rico em ozônio contribua para o ozônio no nível do solo, pouco ozônio é transportado para cima, de modo que o ozônio formado devido à poluição na superfície da Terra não pode reabastecer a camada de ozônio (São Paulo – Estado, 1997b).

Além disso, embora o ozônio no nível do solo absorva alguma radiação ultravioleta, seu efeito é muito limitado.

Alguns produtos químicos muito estáveis feitos pelo homem, quando liberados para o ar, contendo cloro e bromo, gradualmente se infiltram em todas as partes da atmosfera, inclusive na estratosfera. Embora sejam estáveis nos

níveis inferiores da atmosfera, estes compostos são degradados na estratosfera pelos altos níveis de radiação ultravioleta do sol, liberando átomos de cloro e bromo extremamente reativos (São Paulo – Estado, 1997b).

Estes átomos participam de uma série complexa de reações que levam à destruição do ozônio e uma versão simplificada dos principais passos deste processo é a seguinte: Os átomos livres de cloro e bromo reagem com o ozônio para formar monóxido de cloro e bromo, combinando com um átomo de oxigênio e convertendo a molécula de ozônio em oxigênio.

As moléculas de monóxido de cloro e bromo reagem com átomos livres de oxigênio, liberando o átomo de oxigênio anteriormente utilizado na primeira combinação citada no parágrafo anterior, para formar mais oxigênio molecular e átomos livres de cloro e bromo.

Os átomos de cloro e bromo recém-liberados iniciam o processo novamente atacando uma outra molécula de ozônio.

Desta forma, cada um destes átomos pode destruir milhares de moléculas de ozônio, o que é a razão pela qual baixos níveis de cloro e bromo (a concentração de cloro na estratosfera em 1985 era 2,5 partes por bilhão) podem degradar ozônio suficiente para destruir significativamente a vasta camada de ozônio (São Paulo – Estado, 1997b).

Vários produtos químicos feitos pelo homem são capazes de destruir o ozônio estratosférico. Todos eles têm duas características em comum, nos níveis mais baixos da atmosfera todos são notavelmente estáveis, sendo muito insolúveis em água e resistentes à degradação física e biológica; e eles contêm cloro e bromo (elementos que são extremamente reativos quando na forma livre) e podem por isso atacar o ozônio.

Por essas razões, as substâncias destruidoras de ozônio continuam no ar por longos períodos, e são gradativamente difundidas para todas as partes da atmosfera, inclusive a estratosfera. Lá elas são degradadas, pela intensa radiação e alta energia do sol, liberando átomos de cloro e bromo destruidores de ozônio (São Paulo – Estado, 1997b).

Clorofluorcarbonos (CFCs) são os produtos químicos destruidores de ozônio mais importantes e têm sido usados de muitas maneiras desde que foram sintetizados pela primeira vez, em 1928. Alguns exemplos são: como refrigerante em refrigeradores e condicionadores de ar; como propelentes em latas de "spray";

como agentes de expansão na fabricação de espumas flexíveis para estofamentos e colchões; e como agente de limpeza para placas de circuito impresso e outros equipamentos.

Os Hidroclorofluorcarbonos (HCFCs) são semelhantes aos CFCs e foram amplamente desenvolvidos como substitutos, sendo seus principais usos como refrigerantes e agentes de expansão. Os HCFCs são menos destruidores de ozônio do que os CFCs porque o seu átomo de hidrogênio extra torna mais provável a sua degradação nos níveis inferiores da atmosfera, impedindo que muito do seu cloro atinja a estratosfera (São Paulo – Estado, 1997b).

Os principais compostos destruidores de ozônio que contêm bromo são chamados halons, que são bromofluorcarbonos (BFCs), cujo principal uso tem sido na extinção de incêndios. Alguns halons são destruidores de ozônio potentes - até 10 vezes mais poderosos que os CFCs mais destrutivos (São Paulo – Estado, 1997b).

O Protocolo foi então submetido a três conjuntos de ajustes das medidas de controle (acordados em encontros das partes em 1990, 1992 e 1995), acelerando os cronogramas de eliminação para substâncias destruidoras de ozônio. Ele também foi submetido a duas Emendas. A Emenda de Londres (1990) acrescentou o metil clorofórmio, o tetracloreto de carbono e mais uma gama de CFCs aos cronogramas de eliminação e estabeleceu um mecanismo para a assistência técnica e financeira aos países em desenvolvimento. A Emenda de Copenhague (1992) acrescentou hidroclorofluorcarbonos, hidrobromofluorcarbonos (HBFCs), e brometo de metila aos cronogramas de eliminação e formalmente criou o Fundo Multilateral como uma rota para transferências financeiras para os países em desenvolvimento (São Paulo – Estado, 2005).

Nos últimos anos, a atenção tem sido concentrada em outro produto químico contendo bromo, com potencial significativo de destruição do ozônio, o brometo de metila, que é usado principalmente como pesticida.

A primeira hipótese de que atividades humanas poderiam causar danos à camada de ozônio foram publicadas no início dos anos 70. Por alguns anos ainda permaneceu a dúvida se a destruição do ozônio realmente ocorria, e, em caso afirmativo, se as atividades humanas seriam responsáveis. (São Paulo – Estado, 1997b).

Medidas diretas da estratosfera provaram que cloro e bromo derivados de produtos químicos feitos pelo homem são primariamente responsáveis pela destruição de ozônio observada, e esta conclusão foi apoiada por um melhor entendimento científico dos mecanismos químicos de destruição do ozônio (São Paulo – Estado, 1997b).

É consenso no meio científico que as erupções vulcânicas podem acelerar a taxa de destruição de ozônio, mas seus efeitos têm duração relativamente curta (São Paulo – Estado, 1997b).

Medições demonstram que os níveis de ozônio caíram mais rapidamente nos anos oitenta do que nos anos setenta sugerindo que a destruição do ozônio foi acelerada (São Paulo – Estado, 1997b).

Tanto a destruição do ozônio estratosférico quanto as mudanças climáticas são efeitos das atividades humanas sobre a atmosfera global. Estes são dois problemas ambientais distintos, mas que estão ligados de várias maneiras. Produtos químicos destruidores de ozônio contribuem para o aquecimento global pois podem ter um impacto no balanço térmico da Terra, bem como na camada de ozônio, porque muitos deles são gases causadores do efeito estufa. Por exemplo, os CFCs 11 e 12 (os dois principais compostos clorofluorcarbonos que destroem o ozônio) tem um potencial de aquecimento global respectivamente 4000 a 8500 vezes maiores do que o dióxido de carbono (num período de 100 anos). Os fluorcarbonos (HFCs) produtos químicos desenvolvidos para substituir CFCs são também poderosos gases causadores do efeito estufa (São Paulo – Estado, 1997b).

O próprio ozônio é um gás causador do efeito estufa e a camada de ozônio faz um papel de manutenção do equilíbrio geral de temperatura do planeta.

Acredita-se atualmente que a destruição da camada de ozônio reduza o efeito estufa. Por outro lado, a maior exposição da superfície da Terra a UVB devido à destruição do ozônio poderia alterar o ciclo dos gases causadores do efeito estufa, tais como dióxido de carbono, de tal modo que poderia aumentar o aquecimento global (São Paulo – Estado, 1997b).

Em particular, maior incidência de UV-B provavelmente suprime a produção primária de plantas terrestres e fitoplâncton marinho, reduzindo assim a quantidade de dióxido de carbono que eles absorvem da atmosfera.

Espera-se que o aquecimento global aumente as temperaturas médias na baixa atmosfera, mas ele poderia esfriar a estratosfera. Isso poderia aumentar a destruição do ozônio, mesmo que as concentrações de produtos químicos feitos pelo homem que atingem a estratosfera fossem as mesmas, por que temperaturas muito baixas favorecem tipos especiais de reações que destroem o ozônio mais rapidamente (São Paulo – Estado, 1997b).

5.4.2 A mudança climática

A Convenção sobre o Clima foi firmada em 1992 no Rio de Janeiro na Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento, que marcou o 20º aniversário da Conferência de Estocolmo sobre o Meio Ambiente.

A Conferência de Estocolmo teve uma enorme influência em dar início ao processo de criação de agências governamentais encarregadas do problema do meio ambiente das quais a CETESB é uma delas, bem como Ministérios de Meio Ambiente em vários países e do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), com sede em Nairobi.

Para entender o significado da Convenção sobre o Clima é conveniente relembrar o debate que se travou em Estocolmo e na década dos anos 70 entre países industrializados e os países em desenvolvimento. A posição do Brasil, na época sob o governo militar, era a de "desenvolver-se primeiro e pagar os custos da poluição mais tarde", como declarou o Ministro Costa Cavalcanti na ocasião. A visão na época era a de que os problemas ambientais advinham da pobreza, que era a principal fonte de poluição e que dispor de mais alimentos, habitação, assistência médica, emprego e condições sanitárias tinha mais prioridade do que reduzir a poluição da atmosfera (São Paulo – Estado, 1997a).

O pensamento de que o desenvolvimento não poderia ser sacrificado por considerações ambientais e que este tipo de consideração não poderia prejudicar as exportações dos países em desenvolvimento (São Paulo – Estado, 1997a).

Surgiu também na época a proposta de que os países em desenvolvimento poderiam incorporar considerações ambientais no seu processo de desenvolvimento, desde que os países industrializados se dispusessem a financiar os custos ambientais, através do que foi chamado "adicionalidade de

recursos”, e a transferência gratuita, ou a baixo custo, das tecnologias adequadas.

Esta postura, que não granjeou muitos amigos para o Brasil, decorria da percepção de que os países desenvolvidos, tendo completado seu processo de desenvolvimento, estariam agora empenhados em impedir a industrialização do Terceiro Mundo.

A retórica da “diplomacia do desenvolvimento” no seu componente ambiental, anunciado na época pelo embaixador Araújo de Castro do Brasil, se tornou popular entre os países do “Grupo dos 77” e norteou o comportamento deste grupo dentro da Organização das Nações Unidas e outros foros internacionais.

O Grupo dos 77 foi criado em 15 de junho de 1964, quando 77 países em desenvolvimento adotaram, na conclusão da Primeira Conferência das Nações Unidas para o Comércio e Desenvolvimento, uma declaração conjunta. O Grupo dos 77 realizou seu Primeiro Encontro Ministerial em Argel em Outubro de 1967 e adotou a “Carta de Argel”, que delineou a visão do grupo, inalterada desde então. A evolução da história do Grupo dos 77, portanto, está intimamente ligada ao sistema das Nações Unidas, representando a dedicação aos objetivos dos países em desenvolvimento e aos da Carta das Nações Unidas (Group of 77, 2005)

Acreditam alguns que, apesar de não ter tido muito sucesso, esta retórica serviu para adiar para o futuro preocupações com problemas ambientais nos países em desenvolvimento. O que ocorreu, contudo é que ela se tornou rapidamente obsoleta e continuou a inspirar o Grupo dos 77 mesmo após as preocupações ambientais terem se tornadas mais sérias do que eram por ocasião da Conferência de Estocolmo.

Quando os problemas decorrentes da emissão de clorofluorcarbonos surgiu na década de 1980 os países em desenvolvimento se recusaram a reduzir suas emissões a menos que fossem compensados economicamente. Isto só ocorreu porque a redução das emissões era também de interesse dos países mais ricos e foi criado um fundo especial que arcou com as despesas decorrentes nos termos do “Protocolo de Montreal” (São Paulo – Estado, 1997a).

Quando a mesma estratégia foi tentada no caso da Convenção sobre Mudanças Climáticas, ela não atingiu o mesmo sucesso. O problema neste caso é que os gases responsáveis pelo “efeito estufa” tornam a atmosfera terrestre

menos transparente às radiações térmicas que, em condições normais, a Terra reemite para o espaço aumentando, portanto, a temperatura da superfície do globo.

As conseqüências mais imediatas do aquecimento da superfície da Terra são:

- a expansão da água dos oceanos (e eventual fusão de parte das massas de gelo nas regiões polares) provocando o aumento do nível do mar;
- o aumento da turbulência da atmosfera com o aumento da freqüência de eventos climáticos extremos (como furacões, chuvas intensas, etc);
- a migração das florestas e sua biodiversidade para zonas mais temperadas (São Paulo – Estado, 1997a).

Os relatórios do *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), preparados por centenas de cientistas nos últimos 6 anos, indicam que apesar da existência de algumas incertezas de natureza científica, não há a menor dúvida que os efeitos do "efeito estufa" são reais e que poderão ser muito significantes nas próximas décadas.

Baseados nestes relatórios, um grande número de países decidiu adotar, em 1992, na Conferência do Rio, *United Nations Conference on Environment and Development* (UNCED), a Convenção sobre Mudanças Climáticas, que foi ratificada por mais de 100 países e que se encontra, portanto, em vigor (São Paulo – Estado, 1997a).

A Convenção foi negociada no âmbito das Nações Unidas e destas negociações participaram inúmeros países através de um processo laborioso e complexo, tendo sido adotada por consenso. Ela é por essa razão um documento que tenta acomodar visões diferentes do problema e acabou por isso sendo menos claro e incisivo do que se esperava.

O documento assinado é por isso chamado de "Convenção Quadro" - *Framework Convention on Climate Change* (FCCC), o que indica que devia ser seguido de protocolos adicionais que detalharão as medidas adicionais que serão tomadas pelos diversos países. Esta é a explicação para a linguagem vaga da Convenção no que se refere aos compromissos específicos assumidos pelos diversos países. Ainda assim, ela reconhece o problema causado pelas missões antropogênicas de gases que provocam o efeito estufa, e recomenda a adoção de

medidas precaucionais antes mesmo de se obter uma confirmação científica completa das previsões feitas pelos cientistas (São Paulo – Estado, 1997a).

A principal destas medidas é a redução das emissões dos gases responsáveis principalmente dióxido de carbono e metano, mas não foram adotados em 1992 limites para estas emissões e nem um calendário para sua adoção. Os países envolvidos unilateralmente se comprometeram a congelar suas emissões no nível do ano de 1990, nível este a ser atingido no ano 2000.

Os países em desenvolvimento não aceitaram nenhuma limitação às suas emissões e conseguiram que fosse criado pelos países mais ricos um mecanismo financeiro para cobrir os custos adicionais das medidas a serem tomadas. A *Global Environmental Facility* foi criada com esta finalidade, mas com recursos muito inferiores aos que seriam necessários para a adoção de medidas efetivas (São Paulo – Estado, 1997a).

Decorridos 5 anos após a assinatura da Convenção verificou-se que a maioria dos países industrializados (principalmente os Estados Unidos) não conseguiu congelar suas emissões de modo que existe uma pressão crescente para a adoção de limites mandatários a serem atingidos nos anos 2005 a 2010.

A alocação de quotas para as emissões entre os vários países não será fácil, mas uma vez adotada criará um mercado para permissões de emitir que poderão ser negociadas entre países.

Acredita-se, por isso, que com o estabelecimento de limites e quotas para a emissão de CO₂, metano e outros gases que provocam o efeito estufa, a implementação conjunta de medidas que reduzam globalmente estas emissões vai de fato ocorrer. Tentou-se introduzir, após 1992, a implementação conjunta em bases voluntárias com sucesso muito reduzido, porque não havia incentivos financeiros para fazê-lo (São Paulo – Estado, 1997a).

As causas para o aparente fracasso da Convenção das Mudanças Climáticas, cujo resultado foi muito diferente do sucesso do Protocolo de Montreal sobre a camada de ozônio, são as seguintes:

- A "Convenção do Clima" foi negociada no âmbito das Nações Unidas, por mais de 100 países e a busca de consenso claramente enfraqueceu suas intenções iniciais. O Protocolo de Montreal foi negociado por pouco mais

de 10 países - os principais interessados - e adotou rapidamente recomendações muito enérgicas.

- A crise econômica dos anos 90, ainda não evidente em 1992, com os problemas do desemprego generalizado na Europa e em outros países, reduziu o fervor ecológico das organizações não-governamentais o que se refletiu na atitude de governos como o da Alemanha.
- A natureza do "efeito estufa" que tem sua origem nas emissões de muitos milhões de fontes, contrariamente à produção de clorofluorcarbonos dos quais não havia mais do que uma dezena de fabricantes.
- Controvérsias científicas sobre a gravidade real do "efeito estufa" e seus efeitos que encorajaram os governos a adiar medidas concretas para a redução das emissões responsáveis.
- A resistência crescente dos países produtores de petróleo e carvão que se organizaram para bloquear a implementação da Convenção do Clima (São Paulo – Estado, 1997a).

Por outro lado, há razões para um certo otimismo, porque nos últimos anos as alternativas não poluentes para a geração de energia se desenvolveram satisfatoriamente, e o uso em larga escala de células fotovoltaicas, moinhos de vento e captação direta de energia solar para geração de eletricidade evoluiu muito. O custo destas alternativas energéticas caiu e, além disso, programas de uso de biomassa para geração de eletricidade, como o álcool no Brasil, tiveram um grande impulso (São Paulo – Estado, 1997a).

A situação atual é, portanto, a de que foi demonstrado técnica e economicamente que existem alternativas viáveis ao uso dos combustíveis fósseis principal responsável pelo "efeito estufa", e que os países em desenvolvimento poderiam adotar estas alternativas para garantir seu desenvolvimento apesar delas dependerem de condições geográficas.

O problema do financiamento para projetos que reduzem a poluição local e regional, como projetos de saneamento ambiental, foi resolvido há anos porque o Banco Mundial e os bancos regionais dispõem de recursos para empréstimos em longo prazo. Depende, porém, dos países em desenvolvimento priorizá-los uma vez que precisam ser pagos (São Paulo – Estado, 1997a).

No que se refere a projetos de energia renovável e outros que reduzem as emissões de gases que provocam o efeito estufa, o Banco Mundial estabeleceu uma *Solar Initiative* que está em fase de implementação e que, em alguns casos, poderia fazer empréstimos a longo prazo a um custo inferior aos custos de mercado.

A estratégia geral dos países em desenvolvimento é, portanto, a de otimizar os sistemas energéticos de forma a atender a demanda por serviços de energia como iluminação, refrigeração e produção de energia mecânica, o que envolve tecnologias que devem ser adotadas pelos países em desenvolvimento já nos estágios iniciais do seu desenvolvimento. Utilizar energias renováveis pode também libertar estes países de importações onerosas de carvão e petróleo.

A adoção destas soluções não só reduziria o efeito estufa como também faria sentido do ponto de vista do desenvolvimento em geral. Por conseguinte, não é necessário aguardar por uma certeza absoluta de que o efeito estufa é real e vai afetar negativamente a vida de centena de milhões (São Paulo – Estado, 1997a).

Adotar medidas preventivas para evitá-lo faz sentido sob outros pontos de vista além de reduzir as emissões indesejáveis, e este é o caminho a seguir.

Os Protocolos que serão adotados para dar operacionalidade à Convenção do Clima deverão se tornar, por essa razão, uma das mais importantes realizações da diplomacia internacional antes do fim do século 20. (São Paulo – Estado, 1997a).

Um importante passo para a operacionalidade do estabelecido na Convenção do Clima foi o Protocolo de Kyoto.

Quando adotaram a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, em 1992, os governos reconheceram que ela poderia ser a propulsora de ações mais enérgicas no futuro. Ao estabelecer um processo permanente de revisão, discussão e troca de informações, a Convenção possibilita a adoção de compromissos adicionais em resposta a mudanças no conhecimento científico e nas disposições políticas (São Paulo – Estado, 1997a).

A primeira revisão da adequação dos compromissos dos países desenvolvidos foi conduzida, como previsto, na primeira sessão da Conferência das Partes (COP-1), que ocorreu em Berlim, em 1995. As Partes decidiram que o compromisso dos países desenvolvidos de voltar suas emissões para os níveis de

1990, até o ano 2000, era inadequado para se atingir o objetivo de longo prazo da Convenção, que consiste em impedir uma interferência antrópica (produzida pelo homem) perigosa no sistema climático (São Paulo – Estado, 1997a).

Ministros e outras autoridades responderam com a adoção do “Mandato de Berlim” e com o início de uma nova fase de discussões sobre o fortalecimento dos compromissos dos países desenvolvidos. O grupo *Ad Hoc* sobre o Mandato de Berlim (*Ad Hoc Group on the Berlin Mandate - AGBM*) foi então formado para elaborar o esboço de um acordo que, após oito sessões, foi encaminhado à COP-3 para negociação final (Ad Hoc Group, 2005).

Cerca de 10.000 delegados, observadores e jornalistas participaram desse evento de alto nível realizado em Kyoto, Japão, em dezembro de 1997. A conferência culminou na decisão por consenso de adotar-se um Protocolo segundo o qual os países industrializados reduziram suas emissões combinadas de gases de efeito estufa em pelo menos 5% em relação aos níveis de 1990 até o período entre 2008 e 2012. Esse compromisso, com vinculação legal, promete produzir uma reversão da tendência histórica de crescimento das emissões iniciadas nesses países há cerca de 150 anos (São Paulo – Estado, 1997a).

O Protocolo de Kyoto foi aberto para assinatura em 16 de março de 1998. Este somente poderia entrar em vigor 90 dias após a sua ratificação por pelo menos 55 Partes da Convenção, incluindo os países desenvolvidos que contabilizaram pelo menos 55% das emissões totais de dióxido de carbono em 1990 desse grupo de países industrializados.

O Protocolo foi ratificado pelo Brasil no dia 19 de junho de 2002 e sancionado pelo presidente no dia 23 de julho do mesmo ano (Ministério de Ciências e Tecnologia, 2005).

As Partes da Convenção sobre Mudança do Clima foram realizadas conforme segue:

- COP 3 – Kyoto/1997.
- COP 6 – Haia/2000 – fracasso.
- COP 6 BIS – Bonn/2001 – Acordo de Bonn.
- COP 7 – Marrakesh/2001 – Acordo de Marrakesh.
- COP 9 – Milão/2003 – Decisão 19CP9.
- COP 10 – Buenos Aires/2004 – projetos de pequena escala A/R (Ministério de Ciências e Tecnologia, 2005).

Para que houvesse condições de vigorar o Protocolo de Kyoto seria necessário que no mínimo 55 países que representem pelo menos 55% das emissões de gases efeito estufa ratificassem o mesmo. Com a ratificação da Rússia, efetivada em 18 de novembro de 2004, foi possível a entrada em vigor deste tratado, no dia 16 de fevereiro de 2005. A Rússia representa 17,4% das emissões mundiais e com sua participação foi atingido o total de 61,6% de emissões. No total 141 países ratificaram o protocolo (Folha on line - Ciências, 2005).

O protocolo de Kyoto sobre mudanças climáticas que entrou em vigor, sem a participação dos Estados Unidos, China e Índia, que se negaram a ratificá-lo, é o mais estrito dos cerca de 250 acordos mundiais sobre o meio ambiente (Notícias Terra, 2005).

5.5 A influência da poluição do ar sobre a saúde do ser humano

De acordo com Robins e Cotran (2005), os pulmões constituem o principal alvo de ataque dos poluentes do ar, sendo que são especialmente vulneráveis as crianças, os asmáticos e pessoas com doenças cardiopulmonares crônicas.

Os principais poluentes atmosféricos e os mecanismos responsáveis por seus efeitos adversos à saúde serão apresentados resumidamente neste item.

A exposição de crianças e de adultos exercitando-se, a uma mínima quantidade de ozônio (0,08 ppm), produz tosse, desconforto torácico e inflamação dos pulmões. Os asmáticos são especialmente sensíveis e necessitam um número maior de visitas às emergências hospitalares e mais hospitalizações, durante os episódios de *smog*. Não se sabe, ainda, se as alterações agudas levam à lesão pulmonar crônica irreversível. O ozônio é altamente reativo e oxida gorduras poliinsaturadas transformando-as em peróxido de hidrogênio e aldeídos lipídicos. Estes produtos atuam como irritantes e induzem liberação de mediadores inflamatórios que causam aumento da permeabilidade epitelial e da reatividade das vias aéreas com decréscimo da função ciliar de remoção de partículas. A maior parte das doses inaladas localiza-se na junção bronquioalveolar, contudo, o ozônio causa, também, inflamação do trato respiratório superior (Robins e Cotran, 2005).

Os óxidos de nitrogênio (NO e NO₂) apresentam reatividade menor que o ozônio. O dióxido de nitrogênio dissolve-se na água das vias aéreas formando

ácidos nítrico e nitroso que danificam a forração epitelial. Crianças e pacientes asmáticos apresentam maior suscetibilidade, verifica-se uma ampla variação das respostas individuais à agressão deste poluente (Robins e Cotran, 2005).

O dióxido de enxofre é altamente solúvel em água se absorvido no trato aéreo superior e no inferior, libera HSO_3^- (bisulfito) e SO_3^- (sulfito), que causam irritação local.

Os vapores ácidos resultam da utilização de combustíveis fósseis, cuja queima produz componentes que são emitidos por chaminés de onde são transportados pelo ar. Na atmosfera, os dióxidos de enxofre e de nitrogênio são oxidados para ácido sulfúrico e ácido nítrico, respectivamente, os quais se dissolvem em gotas de água ou são adsorvidos pelas partículas aéreas. Estes vapores ácidos são irritantes para o epitélio das vias aéreas e alteram sua remoção pela mucosa ciliar. Os asmáticos têm função pulmonar diminuída e hospitalização aumentada, quando expostos a vapores ácidos, embora haja ampla variação nas respostas das vias aéreas (Robins e Cotran, 2005).

O depósito e a remoção de material particulado inalado pelos pulmões dependem de seu tamanho. As partículas ambientais são altamente heterogêneas no tamanho e na composição química, e ainda é desconhecido o quanto estas características contribuem para os efeitos adversos na saúde.

Recentes estudos epidemiológicos e toxicológicos sugerem que as partículas ultrafinas (menores que $0,1 \mu\text{m}$ em diâmetro aerodinâmico) são mais perigosas. Elas contribuem para aumentar a morbidade e a mortalidade, especialmente entre crianças, idosos, e pessoas com doenças cardíaca e pulmonar crônicas. Os mecanismos responsáveis por estes efeitos adversos à saúde são suspeitos de envolverem:

- liberação de citocinas sistêmicas, associadas com inflamação pulmonar;
- aumento da viscosidade sangüínea, e
- alterações associadas com a variação da frequência cardíaca e com arritmias (Robins e Cotran, 2005).

5.5.1 Poluição aérea em ambiente fechados

Além de estar exposto aos componentes das emissões gasosas industriais supra citadas, o ser humano ainda pode estar se sujeitando, às vezes até por

ignorância do perigo, a outras fontes de poluição interna (intramuros), que provém da utilização do gás de cozinha, dos fornos à lenha, dos materiais de construção, aparelhos, componentes e substâncias alérgenas, radônio, alérgenos associados com animais de estimação, ácaros da poeira, esporos de fungos e de bactérias. Acrescenta-se aqui que os malefícios da fumaça do tabaco ambiental são bastante divulgados e conhecidos, sendo que no Brasil os fabricantes destes produtos são legalmente obrigados a informar ao consumidor sobre os males causados pelo uso do produto no invólucro do mesmo e nas suas propagandas, de forma clara e objetiva.

O monóxido de carbono, que é um gás incolor e inodoro, é um subproduto da combustão produzida pela queima da gasolina, óleo, carvão, madeira e gás natural. É também um poluente principal da fumaça do cigarro. Cabe lembrar que em estudos realizados ficou comprovado que níveis de monóxido de carbono no ar ambiente não deveriam exceder 9 ppm. Contudo, no interior de habitações, já foram constatados níveis de 2 a 4 ppm durante o inverno. Esta poluição do ar, em ambientes fechados pode reduzir a capacidade de exercício e agravar a isquemia cardíaca. Níveis mais altos podem causar envenenamento, manifestado por cefaléia, tonteira, perda do controle motor e coma. Aproximadamente 900 mortes acidentais devidas à asfixia são causadas por poluição interna, em ambientes fechados, a cada ano, nos Estados Unidos (Robins e Cotran, 2005).

Fornos aquecidos a gás e aquecedores a querosene podem elevar os níveis de NO_2 de 20 a 40 ppm, em ambientes fechados de residências, sendo que estes níveis são várias vezes maiores do que os encontrados no ambiente externo. As crianças são mais suscetíveis aos efeitos danosos do dióxido de nitrogênio. Ele prejudica as defesas pulmonares e é, portanto, associado ao aumento das infecções respiratórias.

A fumaça de madeira ou lenha é uma mistura complexa de óxidos de nitrogênio, partículas e hidrocarbonetos aromáticos policíclicos. Concentrações altas deste tipo de fumaça em casas com ventilação deficiente podem aumentar a incidência de infecções respiratórias nas crianças.

O Formaldeído, uma substância química, altamente volátil, tem sido usada na manufatura de muitos produtos de consumo, incluindo têxteis, madeira prensada, mobiliário e espuma isolante de uréia-formaldeído. Ainda que os níveis residenciais internos estejam, usualmente, em torno de 1 ppm, pode causar

irritação dos olhos e do trato respiratório e exacerbação da asma. O formaldeído é emitido, freqüentemente, com a acroleína (de gorduras superaquecidas) e com o acetaldeído que podem ter efeitos irritantes aditivos ou sinérgicos. Compostos orgânicos adicionais que podem estar presentes, em baixos níveis, no interior de residências, incluem benzeno, tetra-etilcloroetileno, hidrocarbonetos aromáticos policíclicos e clorofórmio. O potencial de toxicidade e de carcinogenicidade a estes níveis é baixo, mas, nas exposições ocupacionais, pode ser um fator de risco. Formaldeído, em altas doses (6 a 14 ppm) produz tumores nasais em ratos (Robins e Cotran, 2005).

O radônio é um gás radioativo, subproduto da decomposição do urânio, amplamente distribuído no solo. Esse gás que emana, principalmente do solo, é prevalente no interior das residências, em níveis que alcançam uma média de 1,5 pCi/l (pico Curie por litro). Aproximadamente, 4% das residências americanas alcançam a média anual de níveis maiores que 4 pCi/l. Quando inalado, penetram os pulmões onde seus subprodutos emitem radiação alfa, que tem sido associada ao câncer de pulmão de trabalhadores em minas. De acordo com algumas estimativas, os níveis encontrados no interior das residências seria responsável por 10.000 casos de câncer por ano nos Estados Unidos (Robins e Cotran, 2005).

A aerossolização de bactérias responsáveis pela pneumonia pela espécie *Legionella*, tem sido associada com os sistemas de aquecimento ou de resfriamento, em diversos prédios. Riscos mais comuns vinculados ao ar ambiental interno são alérgenos associados com animais de estimação, ácaros da poeira, baratas, fungos e mofos. Estes alérgenos causam rinite alérgica e exacerbam a asma. A etiologia da assim chamada, síndrome do edifício doente ou síndrome de sensibilidade a múltiplas substâncias químicas, é menos clara. Em alguns casos, altos níveis de um ou mais desses poluentes aéreos interiores podem ser responsáveis. Na maioria dos casos, a falta de ventilação adequada é a causa (Robins e Cotran, 2005).

5.5.2 Exposições industriais

Durante séculos os médicos reconheceram que as exposições ocupacionais contribuem para a doença humana. Quase todos os sistemas e órgãos podem ser afetados e ter como conseqüências toxicidade aguda ou irritação, reações de hipersensibilidade, intoxicação crônica, fibrose e câncer.

Os efeitos crônicos das exposições ocupacionais são complexos. Incluem alterações no sistema nervoso, disfunções reprodutoras, fibrose pulmonar e câncer. Os mecanismos responsáveis por estes efeitos não são ainda bem compreendidos (Robins e Cotran, 2005).

Alguns exemplos de doenças crônicas e agudas resultantes de exposições ocupacionais e de riscos potenciais das exposições ambientais são relacionados nos itens a seguir.

5.5.2.1 Compostos orgânicos voláteis

Grandes volumes de solventes orgânicos e vapores são utilizados na indústria e nos lares. Estas substâncias são conhecidas por compostos orgânicos voláteis (VOCs). São utilizados em manufaturas, na remoção de gorduras, na lavagem a seco e como componentes de removedores de tintas, óleos minerais e terebintina, tanques de armazenagem e aerossóis. VOCs e produtos de petróleo tais como querosene, óleo mineral e terebintina são armazenados em tanques no subsolo. Derrames superficiais e vazamento dos tanques de armazenamento podem contaminar suprimentos de água do subsolo. Em geral, os altos níveis de exposição verificados na indústria causam cefaléia, tonteiras, intoxicação hepática ou renal. Nos níveis mais baixos de exposição, há preocupação com o potencial de carcinogênese e de efeitos adversos na função reprodutora (Robins e Cotran, 2005).

Os compostos denominados hidrocarbonetos alifáticos são os mais amplamente usados nos solventes industriais e presentes nos agentes da lavagem a seco. Todos estes químicos são prontamente absorvidos através dos pulmões, pele e trato gastrointestinal. Além da depressão aguda do sistema nervoso central (SNC), podem causar intoxicação hepática e renal. Exemplos comuns destes químicos são o clorofórmio e o tetracloreto de carbono, ambos mostram-se carcinogênicos em roedores. O cloreto de metileno, que é outra dessas substâncias químicas, utilizado na composição dos removedores de tintas e em aerossóis, em áreas fechadas, pode alcançar altas concentrações, por ser altamente volátil, e será metabolizado pelo citocromo P-450 para dióxido de carbono e monóxido de carbono. O monóxido de carbono pode formar, com a hemoglobina, a carboxihemoglobina que causa depressão respiratória e morte. O percloroetileno e compostos relacionados são amplamente utilizados na indústria

de lavagem de roupas a seco. Exposição aguda a essa substância química causa depressão do SNC, confusão mental, tonteiras, incoordenação motora e náuseas. Exposições repetidas podem causar dermatite. O percloroetileno é um carcinógeno potencial para humanos (Robins e Cotran, 2005).

Os produtos do petróleo tais como gasolina, querosene, óleo mineral e terebintina são altamente voláteis e constituem uma fonte comum de envenenamento de crianças. A inalação de seus vapores causa tonteira, incoordenação motora e depressão do SNC (Robins e Cotran, 2005).

Benzeno, tolueno e xileno são denominados hidrocarbonetos aromáticos. São amplamente utilizados como solventes nas indústrias de borracha e de sapatos, na imprensa e no revestimento com papel. O tolueno e o xileno não são carcinogênicos, mas a inalação de benzeno é uma ameaça porque causa intoxicação da medula óssea, anemia aplástica e leucemia aguda. O benzeno é metabolizado pelo cromo P-450, no fígado, produzindo benzoquinona e muconaldeído. Acredita-se que estes produtos sejam os causadores da intoxicação medular (Robins e Cotran, 2005).

5.5.2.2 Hidrocarbonetos aromáticos policíclicos

Os hidrocarbonetos aromáticos e policíclicos estão entre as mais potentes das substâncias químicas carcinogênicas. A carcinogenicidade destes compostos foi reconhecida em 1775, com a descrição do câncer escrotal nos limpadores ingleses de chaminés, expostos à fuligem. Uma variedade desses hidrocarbonetos aromáticos caracterizada por três ou mais anéis de benzeno fundidos é produzida pelos combustíveis fósseis. O processamento do carvão, do coque, do óleo cru, do ferro e do aço, é feito em altas temperaturas. Benzo(a)pireno é o protótipo de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos. Estas substâncias são metabolizadas pelo citocromo P-450, pela prostaglandina sintetase H e pela epóxido-hidrolase, uma enzima microssômica induzível, existente no fígado. Intermediários ativados da epóxido-hidrolase fazem a ligação com o DNA. Estes adutores têm sido utilizados como marcadores da exposição a hidrocarbonetos policíclicos aromáticos. A exposição ocupacional a esses corpos químicos associa-se com o aumento do risco a cânceres de pulmão e da bexiga. O fumo de cigarros constituem outra fonte importante de benzo(a)pireno. (Robins e Cotran, 2005).

5.5.2.3 Plásticos, borrachas, polímeros e metais

Milhões de toneladas de plásticos sintéticos, borracha e polímeros são produzidos no mundo. Estes produtos são transformados em látex, canos, cabos, pisos, produtos domésticos e recreacionais, produtos médicos e embalagens.

Em 1974, a exposição ocupacional aos monômeros de cloreto de vinil usados para produzir resinas de cloreto de polivinil foi associada com o angiossarcoma do fígado. O cloreto de vinil é um gás incolor, inflamável e explosivo. Antes da fase de polimerização na manufatura do cloreto de polivinil ele pode ser absorvido pela pele ou pelos pulmões. O cloreto de vinil é metabolizado pelo sistema do citocromo P-450, no fígado, para cloroacetaldeído. Este metabólito liga-se, por covalência, ao DNA e é mutagênico. A exposição de trabalhadores com borracha ao 1,3-butadieno tem sido associada com um aumento do risco de leucemia. O plástico é largamente utilizado nos produtos de consumo, incluindo embalagens de alimentos e de bebidas. A exposição pública a plastificadores tais como ésteres de ftalatos e a aditivos tais como bisfenol-A, causa preocupação pelos efeitos potencialmente adversos sobre a procriação. Experimentos demonstraram que os ésteres de ftalato podem induzir danos testiculares em ratos e que o bisfenol-A mimetiza os efeitos proliferativos do estrogênio (Robins e Cotran, 2005).

Ainda pode ser acrescentado que a exposição do ser humano a metais como chumbo, mercúrio, cádmio, cromo, níquel, cobalto entre outros também apresenta grande risco à saúde, conforme estudos já realizados.

Como o objetivo desta tese está relacionado às conseqüências sócio-econômicas e ambientais da substituição do óleo combustível pelo gás natural, destacando-se as emissões gasosas de uma usina termoelétrica, com os temas desenvolvidos neste capítulo, conclui-se que é muito importante a observação de que além das fontes externas de poluição, todos os dias os seres humanos estão se expondo a diversos agentes poluidores, nos locais mais comuns de suas vidas, sendo que na maioria das vezes, desconhecendo-os.

Uma observação é que todos os elementos discutidos fazem parte da natureza e sem a ação direta do homem, a maioria deles é mantida inerte e em equilíbrio com o meio. Quando sua forma é industrializada e existe um contato direto com uma região é que vem a produzir a poluição, com diversos efeitos em

larga escala de periculosidade. Alguns elementos já foram pesquisados e são conhecidos, mas outros ainda encontram-se em pesquisa. Quantos mais haverá em ação que ainda estão ignorados?

6 A USINA TERMOELÉTRICA PIRATININGA

6.1 Histórico

Após a segunda Guerra Mundial, o desenvolvimento industrial demandou um elevado consumo de eletricidade. No início da década de 50, a falta de chuvas no Brasil provocou um racionamento do uso de energia elétrica, motivando investimentos na termoeletricidade.

Em 15 de novembro de 1954, iniciou-se a operação comercial das duas primeiras unidades geradoras da Usina Termoelétrica Piratininga, com potência instalada total de 200 MW_{EL}. Em decorrência da expansão industrial, em 1960, mais duas unidades geradoras entraram em operação, elevando a capacidade geradora da usina para um total de 472 MW_{EL}. Nas FIG. 6.1 e 6.2 estão ilustradas as unidades da Usina Termoelétrica Piratininga.

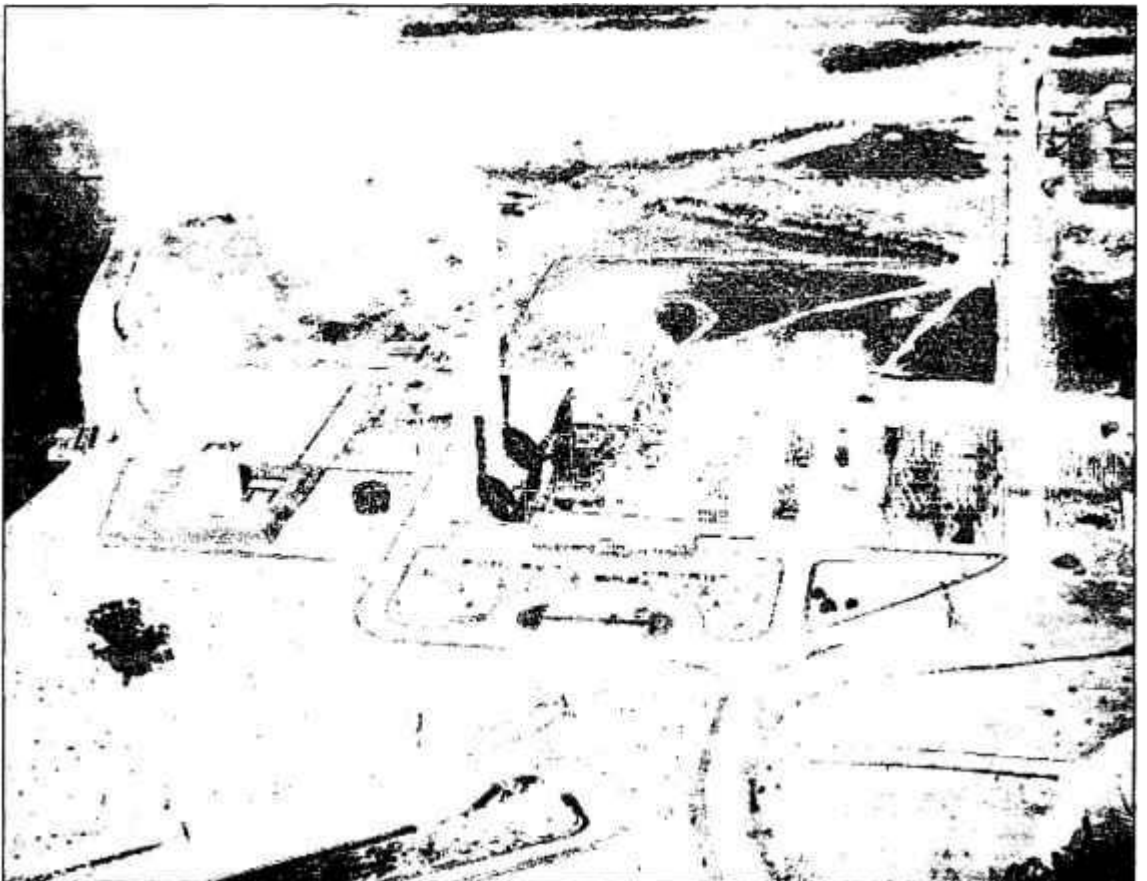


Figura 6.1: As unidades geradoras 1 e 2 da Usina Termoelétrica Piratininga em 1954

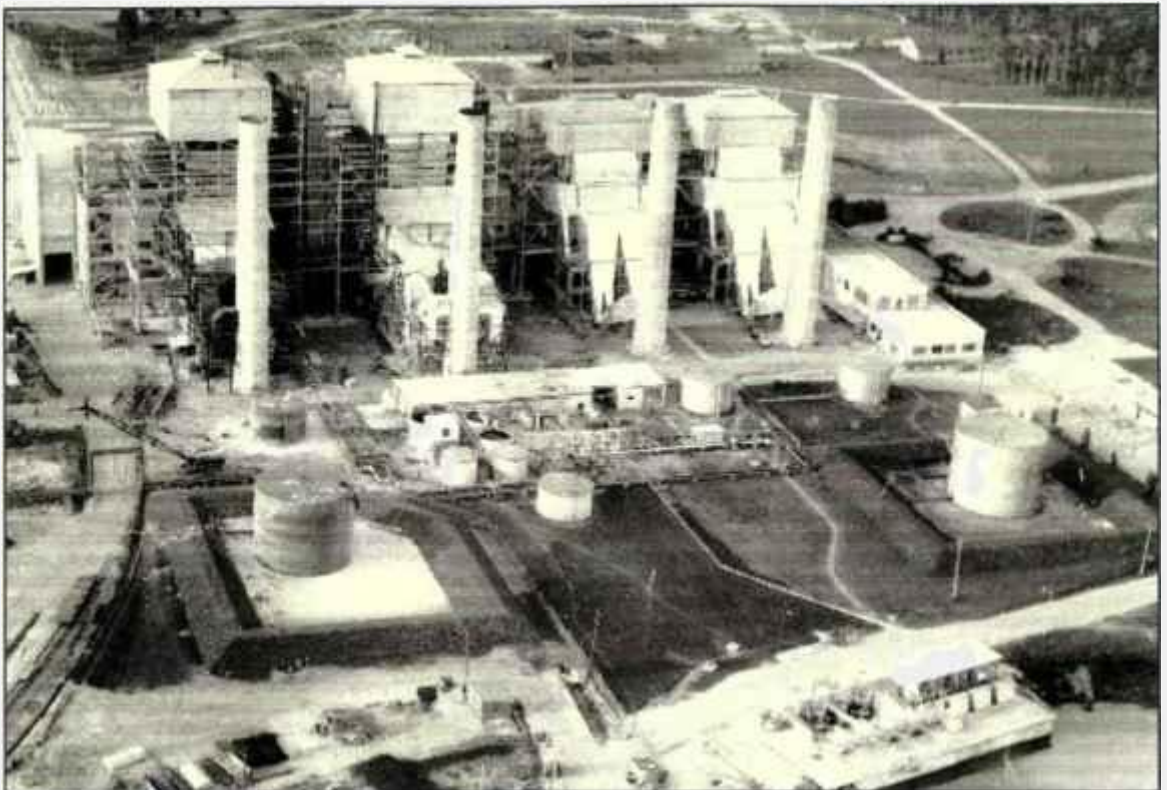


FIGURA 6.2: As unidades geradoras 1 a 4 da Usina Termoelétrica Piratininga em 1960

A Usina Termoelétrica Piratininga está situada no município de São Paulo, estado de São Paulo, Brasil, às margens do Canal Pinheiros, no Distrito de Pedreira. Esse local foi escolhido por ser próximo do grande centro de consumo de carga, por apresentar condições favoráveis para o transporte de combustível por oleoduto e, ainda, pela possibilidade de se retirar do Canal Pinheiros a água de resfriamento necessária à operação da usina. Suas coordenadas geográficas são: 23°42' Sul, 46°21' Oeste. As coordenadas UTM são 7.378,000 km Norte, 329,100 km leste.

Na FIG. 6.3, apresentada a seguir, é representada a localização geográfica da Usina Termoelétrica Piratininga.

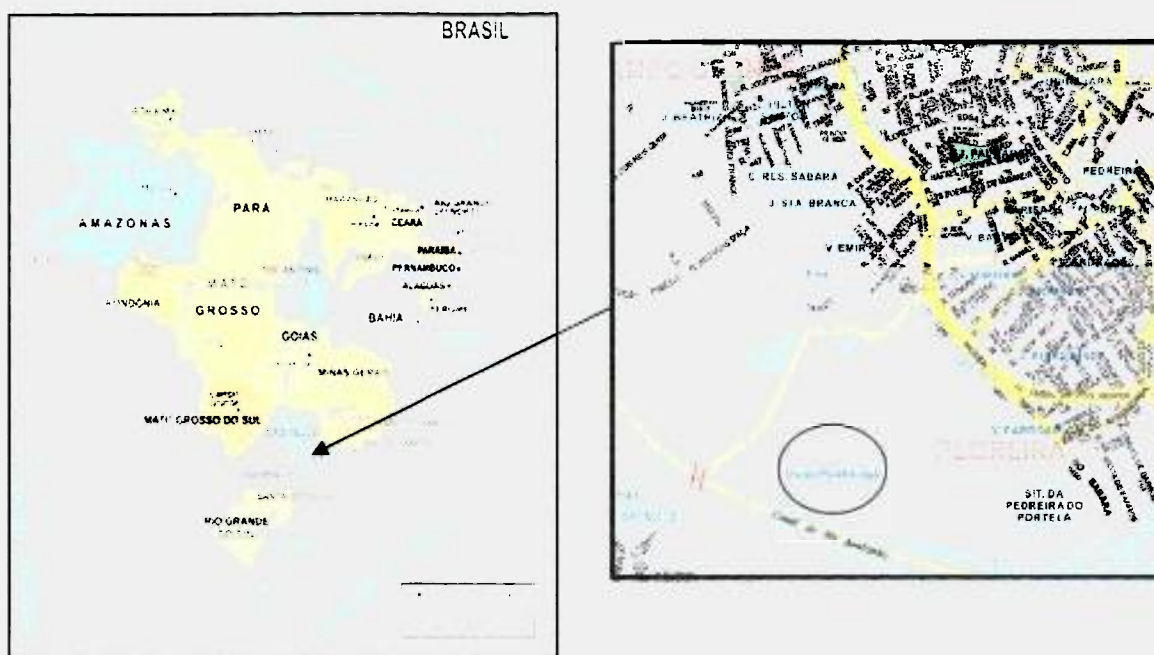


FIGURA 6.3: Localização da Usina Termoeletrica Piratininga

Desde a sua inauguração, até o início da década de 70, a usina operou em regime de base. Em 1973, quando ocorreu a primeira crise do petróleo, o seu regime se alterou. Entre 1974 e 1980, a usina operou atendendo apenas às pontas de cargas com pouca geração.

No início do ano 1979, ocorreu a segunda crise do petróleo com uma forte majoração nos preços do mesmo. A partir de então, até 1985, a usina permaneceu em regime de reserva fria, ou seja, suas unidades geradoras entravam em operação mediante solicitação prévia de 48 horas.

Por motivos ambientais, em 1986, foi assinado um acordo com a CETESB, no qual ficou estabelecido que a usina passaria a utilizar o tipo de óleo combustível com baixo teor de enxofre, iniciando-se assim a adequação à legislação ambiental, reduzindo neste primeiro momento as emissões de óxidos de enxofre (SO_x).

Estes dois regimes, atendimento à ponta e reserva fria, foram altamente desfavoráveis, pois houve forte deterioração dos equipamentos com graves conseqüências na disponibilização das unidades.

No final de 1985, devido a baixa hidraulicidade nas regiões Sul/Sudeste, a usina voltou a operar em regime de base e a partir de 1987, com a regularização dos reservatórios, passou a operar com duas unidades em carga mínima. Por

cerca de uma década, este regime de carga mínima técnica, possibilitou manter pessoal de operação treinado, enquanto se conservavam as unidades geradoras que se encontravam paradas.

Em 1996, devido a um novo período de baixa hidraulicidade e à uma redução na confiabilidade do Sistema Elétrico, as unidades foram novamente solicitadas a operar com a máxima capacidade disponível atendendo às solicitações do Sistema Elétrico, de acordo com as oscilações de carga.

Posteriormente, no final da década de 90, devido a questões econômicas e ambientais, houve a necessidade de adaptações nos geradores de vapor (caldeiras) das unidades, sendo nesta época implantados os queimadores bi-combustível (óleo combustível e gás natural).

De 1996 até 2000 o Sistema Elétrico Brasileiro, predominantemente hidrelétrico e com limitado investimento na expansão da capacidade de geração e transmissão, apresentou deplecionamento progressivo dos reservatórios. Este fato levou ao despacho da usina à partir de 1997, em regime de complementação de carga (Sauer, 2002).

A Usina Termoelétrica Piratininga originalmente utilizava sistema aberto de água de resfriamento dos condensadores, com água captada do Canal do Rio Pinheiros. Este Canal se situa no centro da Região Metropolitana de São Paulo, sendo que seu fluxo era artificialmente mantido através de bombeamento para o Reservatório Billings, ambos corpos de água integrantes de um Sistema Elevatório voltado para a geração elétrica e implantado na primeira metade do século passado.

Com a Constituição Estadual de São Paulo de 1989 e o fortalecimento das organizações ambientalistas, iniciaram-se as pressões para a suspensão do bombeamento das águas do canal Pinheiros para a represa Billings, devido à crescente carga de poluentes oriundos predominantemente do esgoto urbano lançada neste Canal.

O artigo 205 da Constituição Estadual define especificamente a prioridade do uso das águas para abastecimento público, e o artigo 46 das disposições transitórias estabelece o prazo de 3 anos para que os *"Poderes Estadual e Municipal tomem medidas eficazes para impedir o bombeamento de águas servidas, dejetos e de outras substâncias poluentes para a represa Billings"* (EMAE e ERM Brasil, 2002).

Com base nesse texto, e por pressão política, foi criada a Resolução Conjunta SMA/SES-03, de 4/10/1992, que suspendeu, por tempo indeterminado, o bombeamento das águas servidas, para o reservatório Billings.

Nessa resolução há 5 exceções previstas permitindo o bombeamento:

- Aumento da vazão na confluência do rio Tietê com o canal do Rio Pinheiros acima de $160 \text{ m}^3/\text{s}$ ou previsão de chuva que possa causar enchente;
- Queda da cota na tomada de água de Henry Borden em níveis que não garantam o fornecimento de energia elétrica em emergências;
- Formação de espumas surfactantes no Tietê a jusante de Edgard de Souza, extravasando o espelho de água;
- *Bloom* de algas nos corpos de água da RMSP e Médio Tietê, que comprometa a qualidade para o abastecimento público; e
- Ocorrência de intrusão salina ou queda de nível na bacia do rio Cubatão que comprometa o funcionamento das indústrias do pólo industrial. O Ministério Público moveu ação civil pública contra esta última exceção, o que foi aceito.

Em 1994, uma nova Regra de Operação do Reservatório Billings foi proposta pelo Secretário do Meio Ambiente mediante Ofício SMA - 0739/94 e 0738/94 dos Secretários de Energia e Recursos Hídricos, Saneamento e Obras que o referendaram em 10/6/1994 estabelecendo:

Diminuir o turbinamento em Henry Borden, a partir de junho/94, variando entre $15 \text{ m}^3/\text{s}$ e $30 \text{ m}^3/\text{s}$;

Manter o bombeamento somente para controle de cheias, de acordo com as regras atualmente vigentes; e

Definir como nível mínimo operativo para o reservatório o valor de 75% do seu volume útil.

Passados 3 anos de experiência da Resolução Conjunta SMA-SES 3-92, e tendo em vista a conveniência de adequação operacional dos procedimentos mediante o estabelecimento de critérios objetivos para os casos excepcionais de bombeamento, as três Secretarias resolveram emitir a Resolução Conjunta SEE-SMA-SRHSO n. 1, de 13/3/1996, estabelecendo que:

a) Ficam autorizados a proceder o bombeamento das águas do rio Pinheiros para a Represa Billings, quando ocorrerem as seguintes situações de emergência:

- Previsão de vazão do rio Tietê, no ponto de sua confluência com o rio Pinheiros, acima de 160 m³/s;
- Sobrelevação superior a 30 cm do nível d'água na confluência do rio Tietê com o rio Pinheiros.

b) Os Secretários de Estado de Energia, do Meio Ambiente e de Recursos Hídricos, Saneamento e Obras poderão, conjuntamente, determinar a retomada do bombeamento das águas do rio Pinheiros para a represa Billings, nas seguintes situações:

- Queda da cota na tomada d'água da Usina Henry Borden a níveis insuficientes para assegurar o fornecimento de energia elétrica em situações emergenciais;
- Formação de espumas de surfactantes no rio Tietê, a jusante de Edgard Souza, que venham a extravasar o espelho d'água;
- Formação de "bloom" de algas nos corpos hídricos da Região Metropolitana de São Paulo e Médio Tietê, comprometendo sua qualidade para fins de abastecimento público.

Esta Resolução de 1996 é a que está em vigor atualmente. No entanto, com a possibilidade de melhorar a qualidade das águas do Sistema Pinheiros-Billings mediante a aplicação do processo denominado de "flotação", a Resolução Conjunta SMA/SE/SRHSO n. 1/2000 de 24/08/2000 criou um "Grupo Técnico Gerencial" constituído por representantes da CETESB, EMAE, SABESP, DAEE, e dos gabinetes das três pastas, com o objetivo de implantar, por meio de uma parceria público-privada, um projeto para a melhoria da qualidade das águas do Sistema Pinheiros-Billings, com o intuito de possibilitar o seu uso múltiplo (abastecimento de água para a população, proteção da bacia, lazer e geração adicional de energia elétrica), conforme determina a Constituição do Estado de São Paulo (EMAE e ERM Brasil, 2002).

Em 31/01/2001, foi publicada a Resolução Conjunta SEE/SMA/SRHSO n. 1, que sem invalidar a SEE-SMA-SRHSO n. 1 de 13/03/96, diz no seu artigo primeiro:

“As águas afluentes e as do próprio Canal do rio Pinheiros, após tratamento adequado, poderão ser bombeadas para o Reservatório Billings, para fins de geração de energia elétrica adicional na Usina Henry Borden (excetuando-se os casos já previstos na Resolução Conjunta SEE-SMA-SRHSO n. 1 de 13/03/96) desde que atendam os padrões de emissão preconizados no artigo 18 do regulamento de Lei n. 997/76, aprovado pelo Decreto n. 8.468/76, combinado com o artigo 21 da Resolução CONAMA n. 20/86, prevalecendo a mais restritiva, como também aos limites para os seguintes indicadores de qualidade:

- Fósforo Total (mg/L) $\leq 0,025$*
- Oxigênio Dissolvido (mg/L) $\geq 5,0$*
- Cor aparente (mg Pt/L) ≤ 75*
- Turbidez (UNT) ≤ 100 ”*

No artigo segundo ficou estabelecido que esse bombeamento “*não poderá prejudicar a utilização das águas do reservatório Billings para o abastecimento público*” (EMAE e ERM Brasil, 2002).

O denominado Sistema de Flotação foi concebido de forma a operar inicialmente com uma vazão mínima para realização de testes, que posteriormente seria ampliada para manter a Usina Henry Borden com uma geração de 160 MW_{EL} médios.

Ocorreram diversas oposições à operação deste sistema, que culminaram por envolver em decisões políticas e jurídicas. Até o presente momento não foram realizados nem os testes iniciais.

Esta quase eliminação do bombeamento acarretou a não renovação da água do Canal do Rio Pinheiros na região de captação para os condensadores da Usina, fazendo com que a água descarregada e já aquecida retornasse à captação e aumentasse progressivamente sua temperatura, a ponto de acarretar severas limitações de geração devido à insuficiência de troca térmica nos condensadores. A geração total da usina ficava limitada em 60MW_{EL}, em decorrência da temperatura do canal Pinheiros e dos limites dos parâmetros de vácuo nos condensadores.

Buscando contornar esta situação, foram realizados estudos pela engenharia da EMAE e pela Fundação Centro Tecnológico de Hidráulica

(FCTH), que delinearam para a construção de uma barreira divisória de 1250m no centro do canal Pinheiros (septo), conforme pode ser visualizado na FIG. 6.4. Tal ação apresentou sensíveis ganhos, mas a geração da Usina ainda fica limitada a 220 MW_{EL} em dias de elevada temperatura.



FIGURA 6.4: O septo divisor do Canal Pinheiros

Devido ao projeto de modernização da Usina que encontra-se atualmente em execução, mediante a instalação de turbinas a gás em ciclo combinado, no qual se torna fundamental uma alta disponibilidade da planta e também buscando adequá-la às restrições ambientais relativas a limites de incremento de temperatura em corpos aquáticos decorrentes de descargas de processos industriais, tornou-se necessária a conversão do sistema de resfriamento dos condensadores, de circuito aberto para fechado, inicialmente nas Unidades 3 e 4, cuja modernização está ocorrendo na primeira fase do projeto, podendo-se futuramente estender a solução às Unidades 1 e 2.

Em 2001, a usina foi solicitada na sua capacidade máxima de geração, em decorrência da crise de energia que atingiu o país, levando ao racionamento oficialmente decretado em maio de 2001. A usina permaneceu neste regime de

operação até o final do racionamento, em março de 2002.

Desde então, a usina permanece em operação com despacho de geração mínimo para cumprimento dos contratos de gás natural (*take or pay*) e disponível em caso de necessidade energética e ou elétrica.

6.2 Ciclo termodinâmico e características

6.2.1 O ciclo básico

As usinas termoelétricas denominadas convencionais geram energia elétrica a partir da combustão de combustíveis fósseis (carvão, óleo diesel, óleo combustível, gás natural), na qual há a transferência de calor para a água que realiza um ciclo chamado Ciclo de Rankine.

No gerador de vapor (caldeira), há a queima do combustível e a transferência de calor para a água que muda do estado líquido para a fase de vapor. O vapor é direcionado à turbina que transforma a energia contida no vapor em energia mecânica rotativa que, através do acoplamento de um eixo, gira um gerador elétrico.

Após realizar trabalho na turbina, o vapor é condensado e, retornando, à fase líquida, a água é pressurizada através de bombas, retornando à caldeira. Este ciclo se repete ininterruptamente. A eficiência deste ciclo é próxima de 30% e, em algumas variações (reaquecimento, por exemplo), pode ser elevada em alguns pontos percentuais.

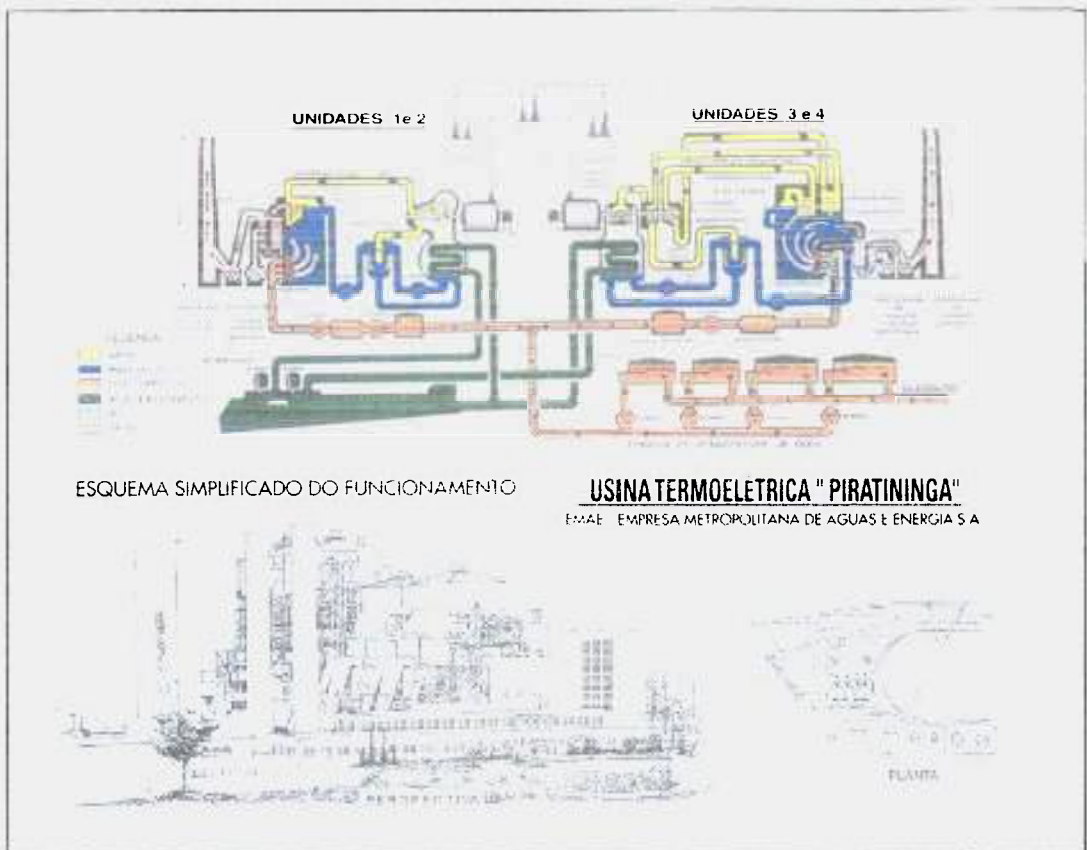


FIGURA 6.5: Esquemático funcional da Usina Piratininga

6.2.2 Características das unidades geradoras

Os principais dados técnicos e características da Usina são mostrados nas TAB. 6.1, 6.2 e 6.3 a seguir:

TABELA 6.1: Dados das caldeiras da Usina Termoeletrica Piratininga

N.	ITENS	CALDEIRAS N. 1 e 2		CALDEIRAS N. 3 e 4		UNIDADES
		Caldeira 1	Caldeira 2	Caldeira 3	Caldeira 4	
1	Fabricante	Babcock & Wilcox & Goldie McCulloch Ltda		Babcock & Wilcox Co.		
2	Tipo	Radiante – 2 tambores		Radiante - 1 tambor		
3	N° de série	42.550	42.551	19.946	19.947	
4	Ano de fabricação	1953		1958		-
5	Ano de instalação	1954		1960		-
6	Produção nominal de vapor	386		454		t/h
7	Pressão do projeto no tubulão	70,3		156,4		atm. ef.
8	Pressão do trabalho no tubulão	67,8		141		atm. ef.
9	Pressão de vapor principal	61,5		133,6		atm. ef.
10	Pressão de vapor reaquecido	-		33,7		atm. ef.
11	Temperatura do vapor principal	496,1		537,8		°C
12	Temperatura do vapor reaquecido	-		537,8		°C
13	Temperatura de água de alimentação	220,5		243,3		°C
14	Rendimento global do projeto	87		88,67		%
15	Superfícies de troca de calor	-		-		-
	Fornalha	1.001		1.586		m ²
	Superaquecedor	1.905		7.078		m ²
	Reaquecedor	-		2.034,60		m ²
	Economizador	-		1.329		m ²
	aquecedor de ar	19.412		20.763		m ²
	tubos geradores	3.498		-		m ²
16	Número de queimadores	12		16		-

Fonte: General Eletric (1954, 1960)

TABELA 6.2: Dados das turbinas da Usina Termoelétrica Piratininga

N.	ITENS	TURBINAS N. 1 E 2		TURBINAS N. 3 E 4		UNIDADES
1	Fabricante	General Eletric Co.		General Eletric Co.		
2	Tipo	Condensação com sangrias		Condensação com sangrias e reaquecimento		
3	N° de série	Turbina 1	Turbina 2	Turbina 3	Turbina 4	
		99.692	99.693	118.393	118.394	
4	Ano de instalação	1954		1960		-
5	Potência nominal	100		125		MW _{EL}
6	Potência máxima contínua garantida	100		136		MW _{EL}
7	Pressão de vapor principal	59,8		126,6		atm. ef.
8	Pressão de vapor reaquecido	-		33,4		atm. ef.
9	Temperatura de vapor principal	496,1		537,8		°C
10	Temperatura de vapor reaquecido	-		537,8		°C
11	Pressão de exaustão (absoluta)	0,052		0,069		atm
12	Rotação	1.800		3.600		rpm
13	N. de estágios	17		19		-
14	N. de estágios	5		5		-

Fonte: General Eletric (1954, 1960)

TABELA 6.3: Dados dos geradores da Usina Termoelétrica Piratininga

N.	ITENS	GERADORES N. 1 E 2			GERADORES N. 3 E 4		
1	Fabricante	General Eletric Co.			General Eletric Co.		
2	Tipo	ATB			ATB		
3	N° de série	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3	Gerador 4		
		6.198.174	6.198.175	8.287.047	8.287.048		
4	Ano de instalação	1954			1960		
5	Rotação (rpm)	1.800			3.600		
6	N° de pólos	4			2		
7	Frequência (Hz)	60			60		
8	Tensão dos terminais (V)	13.800			14.400		
9	Tensão de Excitação (V)	250			375		
10	Fator de potência	0,8			0,85		
11	Classe de isolamento	B			B		
12	Aumento de temp. máx. (°C)	60 estator	85 rotor	50 estator	76 rotor		
13	Número de fases	3			3		
Valores relacionados com a pressão do hidrogênio no interior do gerador							
14	Pressão de hidrogênio (atm)	0,035	1,05	2,10	0,035	1,05	2,10
15	Potência aparente (KVA)	100.000	115.000	125.000	128.000	147.058	160.000
16	Potência real (KVA)	80.000	92.000	100.000	108.000	125.000	136.000
17	Corrente no estator (A)	4.184	4.810	5.229	5.132	5.895	6.415
18	Corrente de excitação (A)	985	1.080	1.150	806	880	934

Fonte: General Eletric (1954, 1960)

6.2.3 Características de operação de uma termoelétrica

Em virtude da necessidade de transformação da energia química latente do combustível, através de diversas etapas sucessivas em energia elétrica, a operação de uma termoelétrica é, sem dúvida, mais complexa do que uma usina hidroelétrica. As elevadas pressões e temperatura envolvida no processo fazem com que inúmeros cuidados sejam tomados, a fim de assegurar uma operação contínua, com o mínimo de riscos.

Devido às condições em que trabalham os equipamentos, surge a necessidade de acomodação de dilatações e de tensões térmicas, muitas vezes elevadas, e, para tal finalidade, há necessidade de imposição de rígidos limites de operação para proteção do pessoal e do equipamento.

O tempo necessário de partida de uma unidade térmica, desde o acendimento da caldeira até o sincronismo, é relativamente longo e depende exclusivamente das condições térmicas iniciais da caldeira, da turbina e conforme o caso, do tipo de caldeira. Isso ocorre devido ao fato que certas grandezas físicas, tais como, razão de aquecimento da turbina, razão de elevação de pressão da caldeira, entre outros, devem ser obedecidas a fim de evitar danos desnecessários ao equipamento e a conseqüente redução da vida útil do mesmo.

A partida de uma usina termoelétrica é classificada em dois tipos, a partida fria e a partida quente. O primeiro caso corresponde às partidas de uma unidade que permaneceu parada por 12 horas ou mais, ou no qual a temperatura mais alta dos metais da turbina seja inferior a 280 °C. O segundo caso engloba as outras situações. Normalmente, leva-se mais tempo na partida, quanto mais “fria” se encontra a unidade (General Electric; 1954, 1960).

Quando a unidade geradora é mantida em “reserva fria”, isto é, a unidade permanecendo totalmente parada e com apenas os auxiliares essenciais em operação e os sistemas críticos sendo mantidos em conservação, o tempo para atingir plena carga é estimado em 72 horas.

Para a unidade geradora mantida em “reserva quente”, isto é, necessariamente a unidade terá operação rotineira, na qual a caldeira é aquecida até ser atingida a pressão nominal, sendo então rolada a turbina, até que sejam obtidas as temperaturas ideais de operação dos metais, sendo na seqüência parada e monitorados os valores de temperatura de diversos pontos e o rotor do turbo gerador é mantido constantemente em giro lento (aproximadamente 3rpm, para manter a condição de mínima excentricidade permitida para rolagem do conjunto). Quando os valores de temperatura decaírem para o limite inferior, novamente é reiniciado o processo de aquecimento do ciclo e assim sucessivamente. O tempo de retorno para atingir plena carga nesta configuração é de 10 horas (General Electric; 1954, 1960).

Para que seja realizada a partida de uma usina termoelétrica, são necessárias basicamente as seguintes atividades:

a) Preparação da caldeira:

A caldeira é o equipamento que fará a conversão da energia química do combustível em calor, transferindo este calor a um fluido intermediário, normalmente a água, que vaporizada, passará a carregar consigo a energia resultante da combustão, tendo como resultado a energia cinética do fluido. O vapor é quem acionará a turbina mecanicamente, sendo portanto necessário preparar a caldeira, para que o vapor produzido esteja de acordo com as condições necessárias para ser introduzido na turbina.

A temperatura ideal do vapor que satisfaz estas condições é denominada temperatura de ajuste. A temperatura de ajuste é função de duas variáveis, ou seja, da pressão de vapor que se deseja ter na caldeira e da temperatura dos metais da turbina.

A pressão de vapor desejável na caldeira depende das condições térmicas iniciais da unidade. Após a escolha da pressão mais adequada da caldeira, geralmente através da utilização de gráficos, pode-se determinar a temperatura de ajuste. Para atingir a temperatura de ajuste, de uma a quatro horas, depende das condições iniciais da caldeira (General Electric; 1954, 1960).

b) Preparação da turbina:

Quando é atingida a temperatura de ajuste do vapor, ou seja, após a preparação da caldeira, inicia-se a fase de preparação da turbina. A preparação da turbina também é estabelecida por parâmetros registrados em gráficos, onde são determinados os tempos de cada etapa necessária.

A turbina é preparada para iniciar a rotação, sendo estabelecido o tempo mínimo de permanência em giro lento, conforme as condições apresentadas pelo conjunto rotativo, (para o turbina fria, este tempo mínimo é de 72 horas) que prepara o eixo para poder receber o vapor. Com o vapor admitido, existe um tempo determinado pelo fabricante do equipamento para atingir a rotação nominal, estando nesta rotação necessariamente deverá permanecer nela até que os parâmetros de expansões diferenciais, dilatações e temperaturas atinjam a margem segura de operação.

Quando torna-se possível a operação do turbo gerador em rotação nominal este é sincronizado ao sistema elétrico. O sincronismo é realizado ajustando-se os parâmetros elétricos da tensão gerada pelo gerador (amplitude e frequência), em função dos parâmetros operacionais do sistema elétrico. Realizados estes ajustes, o gerador é então colocado em paralelo com o sistema, através do fechamento de um disjuntor de alta tensão da Estação Transformadora de Usina (ETU). Após o sincronismo, inicialmente aplica-se 5% da carga nominal, permanecendo assim por um período aguardando-se atingir a estabilidade do conjunto turbo gerador. Então é aplicada uma razão de elevação de carga, após a carga inicial, estabelecida em 1% da carga nominal por minuto.

Como exemplo, para a partida de uma unidade de 100 MW_{EL}, cuja turbina apresenta temperatura de 200°C, é assim dividido: de 1 a 4 horas para preparação da caldeira e 5h15min para preparação da turbina, sendo então o tempo total para atingir a plena carga de 6h15min a 10h15min.

Quando a usina atinge plena carga de operação, o óleo combustível é consumido à razão de 2.800 t/dia, correspondendo a um consumo de 27 t/h para cada unidade 1 e 2 e 32 t/h para cada unidade 3 e 4. A Usina Termoelétrica é mais complexa do que a hidroelétrica, pois além de possuir praticamente todos os sistemas elétricos e mecânicos de uma hidroelétrica, ainda conta com alguns sistemas exclusivos (General Electric; 1954, 1960).

6.3 Conceituação teórica da combustão

Define-se combustão como uma reação exotérmica entre duas substâncias, sendo combustível e comburente, ocorrendo em altas temperaturas e com ritmos intensos (Hilsdorf, et al., 1987).

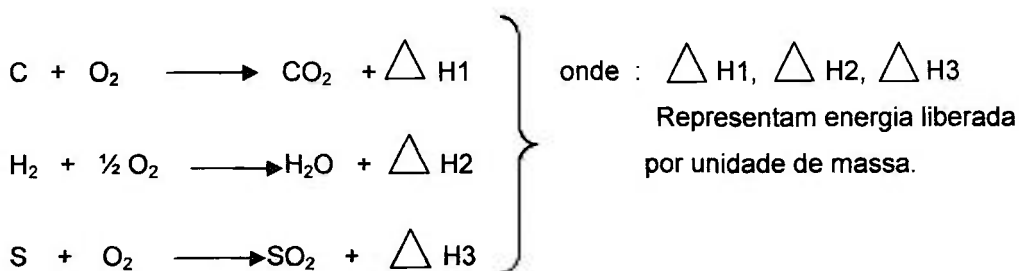
Na verdade, esta é apenas uma forma simples de definição. Sabe-se, porém, que várias reações simultâneas estão envolvidas no processo de combustão. No entanto, para o propósito deste trabalho, esta definição é o suficiente.

Há uma grande variedade de materiais considerados combustíveis. Mas em geral, o mais empregado industrialmente é composto basicamente de carbono, hidrogênio, oxigênio, enxofre, e nitrogênio. O comburente utilizado é o oxigênio do ar.

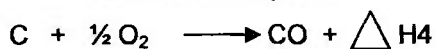
A classificação dos tipos de combustão é apresentada a seguir:

- combustão completa – processo que leva as substâncias combustíveis à sua forma totalmente oxidada.
- combustão incompleta – os produtos apresentam uma oxidação parcial.

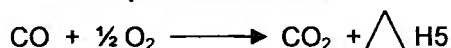
Reações de Combustão Completa:



Combustão Incompleta:



E ainda poderia ocorrer:



Neste caso a energia liberada segue as seguintes relações:

$$\Delta \text{H5} + \Delta \text{H4} = \Delta \text{H1}$$

A reação completa ou incompleta depende de vários fatores:

- Relação entre massas de combustível e comburente.
- Temperatura.
- Tempo de permanência do Combustível (IPT, 2001).

O Oxigênio estequiométrico é definido como o oxigênio (O₂) necessário para oxidar completamente o combustível.

Quando o oxigênio é maior do que o necessário, denomina-se excesso, ao contrário, ocorre a falta de oxigênio para realizar a combustão completa. Usualmente, é retirado o oxigênio do ar e trabalha-se com excesso de ar ou falta de ar.

Calcula-se a massa de ar necessário para condições de reações estequiométricas nas Condições Normais de Temperatura e Pressão (CNTP). temperatura absoluta de 273,15 K (0° C) e pressão absoluta de 1.013,105 Pa (760 mmHg). Volume molecular é admitido como 22,4 litros (IPT, 2001).

Na maioria das vezes, a combustão se processa com quantidade de ar diferente da estequiométrica. Define-se então o coeficiente de ar (λ) como sendo:

$$\lambda = \frac{\text{massa de ar utilizado}}{\text{massa de ar estequiométrico}} \rightarrow \left\{ \lambda = \frac{1 - f' \text{CO}_2 - f' \text{O}_2}{1 - f \text{CO}_2 - 4,76 \cdot f \text{O}_2} \right\}$$

onde: $f' \text{CO}_2$ = teor de CO_2 para ar utilizado;

$f \text{CO}_2$ = teor de CO_2 para ar estequiométrico;

$f' \text{O}_2$ = teor de O_2 para ar utilizado;

$f \text{O}_2$ = teor de O_2 para ar estequiométrico.

Com esta definição, têm-se:

$\lambda = 1$ - combustão estequiométrica

$\lambda > 1$ - excesso de ar (esfria a chama*)

$\lambda < 1$ - falta de ar (combustão incompleta)

* O nitrogênio é um gás inerte e contribui para baixar a temperatura da chama e aumentar as perdas associadas a gases de exaustão (Hilsdorf, et al., 1987).

6.3.1 Poder calorífico do combustível

É definido como a quantidade de calor que é transferida de um calorímetro, onde se realiza a combustão completa da unidade de massa ou volume de um combustível, e sendo o combustível e o ar introduzido no calorímetro em combustão padrão (1 atm, 25 °C), e os produtos de combustão levados à mesma condição padrão (IPT, 2001).

Se, ao levar os produtos de combustão à condição padrão, a água resultante da combustão estiver em fase líquida, a quantidade de calor transferida do calorífico é denominada Poder Calorífico Superior (PCS). Se a água resultante

da combustão estiver na fase vapor, a quantidade de calor retirada do calorímetro é denominada de Poder Calorífico Inferior (PCI) (Hilsdorf, et al., 1987).

Normalmente, para combustíveis sólidos, o valor determinado é o PCS do material seco, e calculando-se o PCI pela expressão seguinte:

$$\text{PCS} - \text{PCI} = m_{\text{H}_2\text{O}} \cdot h_{\text{lv}}(25^\circ\text{C})$$

Sendo:

m = Massa de água

$h_{\text{lv}}(25^\circ\text{C})$ = a entalpia de vaporização da água a 25°C

A unidade do poder calorífico no SI é MJ/kg, ou MJ/Nm³ (Nm³ = Normal m³, que é o volume nas CNTP), ou kcal/kg (IPT, 2001).

6.4 Sistema de combustão da Usina Termoelétrica Piratininga

O equipamento que transforma a energia química do combustível em energia térmica é a caldeira, sendo que a seguir estão descritos os principais dados.

As caldeiras das Unidades n. s 1 e 2 foram instaladas em 1954, e à plena carga produzem 386 t/h de vapor a uma temperatura de $496,1^\circ\text{C}$ e a uma pressão efetiva de $61,5\text{ kgf/cm}^2$, consumindo cerca de 27 t/h de óleo combustível, cada uma (General Eletric, 1954).

As caldeiras das Unidades n. 3 e 4, foram instaladas em 1960, e à plena carga produzem 454 t/h de vapor, a uma temperatura de $537,8^\circ\text{C}$ e a uma pressão efetiva de $133,6\text{ kgf/cm}^2$, consumindo cerca de 32 t/h de óleo combustível (General Eletric, 1954).

Os queimadores (ou também denominados maçaricos) originalmente instalados na usina são de fabricação da empresa Babcock & Wilcox, com faixa ampla de variação, atomização mecânica com retorno de óleo, para queimadores com registro de ar, para óleo combustível.

Os queimadores de atomização (ou nebulização) mecânica que foram utilizados originalmente nas unidades 1 e 2 são de fabricação da Babcock & Wilcox do tipo *Widerange Returne Flow* (WRF) apropriados para queimar óleo n. 6 (Bunker C), cujas características se assemelham ao tipo 1A, que será analisado no capítulo 7. Este óleo combustível necessita estar na pressão de

63,27 kgf/cm² no atomizador e a viscosidade de 4º Engler, medição de viscosidade conforme norma *American Society for Testing Materials (ASTM) 1665/73*, com equivalência em 140 SSU (*Second Saybolt Universal* é uma medida indireta de viscosidade). A capacidade máxima de cada queimador é de 2.130 kg/h de óleo e a mínima de 453 kg/h tendo, portanto, uma taxa de variação teórica de aproximadamente 4:1 (General Electric, 1954).

A variação de capacidade foi projetada para ser obtida pela regulação de vazão de retorno, através das válvulas de controle de suprimentos e de retorno. A vazão de suprimento aos queimadores é aproximadamente a mesma para qualquer regime de queima. O acendimento dos queimadores das unidades 1 e 2 foi originalmente concebido para realização por ação manual. Para as unidades 3 e 4, originalmente foram instalados ignitores associados aos queimadores, que devido aos anos de operação das caldeiras, vieram a mostrar sinais de seu final de vida útil, exigindo constantes intervenções de manutenção até tornarem-se inoperantes por obsolescência.

As unidades 3 e 4 estão em processo de fechamento de ciclo combinado com turbinas a gás e já estão com as suas caldeiras desativadas.

7 HISTÓRICO DE CONVERSÃO DA USINA PIRATININGA

A Usina Termoelétrica Piratininga implantada nas décadas de 50 e 60 do último século correspondia a melhor tecnologia disponível na época, tanto com relação aos controles do processo como em relação aos rendimentos dos equipamentos e dos ciclos térmicos. Contudo, emissões atmosféricas na ocasião de sua instalação não constituíam objeto de preocupação.

As caldeiras originais da usina foram projetadas para o uso de carvão e adaptadas para óleo combustível, o único recurso energético disponível na época em quantidades suficientes para a operação plena das unidades geradoras. Inicialmente, por razões de custo, definiu-se o uso de óleo com altas concentrações de enxofre, sendo em meados de 1986 substituído por óleo de qualidade superior com concentrações de enxofre inferiores, por solicitação do órgão de Controle Ambiental.

Com os choques internacionais do petróleo ocorridos nos anos 1973 e 1978, diversas ações se iniciaram mundialmente em busca de opções alternativas de energia, sendo que à partir deste período ocorre a grande elevação da participação da energia nuclear. No Brasil, sempre ocorreu o grande investimento em energia hidroelétrica, sendo que, devido ao cenário internacional e à necessidade de uma solução energética surgiu a idéia da utilização do etanol (ou álcool etílico) para substituição dos derivados de petróleo. A Usina Piratininga, de propriedade da Light Serviços de Eletricidade S.A., em atendimento às determinações do Ministério das Minas e Energia, foi objeto de estudo e de realização de experiências para a utilização do etanol, em substituição ao óleo combustível 1A, utilizado na época (Light, 1954 a 1979).

No período entre junho de 1979 e janeiro de 1980, foram desenvolvidos os estudos, montados sistemas de alimentação do combustível alternativo e realizados os testes reais na caldeira n. 4, vindo esta a gerar vapor através da queima deste combustível e acionar o turbo gerador que foi sincronizado ao sistema elétrico. Foram realizados testes em carga, atingindo-se no máximo 110MW_{EL} , no gerador com potência de 136MW_{EL} , sendo a limitação da potência estabelecida no processo de combustão do combustível alternativo. Nos registros

deste período, são encontrados relatos de pesquisas de diversos outros combustíveis alternativos para utilização na caldeira, sendo já incluída nestas a utilização de gás de rua (Pessoa, 2004; Eletropaulo, 1998 a 1997).

A utilização do etanol como combustível permaneceu somente como objeto de estudo em atendimento à determinação legal, não havendo continuidade posterior.

A substituição do óleo combustível de alto teor de enxofre pelo óleo com baixo teor de enxofre não se mostrou eficaz tanto para o controle das emissões atmosféricas quanto para a redução de custos devido ao preço do combustível. O óleo combustível 1B apresentava na época um custo médio de 24% acima do 1A. Por esse motivo, no final da década de 90, foram iniciados os estudos de estimativa da vida útil remanescente e de viabilidade da continuidade operacional. Tais estudos direcionaram para a elaboração de um projeto de conversão das caldeiras para queima de gás natural, que além de significar uma importante redução nas emissões atmosféricas, também representariam uma redução de custos da ordem de 20%.

Os estudos de avaliação da vida útil remanescente conduziram para a realização de atividades de extensão de vida útil dos componentes principais, que resultaram em diversas determinações de ações a serem implementadas para prosseguir com a planta em atividade. Foram realizados estudos econômicos que confirmaram a viabilidade da operação (Zancheta, 2000).

Dentre as diversas atividades necessárias, ficou estabelecida a necessidade de modernizar e centralizar a instrumentação das Unidades 1 e 2 e substituir o sistema de queima de combustível das quatro caldeiras, adaptando-os para possibilitar o uso de dois combustíveis, o óleo combustível e o gás natural, flexibilizando assim a operação da usina.

No projeto de modernização e centralização da instrumentação e controle para as Unidades Geradoras 1 e 2, além da atualização da instrumentação propriamente dita, foi incluída a substituição dos queimadores originais por queimadores bi-combustível. Já nas Unidades 3 e 4, a instrumentação original foi mantida, sendo somente substituídos os queimadores por novos, também com a opção bi-combustível (Zancheta, Poli e Santos, 2004).

Os novos queimadores instalados foram fabricados pela empresa Kei-Tek, configurados para atomização mecânica do óleo, e preparados para queimar os combustíveis óleo e gás.

O controle digital utilizado permite a inserção de sistemas supervisórios nos processos operacionais, os quais nos sistemas antigos eram realizados de maneira visual, sem precisão. Entre estes sistemas estão em evidência o sensor de chama e o opacímetro. O sensor de chama é instalado junto ao queimador, e envia sinal de chama acesa ou apagada à lógica de controle, para ser mostrada na tela da console ao operador (Zancheta, Poli e Santos, 2004).

Já o sensor de opacidade, instalado na chaminé próxima à saída dos gases, permite a monitoração da densidade dos gases emitidos, com a conseqüente otimização da relação ar combustível, indicando os valores de monitoração de poluição atmosférica.

Para este novo queimador foi instalado um sistema com transformador de ignição, com comando via console digital, que tem apresentado resultados operacionais satisfatórios (Zancheta, Poli e Santos, 2004).

7.1 Combustíveis utilizados

A Usina Piratininga utilizou desde o início da operação o óleo combustível de alto teor de enxofre, que era na sua grande totalidade dependente de importação. Este óleo era denominado como Bunker C, como já citado no capítulo 6.

De acordo com Garcia e Bernardes, 1992, no processamento do petróleo existe uma seqüência de operações nas quais são separados os diversos subprodutos desde os mais leves até os mais pesados. Inicialmente, o petróleo é processado em uma torre de destilação atmosférica, sendo encaminhado o resíduo desta a uma torre de destilação a vácuo, sendo ainda posteriormente encaminhados resíduos para unidades de craqueamento. Da torre de destilação é obtido um resíduo denominado óleo residual, que é extremamente viscoso, semelhante a um asfalto. Esse resíduo é a base dos óleos combustíveis. Para que a viscosidade deste resíduo seja enquadrado como óleo combustível é necessário que ele seja misturado a um óleo mais leve, como o diesel, querosene ou os óleos leves de reciclo.

Após a crise mundial do petróleo de 1973, foi observada a necessidade de substituição do petróleo importado por energias alternativas nacionais, que levou o Brasil à implantação do programa Pró-álcool em 1975, conforme já mencionado no capítulo 3, e à viabilização da utilização do carvão energético em larga escala. Como resultado destas ações e da política energética geral adotada, a estrutura de consumo se modificou de forma acentuada com grande queda no consumo de gasolina e de óleos combustíveis.

Garcia e Bernardes, 1992, apresentam que à partir de 1987 os óleos combustíveis no Brasil passaram a ser classificados em dois grandes grupos: o grupo "A", que é constituído por óleos com altos teores de enxofre (maiores que 1% e menores que 5,5%) e o grupo "B" é constituído por óleos com baixos teores de enxofre (menores ou iguais a 1%). Cada um destes grupos é dividido em 9 tipos de óleos de acordo com as suas viscosidades. Esta classificação é numérica e varia de 1 a 9, que indica em ordem crescente a viscosidade (partindo de 600SSF a 50°C para o número 1 e sendo superior a 1.000.000SSF a 50°C para o número 9). A unidade de medida de viscosidade é a *Seconds Saybolt Furol* (SSF), conforme especificado na Norma ASTM D88.

Desde a inauguração até a década de 80, foi utilizado como combustível o óleo do tipo alto teor de enxofre, que possui as características relacionadas ao óleo combustível denominado 1A, apresentadas na tabela 1.

Em meados de 1986, para adequação aos padrões ambientais, foi substituído o óleo por outro com baixo teor de enxofre, cujas características também são apresentadas na TAB 7.1. Nesta transição, não houve necessidade de adaptações quaisquer nos sistemas de suprimento de combustíveis, pois ambos óleos apresentam características muito similares.

TABELA 7.1: Características dos óleos combustíveis

CARACTERÍSTICAS	ÓLEO 1 A	ÓLEO 1 B
Densidade	1,017	0,957
Ponto de fulgor	103 °C	84 °C
Ponto de fluidez	13 °C	6 °C
Enxofre	3,8% peso	0,8% peso
Cinzas	0,04% peso	0,04% peso
Poder calorífico superior	10.238 kcal/kg	10.530 kcal/kg
Teor vanádio	172 ppm	39 ppm
Sódio	19 ppm	40 ppm
Níquel	47 ppm	38 ppm
Viscosidade	65 °C=178 SSF	65 °C=180 SSF
	100 °C=30 SSF	100 °C=30 SSF

Fonte: Garcia e Bernardes (1992)

A legislação ambiental passou a ser mais restritiva e no mercado de energia estão sendo continuamente implantadas mudanças que conduziram à necessidade de se modernizar as unidades geradoras. Inicialmente, a busca foi por uma melhoria dos processos de queima de combustível, que direcionaram para uma inevitável modernização dos sistemas de instrumentação e controle (Zancheta, Poli, Meldonian, 2005).

Na modernização das unidades geradoras, cujos trabalhos se iniciaram em novembro de 1999, foram substituídos os queimadores das unidades 1, 2 e 4 por queimadores de tecnologia recente e com a possibilidade de controle por sistema digital e com opção para uso de dois combustíveis, o óleo combustível e o gás natural. Na FIG. 7.1 está representada a inserção do sistema de suprimento de gás natural em adição ao originalmente instalado de óleo combustível.

A atividade de grande importância ambiental foi a adoção de um sistema para queima de um combustível alternativo, o gás natural, que é visto como uma ponte entre o passado e o futuro (Santos, 2002; Reis, 2003).

A partir de julho de 2000, a unidade n. 1 passou a utilizar como combustível opcional o gás natural. Atualmente as unidades 1 e 2 estão operando somente com gás natural, mas os queimadores estão preparados para operação bi-combustível. Já as unidades 3 e 4 estão em processo de interligação com as

caldeiras de recuperação de calor, para fechamento do ciclo combinado destas unidades com as unidades a gás da Usina Nova Piratininga.

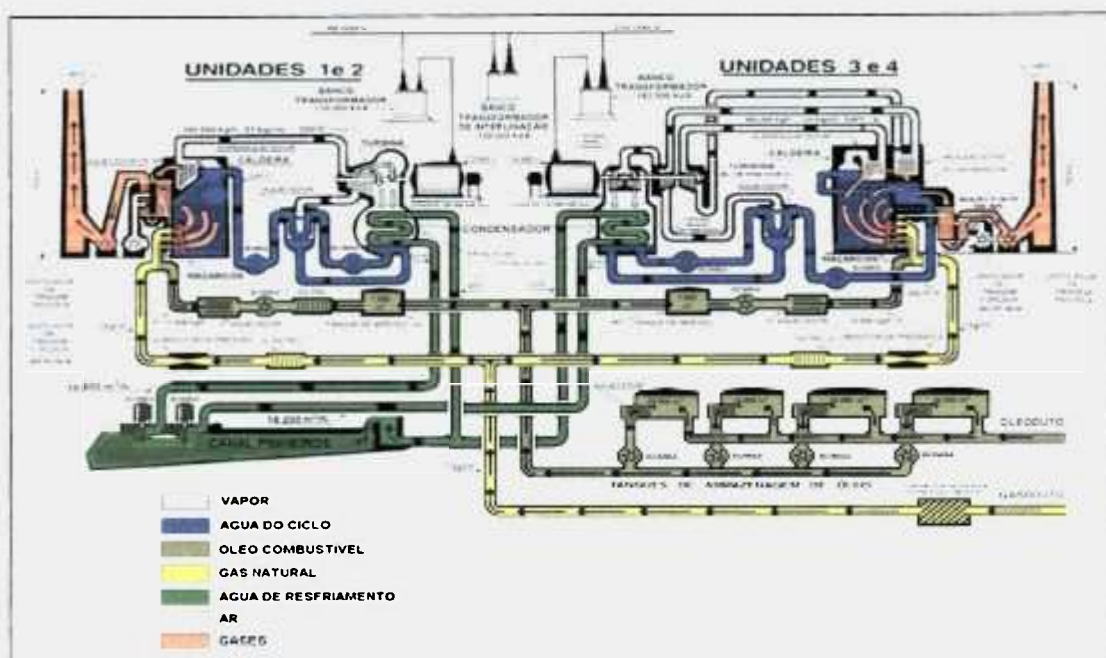


FIGURA 7.1: Esquemático funcional da Usina Piratininga com a inserção do gás natural

Conforme análise realizada pela Companhia de Gás de São Paulo (COMGAS), através do método analítico de cromatografia gasosa especificado pela norma ASTM 1945, propriedades físicas calculadas de acordo com a norma ASTM 3588, a composição básica do gás natural é apresentada na TAB 7.2.

Contudo, devido ao baixo rendimento dos ciclos térmicos originais da usina, os custos de produção continuavam excessivamente altos se comparados ao preço de mercado da energia elétrica, o que inviabilizaria a continuidade operacional da usina em curto prazo, diante das significativas mudanças ocorridas no Setor Elétrico Brasileiro com a implantação do mercado competitivo (Garrido, 2004).

TABELA 7.2: Características do gás natural

CARACTERÍSTICAS	Unidade	Quantidade
Hidrogênio - H ₂	% em Volume	0,0
Oxigênio - O ₂	% em Volume	0,0
Nitrogênio - N ₂	% em Volume	0,99
Dióxido de Carbono - CO ₂	% em Volume	0,48
Metano - CH ₄	% em Volume	89,91
Etano - C ₂ H ₆	% em Volume	6,05
Propano - C ₃ H ₈	% em Volume	1,64
Iso Butano - C ₄ H ₁₀	% em Volume	0,22
Normal Butano - C ₄ H ₁₀	% em Volume	0,36
Iso Pentano - C ₅ H ₁₂	% em Volume	0,11
Normal Pentano - C ₅ H ₁₂	% em Volume	0,10
Hexano e superiores - C ₆ ⁺	% em Volume	0,13
Poder calorífico superior	kcal/m ³	9576

Fonte: Comgás (2004)

Um fator preponderante para a situação financeira das usinas termoeletricas está relacionado ao combustível. No Brasil, até o ano 2000, os custos de combustíveis utilizados nas usinas eram integralmente transferidos para a Conta de Consumo de Combustíveis fósseis (CCC), administrada pela ELETROBRÁS, que por sua vez cobrava das empresas Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica (em sua grande maioria já privatizadas) os custos de combustível das usinas termoeletricas, proporcionalmente a seus mercados consumidores de acordo com normas definidas e reguladas pela ANEEL.

Com este mecanismo de transferência de custos ficou determinado que a transferência dos custos de combustíveis para a CCC seria eliminada, estando programada para encerrar-se no período de 2003 a 2005, na razão de 25% ao ano; após esse período, as concessionárias de geração que possuem usinas termoeletricas movidas a combustíveis fósseis (a grande maioria ainda controlada pelo estado) passarão a arcar com os custos integrais dos combustíveis consumidos em suas instalações, inviabilizando economicamente esses empreendimentos.

A Usina Termoelétrica Piratininga enquadra-se nessa categoria, e considerando-se o rendimento original de seus ciclos térmicos (cerca de 30%) e os custos dos combustíveis (óleo ou gás), seria necessária sua desativação após o período acima mencionado, resultando na desmobilização de um patrimônio cujo custo de reposição corresponde a aproximadamente US\$ 500 milhões. Tal fato implicaria na necessidade de um novo investimento pela sociedade para repor a capacidade de geração representada pela usina original, além da redução de cerca de 400 postos de trabalho, entre diretos e indiretos.

Diante deste cenário, a EMAE em parceria com a PETROBRAS optaram em modernizar parcialmente a Usina Termoelétrica Piratininga com a instalação de turbinas à gás natural em substituição às unidades geradoras 3 e 4, obtendo um aumento do rendimento térmico dos novos ciclos em aproximadamente 37% e com taxas de emissão atmosféricas muito inferiores às originais (Garrido, 2004).

7.2 A Usina Termoelétrica Nova Piratininga

Devido ao cenário energético regional e ao crescimento da demanda de energia elétrica em sua área de concessão, a ELETROPAULO realizou a partir de 1992 estudos de viabilidade técnico-econômica e ambiental e projetos básicos para a implantação de uma nova usina termoelétrica a gás natural na mesma propriedade da Usina Piratininga, denominada de Usina Termoelétrica Piratininga Unidades 5 e 6 (EMAE e ERM Brasil, 2002).

Este projeto referente às Unidades 5 e 6, concluído em 1997, compreendia uma usina com capacidade instalada de 2 unidades de 450MW_{EL} cada, com tecnologia de ciclo combinado e gás natural como combustível. Contudo, por ocasião da elaboração do projeto das Unidades 5 e 6, a ELETROPAULO não possuía um plano de modernização ou desativação das instalações das Unidades 1 a 4 da Usina Piratininga.

Para a implantação deste projeto, a ELETROPAULO iniciou o processo de licenciamento ambiental através da apresentação do EIA/RIMA à SMA, sob o processo n.13.597/97, o qual foi submetido à Audiência Pública em 11/02/1998. Posteriormente o DAIA/SMA solicitou informações complementares ao EIA, conforme Informação Técnica CPRN/DAIA n. 55/98, que não foram apresentadas devido ao processo de desestatização ELETROPAULO e reestruturação

societária e patrimonial das empresas oriundas conforme estabelecido no protocolo de cisão em dezembro de 1997 (EMAE e ERM Brasil, 2001).

Com a cisão parcial da ELETROPAULO, a Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. (EMAE) tornou-se sucessora da Eletricidade de São Paulo S.A. (ELETROPAULO) nas atividades de geração de energia elétrica e controle de cheias do rio Pinheiros (Garrido, 2004).

Com o início desta nova situação administrativa, a EMAE informou ao DAIA/SMA em 18/12/98 através da carta CT-T-AE/043/98 que o Processo de Licenciamento do Projeto da Usina Termoelétrica Piratininga Unidades 5 e 6 era de responsabilidade da ELETROPAULO. Entretanto no ano 2000, a EMAE verificou a partir da análise da contabilidade efetuada com as demais empresas oriundas da cisão, que os custos relativos à realização do projeto básico e do EIA-RIMA desse empreendimento seriam suportados pelo seu caixa. Nesse sentido e por ocasião da busca de parceiros na implementação da proposta de modernização e ampliação da Usina Piratininga, a EMAE enviou à SMA a carta CT-TMA-085/2000 solicitando a retirada do processo n.13.597/97, além de documentação comprovando os seus direitos sobre estes estudos, com vistas à readequação e reapresentação do EIA-RIMA naquele órgão. Em resposta à esta solicitação da EMAE, a SMA (através de Ofício CPRN/DAIA 798/2000), coloca à disposição da EMAE a retirada dos estudos para posterior reapresentação (EMAE e ERM Brasil, 2002).

No início de 2000, pouco antes do racionamento, o governo federal lançou o Programa Prioritário de Termoelétricas (PPT). A Petrobrás e a EMAE já estavam negociando a construção de uma usina nova, na área da Usina Piratininga, em razão da localização privilegiada em que esta se encontra. Com o impulso dado pelo PPT, foi possível a concretização das negociações e a implantação do empreendimento Nova Piratininga (Zancheta, Poli, Santos, 2004).

Diante do quadro de crise de energia elétrica que assolou o país em 2001 e as mudanças na regulamentação do setor elétrico, a EMAE buscou um parceiro estratégico, a Petrobrás. Esta parceria possibilitou a ampliação da capacidade de geração da planta, a elevação na eficiência energética e uma importante melhoria em suas emissões. Estes avanços viabilizam o empreendimento do ponto de vista econômico e ambiental para as próximas décadas.

O mercado de energia sofreu alterações, que levaram à necessidade de um aprimoramento em diversos sistemas que compõem a planta de geração, impondo a necessidade de torná-la compatível com a realidade atual.

Dentro do Programa Prioritário de Termoelétricas (PPT), em 2001, iniciou-se a ampliação da usina em cerca de 400 MW, com a instalação de 4 turbinas a gás natural que, juntamente com 4 caldeiras de recuperação, deverão operar em ciclo combinado com as Unidades 3 e 4 da usina existente (duas turbinas a gás com uma turbina a vapor). Atualmente, encontra-se em fase final a obra de interligação das caldeiras de recuperação com as turbinas a vapor, sendo iniciados os testes na operação do ciclo combinado.

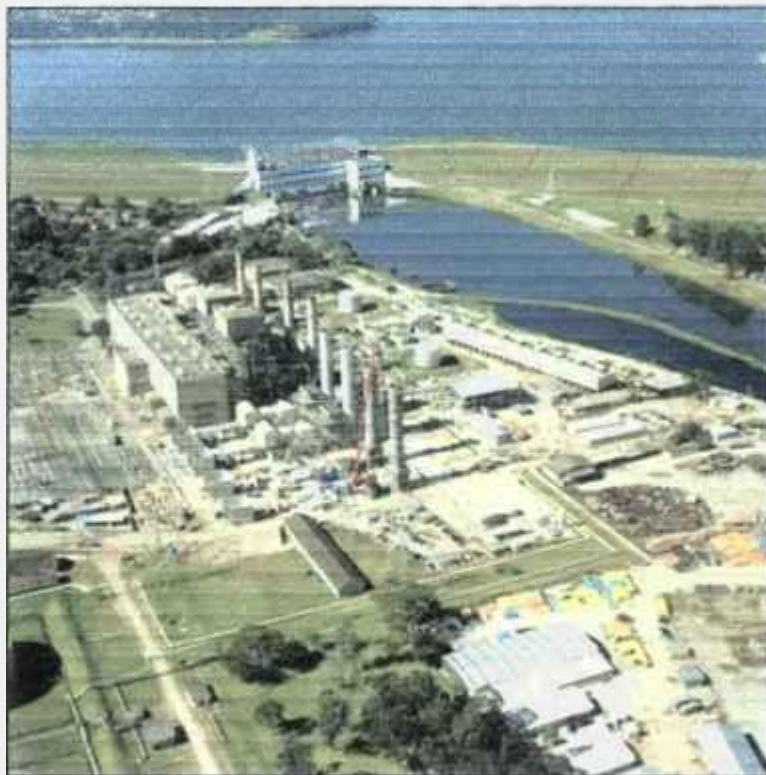


FIGURA 7.2: As Usinas Piratininga e Nova Piratininga em 2002

A Usina Nova Piratininga é a primeira usina com turbinas a gás a gerar energia elétrica à partir do gás natural no estado de São Paulo. A implantação desta usina é resultado do processo de remodelação e repotenciação da primeira grande termoelétrica construída na grande São Paulo, a Usina Termoelétrica Piratininga, já amplamente discutida neste trabalho (EMAE e ERM Brasil, 2002).

Os serviços relativos à implantação da Usina Nova Piratininga e dos ciclos combinados com as unidades 3 e 4 da Usina Piratininga tiveram seu início em Março de 2001, como consequência de contratos celebrados entre a Petrobrás e a Alstom Power, fornecedora de 4 Turbinas a gás natural tipo GT 11N2, e a Camargo Corrêa, responsável pelos serviços de engenharia, suprimentos, construção e montagem (Garrido, 2004).

Os serviços foram previstos para ser desenvolvidos em 2 fases, sendo a primeira com a instalação e operacionalização de 2 compressores e de 2 turbogeradores a gás em ciclo aberto, de forma a possibilitar despacho em período crítico de oferta de energia (acionamento de 2001), e a segunda, dos 2 turbogeradores remanescentes, 1 compressor de gás adicional e de 4 caldeiras de recuperação com demais equipamentos e sistemas auxiliares, com vistas ao fechamento de ciclos termodinâmicos combinados (Gás/Brayton e Vapor/Rankine) com as unidades 3 e 4 da Usina Piratininga (EMAE e ERM Brasil, 2002).

7.2.1 Características das unidades da usina

As usinas termoeletricas denominadas a gás geram energia elétrica a partir da combustão de combustíveis fósseis (carvão gaseificado, óleo diesel, óleo combustível, gás natural), que propicia a transferência de calor para o ar que realiza um ciclo chamado Ciclo de Brayton. O ar é aspirado da atmosfera e é comprimido por um compressor. Esse ar é direcionado a uma câmara de combustão, onde é injetado o combustível, formando a mistura para a queima. Após a queima, ocorre a expansão que aciona uma turbina. A turbina realiza a conversão da energia liberada pela expansão em energia mecânica, que aciona o gerador de energia elétrica.

As turbinas a gás são de fabricação ALSTOM, modelo GT11N2 (E) 60, são dotados de aletas direcionadoras de ar de entrada (*Variable Inlet Guide Vanes - VIGV*) que controlam a admissão de ar em função da carga da máquina. O posicionamento destas aletas está pré-programado para a otimização da eficiência e minimização da emissão de NO_x (Alstom Power, 1999).

A turbina a gás aciona um gerador síncrono, resfriado a ar, 3.600 rotações por minuto (rpm), 2 pólos, 60Hz, tensão de saída 13,8kV, com potência aparente de projeto de 160MVA, sendo a potência ativa limitada em 94,5MW_{EL}, em consequência das condições locais e ambientais de instalação das turbinas a gás (Alstom Power, 1999).

A Usina Nova Piratininga possui 4 unidades geradoras a gás, que em virtude das condições do local de instalação, apresentam potência elétrica máxima total de 94,5MW_{EL} por unidade geradora, apresentando um incremento de potência da ordem de 376MW_{EL} na mesma área onde permanece instalada a Usina Termoelétrica Piratininga (Garrido, 2004).

7.3 O ciclo combinado

Dentre as usinas termoelétricas, as movidas a gás natural são atualmente as de menor investimento específico e de menores impactos ambientais. A disponibilidade e o custo do gás natural eram, até recentemente, as principais restrições para este tipo de empreendimento (EMAE e ERM Brasil, 2002).

A combinação de tecnologias de queima e de ciclos termodinâmicos multiplicam as alternativas disponíveis de termoelétricas.

As unidades em ciclo combinado gás/vapor inserem-se no grupo das termoelétricas a combustível fóssil, que neste grupo são as que apresentam menor poluição e o ciclo de mais alto rendimento térmico, quando o combustível é o gás natural. Os custos finais destas usinas são dependentes da tecnologia, localização e normas ambientais adotadas no projeto (EMAE e ERM Brasil, 2002).

As usinas em ciclo combinado, além de seu baixo investimento específico, são caracterizadas por uma construção modular, isto é, as mesmas são compostas por uma ou mais turbinas a gás, uma ou mais caldeiras de recuperação interligadas a uma turbina a vapor (Zancheta, 2000).

A viabilidade das usinas é função da disponibilidade e custo do combustível para a localização proposta e características do sistema de geração em que é inserida.

A junção dos ciclos resulta em alto grau de utilização de combustível (eficiência), devido ao fato do ciclo combinado unir as vantagens das turbinas a

gás (alta temperatura do calor suprido ao ciclo) e da turbina a vapor (baixa temperatura de rejeição de calor) (Zancheta, 2000).

Parte das irreversibilidades de ambos os ciclos, que advém da alta temperatura de rejeição de calor no caso do ciclo de Brayton, e da baixa temperatura de suprimento do calor, no caso do ciclo de Rankine, são eliminadas no ciclo combinado.

A combinação dos dois ciclos estabeleceu o ciclo combinado, no qual o grande volume de gás rejeitado na exaustão da turbina a gás, proveniente da combustão, que está com alta temperatura, ou seja, com grande quantidade de energia térmica armazenada, irá alimentar o gerador de vapor para o ciclo Rankine. O nome Ciclo Combinado se dá pela união de dois ciclos diferentes e independentes.

Na prática, na exaustão da turbina a gás, acopla-se uma caldeira, chamada de Caldeira de Recuperação (CR). Esta caldeira transforma a água em vapor superaquecido, utilizando os gases quentes exauridos pela turbina a gás, que faz girar uma outra turbina acoplada a outro gerador elétrico. O vapor super aquecido de alta pressão é expandido na turbina de alta pressão e encaminhado de volta para a caldeira como reaquecimento frio, que junto com o vapor gerado de pressão intermediária é superaquecido (reaquecido quente) para depois ser expandido nas secções da turbina a vapor de pressão intermediária e baixa (Zancheta, 2000).

Para o Ciclo Combinado da Usina Nova Piratininga, cujo diagrama está apresentado na FIG. 7.3, foram previstos 2 conjuntos compostos de 2 turbinas a gás, 2 caldeiras de recuperação e 1 turbina de vapor. As turbinas a gás e as caldeiras de recuperação são novas e as turbinas de vapor (turbinas das unidades geradoras 3 e 4 da EMAE) são existentes, fabricadas pela GE na década de 50 e em operação desde o início dos anos 60.

O sistema de vapor é dotado de desvios em cascata com capacidade de 100%, ou seja, todo o vapor de alta pressão pode ser desviado e atemperado para reaquecido frio e o reaquecido quente pode ser liberado para a atmosfera no caso de desligamento de emergência da turbina a vapor.

Parte do vapor reaquecido quente pode ser desviado para o condensador utilizando o sistema de desvio de baixa pressão existente, adaptado para o ciclo combinado.

A filosofia adotada para a definição do procedimento de partida do ciclo combinado foi de não submeter a turbina a vapor, gradientes térmicos mais severos do que aqueles as quais o equipamento foi submetido na operação convencional nos últimos 40 anos

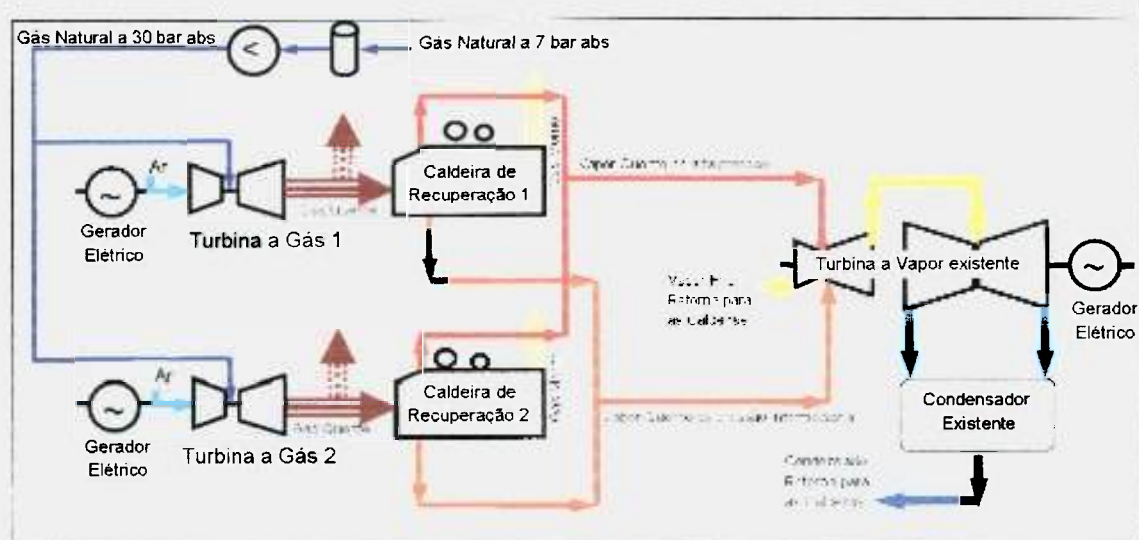


FIGURA 7.3: Ciclo Combinado entre as Usinas Piratininga e Nova Piratininga

O empreendimento observado como um todo, com capacidade futura de gerar 1.170MW_{EL}, foi enquadrado no plano de expansão energética aprovado pelos governos federal e estadual e como prioritário diante do quadro de crise energética de 2001, com a proposta de aumentar a estabilidade e confiabilidade da alimentação de energia para a RMSP (EMAE e ERM Brasil, 2002).

Foram tomadas como fundamentações para o investimento também as características de ampliação com uma nova instalação em área já antropizada e já utilizada há muito tempo para tal fim, que não só acrescentará a capacidade de geração como também modernizará o atual processo industrial, substituindo a queima de óleo combustível por gás natural, com conseqüente melhoria das condições ambientais, sem demandar significativas alterações na vizinhança ou supressão de recursos naturais existentes, tendo em vista estar a planta industrial da EMAE absolutamente absorvida na dinâmica socioeconômica ambiental da

RMSP e do Município de São Paulo, em área adequada à atividade industrial em questão (EMAE e ERM Brasil, 2002).

O empreendimento ficou dividido em três fases de implantação e operação a seguir apresentadas:

A denominada Fase 1 da Usina Piratininga corresponde à usina existente com capacidade de geração instalada de 472MW_{EL} e é constituída por: 4 turbinas a vapor, uma caldeira convertida para a queima de gás natural, 03 caldeiras com queima de óleo combustível, sistemas de resfriamento de vapor com captação no canal Pinheiros e represa Billings e demais instalações auxiliares.

Nesta fase está incluída a instalação de conjunto de torres de resfriamento (úmida) para complementar o sistema de resfriamento de vapor existente.

A Fase 2 da Usina Piratininga corresponde ao início do processo de modernização da usina e consiste basicamente na substituição de tecnologia de produção de energia elétrica, que se caracteriza pela instalação de 4 turbinas a gás movidas a gás natural, licenciadas conforme L.I. n. 000182 de 18/01/01 (referida no item anterior). Para a complementação da Fase 2 serão instaladas 4 caldeiras de recuperação (também denominadas como trocadores de calor devido à não ocorrência de queima de combustível adicional) propiciando a interligação do processo de produção de energia a gás e vapor. Este processo ocorrerá pelo aproveitamento do calor da combustão na câmara da turbina a gás para a produção de vapor que continuará movimentando os turbogeradores a vapor denominados TV3 e TV4. A conclusão desta fase representará o fechamento parcial do ciclo combinado da usina.

A implantação desta Fase 2 da usina aumentará a sua capacidade instalada para 692MW_{EL} e sua implantação justificou-se pelos seguintes fatores:

- Viabilização do capital de terceiros para a sua implantação;
- Priorização emergencial do aumento da oferta de energia no sistema elétrico interligado sudeste;
- Aproveitamento e otimização do ciclo termodinâmico; e
- Redução da temperatura dos gases lançados no ambiente.

A Fase 3 da Usina Piratininga corresponderá ao objeto do licenciamento do EIA/RIMA que foi iniciado em setembro de 2002 que se caracteriza pela

conclusão do projeto de ampliação da capacidade de geração de energia. A configuração deste processo consistirá da instalação de 4 turbinas a gás movidas a gás natural e 04 caldeiras de recuperação de calor que operarão em ciclo combinado com os turbogeradores TV1 e TV2 da Fase 1 da usina.

A partir da instalação da Fase 3 da usina Piratininga a capacidade de geração total instalada será de 1170MW_{EL} (EMAE e ERM Brasil, 2002).

7.4 O licenciamento ambiental da Usina Nova Piratininga

Embora o município de São Paulo possua uma Secretaria do Verde e do Meio Ambiente, a competência para o licenciamento ambiental do empreendimento Nova Piratininga é do Estado de São Paulo, tendo em vista o sistema de competências constitucionalmente deferidas, as diretrizes da PNMA e da Resolução CONAMA nº 237/97 (EMAE e ERM Brasil, 2002).

Esta afirmação se justifica porque:

- A área onde se encontra instalada a usina e sua área de influência ambiental direta pertencem ao território da RMSP;
- Não há qualquer incidência aparente de interesses federais (não há domínio da UNIÃO sobre qualquer área ou recurso natural tais como imóveis, corpos hídricos, florestas, unidades de conservação, sítios arqueológicos, cavernas, etc.) que pudesse deslocar a competência do licenciamento para o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) sendo certo que o empreendedor é privado, e, muito embora concessionário do governo federal, com este não se confunde (não são recursos públicos);
- O tema meio ambiente não é de competência privativa da UNIÃO; e as questões energéticas são hoje fiscalizadas pela sociedade através da ANEEL.

O processo de licenciamento foi encaminhado à SMA, órgão competente para proceder à análise do EIA/RIMA da Usina Nova Piratininga, bem como proceder ao ato de outorga da referida licença nos termos do Decreto Federal n. 99.274/90 (que regulamentou a Política Nacional de Meio Ambiente - Lei Federal n. 6.938/81); da Lei Federal n. 7.804/89 (que a par de outras providências redesenhou o campo de atribuições de cada órgão pertencente ao SISNAMA)

conforme as Resoluções CONAMA n. 006/87 e n. 237/97 (EMAE e ERM Brasil, 2002).

A análise do processo foi encaminhada ao Departamento de Avaliação de Impacto Ambiental (DAIA) e ao Departamento de Uso do Solo Metropolitano (DUSM), da Coordenadoria de Proteção aos Recursos Naturais (CPRN), órgãos da SMA, manifestarem-se sobre sua aprovação, invocando, supletivamente, o CONSEMA para referendar sua decisão, necessitando também do parecer da Secretaria de Recursos Hídricos, responsável pela outorga das autorizações para captação e uso das águas, com fulcro na Lei Estadual n. 7.663/91 que instituiu a Política Estadual de Recursos Hídricos PERH, através de um Plano Estadual lastreado por estudos de cada bacia hidrográfica onde foram instalados Comitês de Bacia e Agências da Água conforme também adotado pela Lei Federal n. 9.433/97, que por sua vez, instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos (EMAE e ERM Brasil, 2002).

Porém, a SMA deve sujeitar todo o licenciamento da Usina Piratininga à apreciação e manifestação da Prefeitura Municipal de São Paulo, que poderá solicitar exigências adicionais, supletivas e específicas para garantir a satisfação dos índices de excelência ambiental em seu território, bem como para ajustar a inserção do empreendimento no ordenamento da ocupação e uso do solo do município e aos programas de controle ambiental porventura existentes e já em andamento naquela localidade (EMAE e ERM Brasil, 2002).

Pela classificação da Lei Estadual n. 1.817/78 (zoneamento industrial do estado) a Usina Piratininga, hoje pertencente à EMAE, está adequadamente instalada em área tida como Zona Predominantemente Industrial (ZUPI), e embora tenha sido classificada como Especial (E), só permaneceu na RMSP porque já era existente desde a década de 50 e encontrava-se em funcionamento quando foi editada a referida lei. Consta que o projeto a ser instalado em parte de sua área, com inovações tecnológicas e buscando a produção de energia elétrica, otimiza o aproveitamento de espaços, em conformidade com o zoneamento indicado e não padece da nocividade imputada às termoelétricas à óleo, estando portanto absolutamente em conformidade com a legislação urbanística metropolitana (EMAE/ERM, 2002).

No caso da Ampliação da Usina Termoelétrica Piratininga, foi necessário observar também as diretrizes baixadas pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, criada junto ao Conselho de Governo, pela Medida Provisória n. 2.198-4, de 16/08/01, que, para o enfrentamento da crise energética, determinou, entre outras medidas, em seu artigo 8º, a celeridade do procedimento de licenciamento ambiental impondo no caso das termoelétricas o prazo máximo de 4 meses para conclusão de todo o procedimento pelo órgão ambiental competente.

Neste sentido foi baixada pelo CONAMA a Resolução n. 279 de 27/06/01 dispondo sobre o licenciamento simplificado de empreendimentos do setor elétrico que possam ser caracterizados como de pequeno potencial de impacto, sem contudo definir o termo. Na mesma esteira, em São Paulo, foi baixada pela SMA a Res. n. 14 de 16/08/01 que atende ao princípio da celeridade imposto pela Medida Provisória n. 2.198-4, definindo que os empreendimentos tidos pelo órgão como de pequeno potencial de impacto ambiental no nível estadual seriam licenciados com Relatório Ambiental Preliminar (RAP), consignado na Res. SMA 42/94; e que aqueles causadores de significativa degradação do meio ambiente seriam licenciados diretamente através da avaliação de EIA/RIMA, sem passar pela elaboração de RAP. Especificamente no caso do empreendimento da Ampliação e Modernização da Usina Termoelétrica Piratininga, este deverá ter seu processo de licenciamento condicionado à continuidade do Processo SMA nº 13.597/97, através da análise do EIA/RIMA reelaborado (EMAE e ERM Brasil, 2002).

Entretanto, esse aumento de rendimento não se apresentaria suficiente para compatibilizar os custos de produção com os preços de mercado, além do fato das turbinas a vapor correspondentes às unidades que seriam desativadas (caso não se optasse pelo projeto de modernização da usina) encontrarem-se em excelente estado de conservação, representando uma perda significativa de investimentos ainda com capacidade produtiva adequada, e em condições de reduzir os efeitos da crise energética que se instalou no país.

Essa situação resultou no projeto de reutilização dessas turbinas transformando os ciclos térmicos a vapor das unidades 3 e 4 e das novas turbinas à gás, em ciclos combinados gás/vapor com rendimento de aproximadamente

50%, contando com a instalação de caldeiras para recuperação do calor disponível nos gases de exaustão das turbinas à gás para alimentação das turbinas a vapor que seriam desativadas, sem implicar em acréscimo das emissões atmosféricas. Esse aumento de rendimento implicará em uma redução de custos na mesma proporção, viabilizando a usina tanto no aspecto ambiental quanto econômico, pois o custo final da geração nessas unidades estará compatível com o do mercado e dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL (Garrido, 2004).

Dentro desse mesmo conceito, a etapa seguinte do projeto corresponderá à ampliação da usina que prevê a reativação das turbinas à vapor das unidades n. 1 e 2 para operação em ciclo combinado gás/vapor, como no caso das unidades 3 e 4. Desta forma seria recuperado um investimento da ordem de US\$ 200 milhões (custo evitado na reposição de capacidade equivalente de geração no Sistema Elétrico Brasileiro), aumentada a eficiência energética e a capacidade de geração sem aumento das emissões atmosféricas (EMAE e ERM Brasil, 2002).

Outro fator relevante do projeto de Modernização e Ampliação da Usina Termoelétrica Piratininga corresponde à localização desta no centro de carga da região de maior demanda de energia do país, o que tem contribuído fortemente para o aumento da segurança e confiabilidade do Sistema Elétrico dessa região.

O fato de evitar a transmissão de grandes blocos de energia a longas distâncias significa diminuir significativamente o risco de falhas no suprimento de energia elétrica, e principalmente contribuir para afastar a possibilidade de ocorrência de blecautes, evitando a falta de alimentação elétrica para cargas consideradas prioritárias como hospitais, trens, metrô, iluminação de segurança e sinalização do tráfego urbano. Nesse sentido, ressalta-se que a quase totalidade das ocorrências que provocaram desligamentos de cargas de grandes proporções ocorreu nos sistemas de transmissão de energia a longas distâncias (EMAE e ERM Brasil, 2002).

O Conselho Estadual do Meio Ambiente (CONSEMA) aprovou, no dia 8/06/2005 a proposta da EMAE para modernizar e ampliar a usina Piratininga, conforme o processo de licenciamento da denominada Fase 3.

8 O IMPACTO AMBIENTAL DA USINA PIRATININGA

A instalação da Usina Termoelétrica Piratininga foi realizada na década de 1950, período em que não havia a legislação ambiental tão rigorosa como atualmente, permanecendo em operação da data de sua inauguração até os dias atuais. Por se tratar de uma planta de geração de eletricidade à partir de combustíveis fósseis, em cujo processo são movimentadas grandes quantidades de energia química, térmica e elétrica, com um ciclo termodinâmico de eficiência limitada por características intrínsecas, são gerados diversos tipos de rejeitos, conforme já apresentado no capítulo 5.

A Usina Termoelétrica Piratininga é classificada como empreendimento público, tido como serviço essencial, com o objetivo concreto de satisfazer às necessidades coletivas, de competência da UNIÃO, conforme explicitado na alínea “b”, inciso XII, do artigo 21 da Constituição Federal, que deve ser executado sob o regime das normas de direito público, diretamente ou por meio de delegação a terceiros (EMAE e ERM Brasil, 2002).

A planta encontra-se em operação há mais de 50 anos sendo que no decorrer destes, as mudanças sociais, políticas e ambientais interferiram nos processos, modificando-os ou adequando-os. A necessidade de despacho de geração de eletricidade sempre mostrou a importância da sua operação em decorrência da demanda do país.

A ocupação da região onde a usina foi construída, remonta à fundação do próprio município de São Paulo, uma vez que era pela porção sul da capital que se fazia a ligação litoral/planalto desde o século XVI. A área de Santo Amaro, por exemplo, chegou a constituir-se município independente, tendo se integrado ao município de São Paulo no século XX. A região, atualmente denominada Distrito de Pedreira, somente passou a apresentar um crescimento acelerado a partir da década de 1940, com o processo de industrialização, que se deu inicialmente em distritos da zona leste, hoje bairros praticamente centrais da cidade, como Brás, Pari, Mooca ou Ipiranga.

A partir da década de 50, a industrialização avançou na direção do vetor sul do município, no período denominado distrito de Jurubatuba. Inicialmente, ocorreu uma pressão por ocupação residencial, acompanhada por atividades comerciais e de serviços, sobre a região, seja de populações de rendas médias altas, tais como Santo Amaro e Campo Belo, ou seja de baixa renda, formando áreas de alta densidade como Jabaquara e Cidade Ademar e, posteriormente, Parelheiros e Grajaú.

A expansão pelo vetor sul acabou por afetar profundamente áreas de preservação de mananciais, como o entorno da Represa de Guarapiranga e da Represa Billings. Na década de 1970 foi implantada uma política de preservação ambiental dessas áreas a qual, por falta de fiscalização adequada por parte dos poderes públicos, particularmente no decorrer da década de 1980, criou um processo de ocupação por loteamentos clandestinos e auto-construção, gerando conflitos ambientais de monta em toda essa área. Nesta década, a população do distrito de Pedreira era de 63.058 habitantes (IBGE, 2005b).

Os anos da década de 1990 foram marcados pelas tentativas (ainda em curso) de controle e, sobretudo, de recuperação dessas áreas de mananciais, hoje extremamente deterioradas perante o tipo de ocupação desordenada anteriormente referida. A população havia evoluído para 86.001 habitantes (IBGE, 2005b).

Atualmente a Usina Termoelétrica Piratininga está situada numa área que, em 2000, já contava com uma população de 127.425 habitantes e com elevada movimentação de veículos, sendo a Av. Nossa Senhora do Sabará um eixo de comunicação entre os bairros periféricos e os grandes centros industriais e comerciais da cidade. Esta avenida também é utilizada para ligação entre os municípios de Diadema, São Bernardo do Campo e São Paulo.

Com a promulgação da Lei de Crimes Ambientais n. 9.605 de 13/02/1998, a EMAE iniciou um processo de adoção de medidas corretivas nas suas atividades de geração de energia e de controle e preservação dos níveis d'água perante os órgãos ambientais (CETESB e SMA). Para tal, em 23 de dezembro de 1998 enviou, dentre outras, uma solicitação de autorização ou licença de operação para a Usina Piratininga, através de ofício à CETESB, que o remeteu à SMA (EMAE e ERM Brasil, 2002).

Em 24/12/98, a EMAE submeteu à CETESB o Termo de Compromisso de Ajustamento de Conduta Ambiental com as seguintes obrigações: elaboração de anteprojeto para centralização de coleta de esgotos para coleta na rede da SABESP; substituição dos queimadores da Usina Piratininga para melhoria da combustão, visando a redução de fumaça preta por períodos superiores a 15 minutos na partida das unidades geradoras da Usina Piratininga.

Em resposta à solicitação de autorização ou licença de operação, através do parecer da Consultoria Jurídica da SMA (Parecer C.J. 129/99, em Ofício CPRN 093/99), a EMAE foi considerada entre os empreendimentos do setor elétrico implantados anteriormente à Lei Federal n. 6.939/81 que estão dispensados de licenciamento ambiental, porém não estando desobrigados ao atendimento às exigências e recomendações de controle e fiscalização realizadas pelos órgãos competentes (EMAE e ERM Brasil, 2002).

8.1 As emissões gasosas

Desde o primeiro sincronismo da unidade 1 às 16h02min do dia 6/7/1954, seguido pelo primeiro sincronismo da unidade2, às 11h16min do dia 23/9/1954, o da unidade 3 às 22h47min do dia 15/3/1960 e da unidade 4 às 17h15 min do dia 9/6/1960 até o dia 31/12/2004, às 23h59min, a usina Piratininga gerou a energia elétrica bruta de 49.664.373 MWh_{EL}, sendo consumido pelos seus auxiliares elétricos o total de 3.427.051 MWh_{EL}, o que representa o consumo interno de 6,9% da energia elétrica bruta, resultando em um total líquido fornecido ao sistema elétrico de 46.237.322 MW_{EL}. Os parâmetros relativos à geração de reativos, que envolvem estudos de potências aparente (MVA) e reativa (MVA_r) e fator de potência, muito pouco interferem na potência ativa (MW) fornecida pela turbina ao gerador e nem no rendimento do ciclo como um todo. São ajustes realizados no sistema de excitação do gerador, que não são objeto de estudo desta tese.

A geração deste total de energia elétrica demandou o consumo de 12.445.605t (toneladas) de óleo combustível e de 763.902.100 m³ de gás natural. O volume do gás natural é determinado para 1 atm e 20°C, que é a condição de fornecimento COMGÁS, e será a condição utilizada para elaboração dos cálculos desta tese.

Para determinar a energia térmica do combustível, é utilizado o poder calorífico inferior (PCI) do determinado combustível, sendo que para os cálculos desta tese foi adotado o PCI de 9.590 kcal/kg para o óleo combustível e 8.800kcal/m³ para o gás natural, em razão destes valores serem estabelecidos como referência no BEN (2004) e apresentarem grande aproximação com os valores apresentados pela ANP, Petrobrás, COMGÁS e dos valores obtidos nos ensaios do Laboratório Químico do Departamento de Geração Térmica da EMAE.

Através dos valores referenciados no parágrafo anterior e conhecidas as quantidades utilizadas dos combustíveis, é possível determinar a energia térmica total disponível pelos combustíveis e a energia térmica total utilizada pela usina.

Para o óleo combustível é calculado o valor de 138.582.503,1 MWh_{TH} e para o gás natural 7.805.381,9 MWh_{TH}, totalizando 146.387.885MWh_{TH}.

Com estes valores pode ser determinada a eficiência média de todo o período de operação da usina em relação à energia elétrica gerada (bruta), obtida pela relação entre esta e energia térmica do combustível, que resulta em um valor de 33,93%. Pode também ser determinada a eficiência média em relação à energia elétrica fornecida ao sistema elétrico (líquida), obtida pela relação entre esta e energia térmica do combustível, que resulta em um valor de 31,59%. Estes valores são referidos ao tempo total de operação da planta, calculados através de valores reais de operação.

Os serviços auxiliares elétricos da usina termoeletrica são referentes ao fornecimento de energia elétrica aos motores de ventiladores de tiragem forçada e induzida da caldeira, motores de bombas de alimentação das caldeiras (os maiores motores da unidade geradora, com consumo energético da ordem de 2,6% da geração total da unidade), motores das bombas de água de circulação, motores dos ventiladores de tiragem forçada e induzida, sistemas de supervisão, controle, sinalização e proteção elétrica, sistemas de resfriamento, exaustão, aquecimento, iluminação e tomadas. No caso da Usina Piratininga foram utilizados 3.427.051 MWh_{EL}, que se empregado o rendimento de 33,93%, verifica-se a necessidade do consumo de 10.100.356,62MWh_{TH}. Para fornecer esta energia térmica aos auxiliares, seria necessário o consumo de 907.077,34 t de óleo combustível ou 988.508.150 m³ de gás natural.

Cabe ressaltar que a concepção e o projeto das caldeiras não contemplaram a instalação e utilização de sistema para controle das emissões gasosas na atmosfera.

O dióxido de carbono é o principal efluente aéreo produzido no mundo, não só pela geração de energia elétrica, mas também pelos transportes, atividades industriais e residenciais (para aquecimento). O CO₂ corresponde a 66% das emissões mundiais de gases, dos quais 95% são provenientes do hemisfério norte, ou seja, dos países desenvolvidos.

Para realização dos cálculos foi considerado que todo o carbono presente no combustível reagiu com o oxigênio, formando CO₂ e CO, em razões proporcionalmente estabelecidas conforme a eficiência da caldeira. Foi também considerado que todo o enxofre foi convertido em SO₂. O primeiro combustível a ser analisado será o óleo combustível 1A (OC1A). Desde o início da operação da planta em 1954 até junho de 1986, foram consumidas 9.957.662 t deste tipo de óleo. De acordo com a Agência Nacional do Petróleo (ANP, 1999) o óleo combustível 1A apresenta como característica o valor de 90,06% de carbono em massa, sendo então possível calcular que foram emitidas na atmosfera 8.967.870,4 toneladas de carbono para formação de compostos de CO e CO₂. Como o valor médio verificado da eficiência das caldeiras na condição original era 93%, pode-se determinar através do cálculo estequiométrico em massa, que 627.750,93 t de carbono reagiram com o oxigênio formando 1.464.752 t de CO e 8.340.119,5 t de carbono reagiram com o oxigênio formando 30.580.438,2 t de CO₂.

A usina utilizou o OC1A durante 11.680 dias e neste período produziu 38.893.428 MWh_{EL}. Com os valores apresentados é possível inferir que as taxas de emissão de CO₂ foram de 2.618,2 t CO₂/dia e 0,786 t CO₂/MWh_{EL}. Para o CO 125,41 t CO/dia e 0,0377 t CO/MWh_{EL}.

No caso do óleo combustível 1B (OC1B), foram consumidas 2.487.943 t desde julho de 1986 até a dezembro de 2004. De acordo com a Agência Nacional do Petróleo (ANP, 1999) o óleo combustível 1B apresenta como característica o valor de 89,11% de carbono em massa, sendo então possível calcular que foram emitidas na atmosfera 2.217.006 t de carbono para formação de compostos de CO e CO₂. O valor médio da eficiência das caldeiras foi mantido em 93%, devido a maior parcela do tempo de operação ter ocorrido sem alteração no sistema de

combustão, fato que se deu somente a partir de 2000. Determina-se então que 155.190,42 t de carbono reagiram com o oxigênio formando 362.110,8 t de CO e 2.061.815,6 t de carbono reagiram com o oxigênio formando 7.559.990,53 t de CO₂.

A usina utilizou o OC1B durante 6.745 dias e neste período produziu 8.568.233 MWh_{EL}. Com os valores apresentados é possível inferir que as taxas de emissão de CO₂ foram de 1.120,83 t CO₂/dia (reflete grande número de dias com as unidades paradas no período) e 0,8823 t CO₂/MWh_{EL}. Para o CO 53,69 t CO/dia e 0,0423 t CO/MWh_{EL}.

Quanto aos hidrocarbonetos, o maior perigo decorre da sua reação fotoquímica com os óxidos de nitrogênio, gerando compostos oxidantes. O monóxido de carbono, por sua vez, é um item importante para o controle da eficiência de operação da caldeira, devendo, portanto, estar sob constante monitoramento. Ambos são emitidos devido à queima incompleta do combustível.

O enxofre presente no combustível transforma-se, durante a combustão, em óxidos de enxofre, principalmente dióxidos de enxofre (SO₂). Na atmosfera, o SO_x oxida-se dando origem a sulfatos e gotículas de ácido sulfúrico.

O óleo 1A apresenta como característica o enxofre em proporção de 3,8% em peso, de acordo com os dados da TAB. 7.1. Este valor comparado com as análises realizadas em amostras de óleo, pelo Laboratório Químico do Departamento de Geração Térmica, se mostra muito próximo dos resultados das análises. Utilizando este percentual como base do cálculo estequiométrico em massa, pode ser determinado que estiveram presentes nas reações de combustão 378.391,16 t de enxofre. Sendo considerada a total oxidação da massa de enxofre a SO₂, é calculado o valor de 755.603,53 t de SO₂ lançados na atmosfera. Para o óleo 1B, o valor estabelecido como base para os cálculos foi 0,8%, obtido à partir da mesma fonte de referência, sendo calculado o valor de 19.903,54 t de enxofre presentes na combustão. Da mesma maneira anteriormente empregada, foi determinado o total de 39.745,075 t de SO₂ lançados na atmosfera.

Utilizando o mesmo raciocínio anterior, o OC1A apresentou emissões de 64,69 t SO₂/dia e 0,0194 t SO₂/MWh_{EL}. Para o OC1B ocorreram as emissões de 5,892 t SO₂/dia e 0,0046 t SO₂/MWh_{EL}. Com estes valores é calculado que houve

uma redução de 90,89% na emissão de SO₂/dia e 76,3% emissão de SO₂/MWh_{EL}.

Para o enxofre, sendo realizados os cálculos através da relação direta de massa do combustível, é possível também determinar que somente com a substituição do tipo de combustível de alto para baixo teor de enxofre, é obtida uma redução de emissão em 79% dos compostos de enxofre, valor este muito próximo daquele apresentado nos cálculos anteriores.

Os óxidos de nitrogênio são formados durante o processo de combustão e dependem da temperatura, da forma da combustão e do tipo dos queimadores das caldeiras. Derivam-se do nitrogênio existente no combustível e do ar utilizado para a combustão.

A Usina Piratininga durante a sua operação no período entre 1998 e 2000 foi alvo de várias reclamações de moradores da região sobre emissão de fumaça preta, fato que até então não havia ocorrido. O fato resultou em autos de inspeção e de infração seguidos de multa, conforme os seguintes Autos da CETESB: AIIPA – Auto de Infração – Imposição de Penalidade e Advertência n. 130528 de 30/3/98; Auto de Infração n. 769822 de 10/02/99; AIIPM - Auto de Infração de Imposição de Multa n. 33000161; Auto de Infração n. 783584 de 10/06/99 e AIIPM n. 33000200 de 16/3/2000. Estes episódios de emissão de fumaça preta decorreram da necessidade da usina operar em regime de base visando suprir as deficiências das usinas hidrelétricas. Além disso, com a vigência da Lei de Crimes Ambientais, n. 9.605 de 13/02/1998, a comunidade passou a questionar os problemas ambientais através de reclamações e denúncias nos órgãos ambientais.

Em 07/6/99, a EMAE protocolizou na CETESB um termo substitutivo (Ofício OF/P-170/99) ao TCACA de 24/12/1998, no qual além de reiterar as medidas corretivas relativas às emissões para a atmosfera, incorporou a implantação do gás natural como combustível alternativo para a Usina Piratininga, visando a melhoria ambiental. Neste Termo de Compromisso, a EMAE propôs a implantação de sistema de alimentação de gás natural nas Unidades 1 a 4 da usina. Nesta ocasião a EMAE já havia assinado o contrato com a COMGÁS para recebimento de 550.000 m³/dia de gás natural.

A partir de junho de 2000, a caldeira da unidade 1 passou a operar com queimadores bi-combustível, iniciando a utilização do gás natural como energético opcional, sendo em seguida convertidas as unidades 2 e 4.

Para o gás natural, as informações de composição do combustível que foram utilizadas nos cálculos são as apresentadas na TAB. 7.2. Os cálculos foram realizados na condição do fornecimento da COMGÁS (1atm, 20°C). A eficiência da combustão foi determinada em 95%, ante a substituição do sistema de queima e alteração para o combustível gasoso. Para o total de gás natural consumido, quantificado em 763.902.100 m³, foi calculado o volume de emissões em 809.598.723,6 m³ de CO₂ e 42.610.459,14 m³ de CO. Os valores foram referenciados para a CNTP (0° C e 1 atm) para serem calculadas as emissões em massa, cujos resultados foram 1.481.731,45 t de CO₂ e 77.985,87 t de CO.

A usina utilizou o GN durante 1.642 dias e neste período produziu 2.202.712 MWh_{EL}. Com os valores apresentados é possível inferir que as taxas de emissão de CO₂ foram de 493.056,47 m³ CO₂/dia e 367,54 m³ CO₂/MWh_{EL}. Para o CO 25.950,34 m³ CO/dia e 19,34 m³ CO/MWh_{EL}. Com a mesma lógica determina-se que as taxas de emissão de CO₂ foram de 902,39 t CO₂/dia e 0,673 t CO₂/MWh_{EL}. Para o CO 47,5 t CO/dia e 0,0354 t CO/MWh_{EL}.

Com relação às emissões de CO e CO₂, pode ser verificado que tanto a queima do óleo combustível como do gás natural, produzem quantidades destes gases bastante próximas, pois é característica da utilização de combustíveis fósseis. Entretanto, a relação tonelada de CO ou de CO₂ emitida por MWh_{EL}, apresenta um valor mais real, pois devido à característica de operação da usina, a avaliação baseada no número de dias de operação pode diluir a emissão no caso de grandes períodos com a unidade parada.

Quanto às emissões de CO, o OC1B apresentou um acréscimo de 12,2% em relação ao OC1A, diferença que ocorreu devido à operação em reserva quente, a que a usina esteve submetida no período. Já o GN apresentou uma redução de 6,1%, fato justificado pela maior eficiência da combustão para este combustível.

Para as emissões de CO₂, o OC1B apresentou um acréscimo de 12,25% em relação ao OC1A, pelo mesmo motivo citado acima. O GN apresentou uma redução de 14,38%, valor que se justifica pela maior facilidade operacional do combustível, implicando inclusive em menores perdas operacionais.

O GN é inodoro e para a sua distribuição são acrescentadas em média 14 mg/m³ de mercaptanas [CH₃SH, (CH₃)₂S e (CH₃)₂S₂] (COMGÁS, 2004), que sendo realizada a relação estequiométrica em massa, para o volume total de GN utilizado, foram emitidas 12,497t de SO₂ durante todo o período de operação com este combustível. São calculados para os 1.642 dias, um total de 7,1 kg/dia de emissões de SO₂. A relação com a energia gerada é de 5,61 g SO₂/ MWh_{EL}.

Em termos de determinação das reduções de emissões de compostos de enxofre, os parâmetros utilizados como base de cálculo, foram as emissões estimadas em tSO₂/MWh_{EL}. Com a substituição do OC1A pelo 1B, a redução calculada foi de 76,3%, na substituição do OC1B para o GN, o valor foi de 99,88% e fazendo uma relação direta entre o OC1A e o GN, obtém-se um valor de 99,97%.

Dados disponibilizados pelo *World Resources Institute* (WRI), apud Braga, et al. (2005), demonstram que em 1999 no mundo foram emitidas 23.172.200.000 t de CO₂, sendo que o setor de transportes foi responsável por 4.064.000.000 t (11.140.000 t/dia) e a geração de eletricidade 7.424.400.000 (20.340.000 t/dia). O Brasil apresentou neste mesmo ano o montante total de 305.600.000 t de CO₂ (1,3% da mundial), sendo que o setor de transportes participou com 109.900.00 t (301.100 t/dia) e a geração de eletricidade com 17.500.000 t (47.950 t/dia). Sendo realizada uma relação entre a quantidade total de CO₂ emitida durante todo o período da operação da Usina Termoelétrica Piratininga, de 39.622.160,18 t (que reflete como 1,72% do total mundial de emissões, somente em 1999, e em 13% das emissões brasileiras no mesmo ano) e o total de dias de operação (18.425 dias) é obtido o valor de 2,15 t/dia.

Braga, et al. (2005), referencia que em 2003, a frota de veículos do Estado de São Paulo é 34,4% da brasileira, estimada em aproximadamente 13,5 milhões de veículos. Acrescenta que o crescimento da frota brasileira de veículos é de aproximadamente 7% ao ano.

Quanto ao combustível, Braga, et al. (2005), informa que em 2000 foram consumidos no Brasil 22,3 milhões de m³ de gasolina, 34,8 milhões de m³ de óleo diesel e 4,6 milhões de m³ de álcool, totalizando 61,7 milhões de m³ de combustível líquido neste ano. A Usina Piratininga consumiu nos seus 50 anos de operação 12,45 milhões de t de OC, que se aplicada a densidade de 1.000kg/m³ (BEN, 2004), seriam referentes ao consumo de 12,45 milhões de m³, o que

equivale a 20,2% do total de combustível líquido consumido no Brasil, somente pelo setor de transportes, no ano de 2000. Esta avaliação abre campo para estudos futuros, onde seriam relacionados os verdadeiros ganhos sociais e econômicos gerados pelo consumo do petróleo no setor de transportes (onde existe muito desperdício de combustível, para atividades não produtivas) e o seu impacto ambiental gerado, em comparação com a geração de eletricidade com o mesmo combustível empregado, buscando viabilizar a redução da circulação de veículos, com alterações no sistema de transporte urbano. Um dado de relevância é que na cidade de São Paulo circulam diariamente 2,5 a 2,8 milhões de veículos, o que representa 2,07 habitantes por veículo.

De acordo com Braga (2005), na RMSP são lançadas na atmosfera 4.800 t/dia de CO. A Usina Termoelétrica Piratininga durante toda sua operação emitiu a média de 105,43 t/dia, o que significa 2,2% das emissões veiculares de CO.

O consumo final de energia no Brasil em 2003 foi 108,8 milhões de tep. Do valor total, 26,2% (28,5 milhões de tep) foram destinados ao setor de transportes e 10,3 milhões de tep (5,7%) foram utilizados para geração de eletricidade (BEN, 2004).

8.2 A análise das emissões

O acompanhamento de emissões gasosas na combustão somente teve início à partir da década de 90, não existindo histórico de registros anteriores.

A forma empregada pelo autor para serem obtidos os parâmetros necessários para as análises propostas no trabalho foi a utilização dos valores de avaliações das emissões gasosas oriundas das chaminés das unidades geradoras da Usina Piratininga, realizados nos gases do sistema de exaustão das caldeiras, conforme metodologia apresentada a seguir.

As atividades de campo, referentes ao acompanhamento geral do processo de avaliação de emissões gasosas, as coletas e análises pertinentes seguiram a metodologia descrita nos métodos apresentados pela Companhia de Tecnologia e Saneamento Ambiental (CETESB, 2005a; ERM, 2001), conforme apresentado a seguir:

- L9.221 – Determinação dos pontos de amostragem.
- L9.222 – Determinação da velocidade e vazão dos gases.

- L9.223 – Determinação da massa molecular seca e do excesso de ar do fluxo gasoso.
- L9.224 – Determinação da umidade dos efluentes.
- L9.225 – Determinação de material particulado em dutos e chaminés de fontes estacionárias.
- L9.228 – Determinação de dióxido de enxofre, névoas de sulfúrico e trióxido de enxofre em dutos e chaminés de fontes estacionárias.
- L9.229 – Determinação de óxidos de nitrogênio em efluentes gasosos de dutos e/ou chaminés de fontes estacionárias

A instrumentação utilizada na amostragem refere-se a um Gasômetro e uma Placa de Orifício, de código D0038119, do fabricante PRAMEQ – LICEU, calibrados conforme Normas CETESB (CETESB, 2005a; ERM, 2001):

- E16.030 – Calibração dos Equipamentos Utilizados na Amostragem de Efluentes, e
- E2.166 – Gasômetro para Aferição de Medidores de Volume – Calibração.

As análises são realizadas por profissionais da área química, acompanhados pelo agente fiscalizador do órgão de fiscalização ambiental CETESB, ligada à Secretaria do Meio Ambiente do Governo do Estado de São Paulo (CETESB, 2005B), com o referido amostrador isocinético de poluentes atmosféricos. O Laboratório Químico da EMAE possui dois amostradores de gases, que são mantidos aferidos de acordo com a legislação, e foram utilizados simultaneamente com a instrumentação utilizada nas medições, apresentando resultados com exatidão na ordem de menos de 2% de erro. Os equipamentos são fabricados pelas empresas Telegan (Tempest 100) e Land Combustion (Lancon II).

Foram realizadas diversas análises dos gases do sistema de combustão da Usina Piratininga em diversos pontos possíveis de amostragem, sendo selecionadas 3 delas para ser apresentadas nesta tese. O resultado das análises está reproduzido nas TAB. 8.1, 8.2 e 8.3, apresentadas a seguir.

Análise dos gases de combustão no sistema original da usina

Tipo de combustível analisado **óleo combustível 1B**

Unidade 4 análise 18/05/2001

Teor de enxofre: máximo 1%

Carga 80MW_{EL}

Fluxo de ar: 254ton/h

TABELA 8.1: Análise dos gases de combustão em 18/05/2001

Parâmetros	Unidade	Teor (1º andar) Entrada da Chaminé	Teor (5º andar) Entrada do pré- aquecedor de ar
Monóxido de Carbono – CO	ppm	0	1
Dióxido de Carbono – CO ₂	%	11,95	11,41
Dióxido de Enxofre – SO ₂	ppm	451	408
Oxigênio – O ₂	%	5,19	5,9
Monóxido de Nitrogênio - NO	ppm	342	347
Gases de Nitrogênio – NO _x	ppm	342	347
Eficiência da combustão	%	92,7	84,4
Perda	%	7,3	15,6
Excesso de ar	%	32,7	38,9
Água	%	0	0
Temperatura dos gases	°C	155	224
Temperatura ambiente local	°C	21	25
Diferença de temperatura	°C	134	199

Fonte: EMAE – Relatórios de análises gasosas do Laboratório Químico da Usina Piratininga

Com a instalação dos novos queimadores bi-combustível, a situação alterou-se conforme segue:

Análise dos gases de combustão

Tipo de combustível analisado **óleo combustível 1B**

Unidade 4 análise 22/11/2001

Teor de enxofre: máximo 1%

Carga 78MW_{EL}

Fluxo de ar: 381ton/h

TABELA 8.2: Análise dos gases de combustão em 22/11/2001

Parâmetros	Unidade	Teor (1º andar)	Teor (5º andar)
		Entrada da Chaminé	Entrada do pré-aquecedor de ar
Monóxido de Carbono – CO	ppm	0	4
Dióxido de Carbono – CO ₂	%	12,5	11,8
Dióxido de enxofre – SO ₂	ppm	381	355
Oxigênio – O ₂	%	4,4	5,2
Monóxido de Nitrogênio - NO	ppm	362	351
Gases de Nitrogênio – NO _x	ppm	380	369
Eficiência da combustão	%	93,5	92,1
Perda	%	6,5	7,9
Excesso de ar	%	26	33
Água	%	0	0
Temperatura dos gases	°C	189	214
Temperatura ambiente local	°C	38	38
Diferença de temperatura	°C	151	176

Fonte: EMAE – Relatórios de análises gasosas do Laboratório Químico da Usina Piratininga

Para o mesmo tipo de queimador bi-combustível, foi realizada a seguinte análise com a queima do gás natural.

Análise dos gases de combustão

Tipo de combustível analisado **gás natural**

Unidade 4 análise 09/01/2002

Teor de enxofre: máximo: 0

Carga 70MW_{EL}

Fluxo de ar: 345ton/h

TABELA 8.3: Análise dos gases de combustão em 09/01/2002

Parâmetros	Unidade	Teor (1º andar)	Teor (5º andar)
		Entrada da Chaminé	Entrada do pré-aquecedor de ar
Monóxido de Carbono – CO	ppm	0	1
Dióxido de Carbono – CO ₂	%	9	8,9
Dióxido de Enxofre – SO ₂	ppm	0	0
Oxigênio – O ₂	%	5,0	5,2
Monóxido de Nitrogênio - NO	ppm	152	157
Gases de Nitrogênio – NO _x	ppm	160	165
Eficiência da combustão	%	95,4	92,1
Perda	%	4,6	7,9
Excesso de ar	%	32	33,0
Água	%	0	0
Temperatura dos gases	°C	141	213
Temperatura ambiente local	°C	33	32
Diferença de temperatura	°C	108	181

Fonte: EMAE – Relatórios de análises gasosas do Laboratório Químico da Usina Piratininga

Através dos resultados das análises apresentadas nas tabelas, pode ser verificado que as emissões de CO mantiveram-se em valores semelhantes em decorrência da peculiaridade da utilização dos combustíveis fósseis. O CO₂ apresentou uma variação do valor médio de 11,9% para o OC, para 9% para o GN. É observada a eliminação total da emissão SO₂ com a substituição do OC pelo GN. Os compostos de nitrogênio (NO e NO₂) apresentam variação do valor médio de 355 ppm para o OC para 158,5 ppm para o GN, decorrente da redução

da temperatura da combustão. Também pode ser verificada a variação da eficiência da combustão do valor médio de 90,77% para o OC, para 93,75% para o GN. Estes valores são válidos para a relação da amostragem das três análises apresentadas neste capítulo.

8.3 Efluentes líquidos

8.3.1 Água de Circulação

Água de circulação (ou resfriamento) é a denominação dada à água utilizada no resfriamento do condensado do ciclo Rankine das caldeiras das Unidades 1, 2, 3 e 4, cujas captação e descarte são realizados no canal Pinheiros, que faz parte do sistema hidroenergético da Região Metropolitana de São Paulo (RMSP). Este sistema foi projetado para manter a geração na Usina Hidroelétrica Henry Borden, cuja potência instalada é de 889MW_{EL}. Com o passar dos anos, a utilização da água armazenada no reservatório Billings foi priorizada para o abastecimento público da RMSP. A captação da água que é feita por bombeamento é precedida do processo de gradeamento na sucção para retirada de resíduos sólidos. O processo de gradeamento consiste na passagem da água por um conjunto de grades e um filtro de tela rotativa. As características físico-químicas da água captada no canal Pinheiros não são alteradas no processo de resfriamento.

Na época de instalação da Usina Piratininga, o canal Pinheiros era limpo e o problema encontrado na tomada de água e nos condensadores eram peixes que acabavam por ser arrastados pela vazão das bombas, vindo a entupir os tubos de troca de calor.

Atualmente, os resíduos retidos, principalmente garrafas PET e plásticas, são retirados mecanicamente e enviados para aterro sanitário. É realizada a coleta, normalmente de uma média de 10 m³/dia destes resíduos podendo chegar a 25 m³/dia nos dias chuvosos. Esta água de circulação corresponde a aproximadamente a 93% do volume dos efluentes descartados pelo canal de fuga.

Os rios Tietê (cujo nome em tupi significa rio verdadeiro, devido a sua característica de nascer na cidade de Salesópolis e desaguar no rio Paraná), Pinheiros (denominado pelos índios por Jeribatiba ou Jurubatuba, que significa

muitos Jerivás – espécie de palmeira nativa) e Tamanduateí (denominado anteriormente Piratininga, que significa peixe seco) formavam uma importante rota de navegação para transporte de produtos e viajantes da baixada santista (Memória, 1992).

No início do século XX, devido ao crescimento da cidade de São Paulo, houve necessidade de acréscimo de geração de eletricidade. A Usina de Parnaíba, uma das pioneiras da Light, foi ampliada e o reservatório de Guarapiranga foi construído em 1907, para armazenar a energia a montante para esta usina. A cidade continuou crescendo e as possibilidades de acréscimo de geração nesta usina se esgotaram. Foi então que optou-se pela inversão das águas do Tietê para o Pinheiros, que supririam uma vertente da Serra do Mar, cujas obras iniciaram-se em 1925 (História & Energia, 1986).

Em 1926 já havia entrado em operação o primeiro gerador de Cubatão, com 44.347kW. Este sistema hidro-energético foi sendo ampliado, com a execução do reservatório Billings com capacidade de armazenamento de 1.200 milhões de m³ de água e as duas Estações (ou Usinas) Elevatórias de Pedreira e Traição (História & Energia, 1986).

A vazão mínima do canal Pinheiros era estabelecida pela menor capacidade de bombeamento de uma máquina da Usina Elevatória Pedreira, sendo o valor de 20m³/s e a máxima para todo o conjunto em operação, atingindo 395m³/s. As vazões operacionais alternavam-se conforme a necessidade energética do sistema elétrico da Usina Henry Borden.

A poluição do rio Tietê foi resultado da desorganização e da irresponsabilidade que acompanhou a industrialização moderna, tanto na Europa como no Brasil. O rio de integração paulista passou, principalmente a partir de 1930, a servir de esgoto industrial e urbano. Em 1955, na gestão do prefeito Ademar de Barros, foram interligadas todas as redes de esgoto de São Paulo, vindo todos os dejetos a terminarem no Tietê (Memória Especial, 1992).

Em 1992, eram retirados do Tietê e Pinheiros 5 milhões de m³ de sedimentos, lixos e efluentes de esgotos industrial e doméstico (Memória Especial, 1992).

As unidades 1 e 2 da Usina Piratininga apresentam um diferencial de temperatura entre a entrada e saída de água de 9,5°C e necessitam de 9m³/s de água. As unidades 3 e 4 apresentam um diferencial de temperatura entre a

entrada e saída de água de 11,5°C e necessitam de 8m³/s de água. O diferencial médio para as quatro unidades em operação é de 10,5°C, com uma vazão total de 17m³/s de água.

Para uma vazão média no canal em 50m³/s, com as unidades 1 e 2 em operação em plena carga, sendo realizado um cálculo por média ponderada, a temperatura do canal é elevada em 1,7°C. Para a mesma vazão, com as quatro unidades em plena carga, a temperatura do canal será elevada em 3,6°C, valor que ultrapassa o limite estabelecido na Resolução CONAMA N. 20/86, que no artigo 21 estabelece que a temperatura do corpo receptor seja inferior a 40°C e a elevação de temperatura deste corpo não exceda a 3°C.

Visto que as vazões do canal refletiam o despacho energético na Usina Henry Borden, e à partir de 1990 iniciaram-se as restrições de bombeamento, a Usina Piratininga passou a não ter disponível a vazão de água para troca térmica, fato que levou à necessidade da construção do septo divisor para aumento da área de troca térmica e posterior instalação de uma torre de resfriamento. O sistema foi projetado com um propósito inicial e devido outros interesses este propósito foi deixado de lado, onerando à EMAE os custos da manutenção e operação do controle de cheias da cidade de São Paulo.

Como a tomada d'água da Usina Piratininga está localizada exatamente no local onde é bombeada a água para a Represa Billings, foram necessários investimentos para viabilizar a troca térmica, inicialmente com a construção do septo divisor a um custo de US\$ 1.000.000,00 (moeda novembro de 1998), seguido da instalação de uma torre de resfriamento com o custo de US\$ 6.000.000,00 (moeda fevereiro de 2000).

Decisões políticas buscando base em argumentos ambientais fizeram com que fosse eliminado o bombeamento, inviabilizando a geração de 889MW_{EL} na Usina Henry Borden, tirando esta receita dos cofres da empresa e tornando ociosa uma usina deste porte, patrimônio brasileiro localizado próxima de um dos maiores pólos industriais do país e da maior região metropolitana do mesmo país.

A decisão ainda limitou a geração em Piratininga, sendo necessária a instalação da torre de resfriamento que possui sistemas que consomem elevadas quantidades de energia elétrica e demanda o consumo de produtos químicos continuamente para tratamento da água. Decisão esta, tomada pelo Estado, que

hoje é considerado um dos maiores responsáveis pela poluição dos Rios Tietê e Pinheiros.

8.3.2 Água de Serviço

Água de serviço é a denominação dada à água utilizada para refrigeração dos seguintes equipamentos: ventiladores, bombas, compressores, resfriadores de óleo, resfriadores das turbinas, resfriamentos de bancos e resfriadores de óleo lubrificante. O volume de água utilizada para este fim corresponde a 2.052 m³/h (0,57m³/s).

O volume de água utilizado para a refrigeração dos equipamentos não recebe qualquer tipo de tratamento químico, pois a qualidade dessa água atende às especificações necessárias para esse uso, necessitando apenas separar resíduos sólidos, utilizando processo de gradeamento, no ponto de captação.

8.3.3 Água de reposição do ciclo termodinâmico (*Make-Up*)

A água desmineralizada utilizada para make-up (água de reposição) do ciclo Rankine é captada nos 5 poços semi-artesianos localizados no terreno da EMAE. O sistema de tratamento de água por desmineralização requer que seja realizada a regeneração das resinas (cerca de 40 regenerações por mês), para que utiliza-se em média 30 m³ de água por regeneração. Desta forma, o consumo médio de água para regeneração das resinas é de 1.200 m³/mês (1,67 m³/h ou 0,00046 m³/s). Se a usina estiver operando na sua capacidade máxima, esse consumo pode atingir a 2,3 m³/h ou 0,00064 m³/s, volume que pode ser suprido pela água dos poços anteriormente mencionados.

Os efluentes líquidos da lavagem e de purga das caldeiras e de regeneração das colunas da estação desmineralizadora são tratadas em um tanque de neutralização de efluentes, que foi instalado em 1996, em atendimento às exigências legais, para estabilização dos parâmetros em níveis estabelecidos na legislação para posterior lançamento no leito do canal Pinheiros.

8.3.4 Água doméstica

O consumo de água doméstica é destinada ao suprimento dos sanitários, restaurante, vestiários e outras aplicações, sendo estimado um volume de 2.400m³/mês. Eventualmente, podem ocorrer situações emergenciais,

decorrentes da paralisação esporádica e transitória de um dos poços artesianos, que haja necessidade de um consumo excedente de 2.000 m³/mês, para o processo de desmineralização. O fornecimento desta água é garantido pela rede da SABESP.

8.4 Efluentes sólidos

8.4.1 Resíduos domésticos

Compreendem os resíduos sólidos provenientes da limpeza da área interna e externa da Usina Piratininga, realizada por empresa contratada. Não há resíduos de embalagens de produtos de limpeza, pois esta empresa coleta e reutiliza todas as embalagens que fornece aos seus funcionários.

Os restos de alimentos provenientes das empresas empreiteiras e resíduos sanitários são retirados em duas caçambas de 5 m³ a cada duas semanas, coletados pela Prefeitura Municipal e dispostos em aterro sanitário.

8.4.2 Resíduos do restaurante

Os resíduos recicláveis como papel, metal, plástico e vidro são separados, coletados pela Associação de Moradores do Núcleo Habitacional Pedra sobre Pedra, e destinados para reciclagem.

Os resíduos orgânicos (restos de alimentos) são armazenados em containeres com capacidade de 1,20 m³ e coletados numa frequência de 3 containeres/semana por empresa contratada. A disposição final destes resíduos é realizada em aterro sanitário.

8.4.3 Resíduos perigosos

Os resíduos perigosos correspondem a resíduos oleosos como óleo combustível 1B, resíduos oleosos, emulsão oleosa líquida, pastosa ou sólida (contendo sólidos como areia, terra e outros) proveniente principalmente da limpeza dos diques de contenção dos tanques de armazenamento de combustível, quando da ocorrência de vazamentos, ou na limpeza de filtros de óleo. Estes resíduos são armazenados temporariamente em tambores e posteriormente enviados para coprocessamento. O volume aproximado destes resíduos é de 60 tambores (200 litros/ano);

São ainda enquadrados neste tipo de resíduos a borra oleosa, que é proveniente da limpeza do fundo dos 4 tanques de armazenamento de óleo. Estes resíduos são transportados para incineração por uma empresa contratada. Esta limpeza ocorre eventualmente (a cada dez anos) e a borra oleosa corresponde a aproximadamente 660 toneladas de resíduos.

8.4.4 Resíduos não inertes

Compreendem os resíduos da limpeza das caldeiras (fuligem) realizada na frequência de 1 caldeira/ano, tais como o silicato de cálcio das tubulações de isolamento térmico e das turbinas a vapor cujo volume corresponde a 4,6 t/ano. Estes resíduos são armazenados em tambores, analisados e após recebimento do Certificado de Aprovação para Destinação de Resíduos Industriais (CADRI), que é emitido pela CETESB, são destinados para aterro industrial controlado.

A cinza presente no óleo combustível é estabelecida como 0,04% em peso, na tabela 7.1, tanto para o óleo combustível 1A como para o 1B. O total consumido de ambos óleos é de 12.445.605 toneladas, podendo ser calculado que foram emitidas 4.978,24 toneladas de cinzas. Parte das cinzas ficam retidas na caldeira, tubulão do induzido e chaminé.

Para o GN a presença de cinza é nula no combustível, ocorrendo portanto uma redução em 100% para este parâmetro, com a substituição para este combustível, notadamente mais limpo.

8.4.5 Resíduos inertes

Correspondem aos resíduos provenientes da troca do sistema térmico que reveste tubos, caldeiras e todos os equipamentos que operam em altas temperaturas. A troca destes sistemas é realizada somente com a parada da unidade que receberá manutenção. Estes resíduos são constituídos por placas, calhas, cimento refratário, refratário plástico aluminoso, emulsão asfáltica, lona e alumínio corrugado, cujas quantidades são estimadas em 20 toneladas na unidade parada.

Estes resíduos são dispostos temporariamente em pátio a céu aberto no terreno da EMAE, juntamente com resíduos e sucatas diversas vindas de outras unidades de operação da EMAE no Estado de São Paulo. A manutenção deste

pátio de resíduos e sucatas é realizada por empresa contratada que também realiza a remoção destes resíduos para disposição final em aterro licenciado.

Os serviços de manutenção de pintura são contratados e geram em média 600 galões vazios (de 3,6 litros) por ano, que são coletados por esta empreiteira e reutilizados novamente como embalagem para material de pintura.

Os frascos utilizados em laboratório são destinados para reciclagem.

8.4.6 Resíduos de serviços de saúde

Os resíduos de serviços de saúde (Ambulatório Médico) não perfuro-cortantes são armazenados em sacos plásticos brancos de 20 l, coletados duas vezes por semana através de empresa contratada e enviados para incineração. Estes resíduos totalizam 40 sacos plásticos por mês.

Os resíduos perfuro-cortantes são armazenados em caixa de papelão (descarpack) própria para descarte de resíduos hospitalares contaminados, totalizando 2 caixas/mês e coletadas quinzenalmente pela prefeitura para incineração.

8.4.7 Resíduos dos serviços de manutenção

Estes resíduos compreendem sucatas de alumínio com liga (138 kg/ano), sucatas de alumínio de fios e cabos (7,5 kg/ano), sucatas de bronze (7,5 kg/ano), sucatas de condutores de cobre com e sem capa (1.500 kg/ano), sucatas de baterias (14 peças), óleo isolante e lubrificante usado (390 l/ano) e sucatas de ferro 120.000 kg/ano.

Estes resíduos são armazenados temporariamente no terreno da EMAE e dispostos de acordo com a legislação.

8.4.8 Resíduos sólidos recicláveis

Os resíduos sólidos recicláveis como papel (14.148 kg), vidro (396 kg), plástico (3.840 kg) e metal (396 kg) são coletados de forma seletiva 4 vezes por mês e destinados ao programa de reciclagem da Entidade Pedra-Sobre-Pedra.

9 ANÁLISE DA CONVERSÃO DE COMBUSTÍVEIS E SISTEMAS DE COMBUSTÃO

Conforme já apresentado nos capítulos anteriores, durante todo o período de operação da Usina Termoelétrica Piratininga foram sendo implementadas modificações, modernização e por último a ampliação da capacidade.

A primeira idéia foi utilizar um combustível com o menor custo, sem observar o impacto com o meio ambiente, fato que foi comum para todas as indústrias que fazem uso de combustíveis, em todo o mundo. Na usina em estudo, foi desta forma resolvido o problema da falta de energia elétrica, fato que perdurou por 31,5 anos.

Com a crise do petróleo nos anos 1970, o Brasil iniciou a busca de um combustível alternativo, o álcool. A Usina Piratininga demonstrou nos testes a viabilidade técnica do uso do combustível brasileiro. Aqui já se verifica uma grande saída para a continuidade operacional, pois com um combustível renovável, acionou-se uma turbina a vapor de porte. Nesta década, ocorreu que, devido à crise mundial, a planta acabou por permanecer em hibernação por muitos anos, sendo aplicado um importante sistema de conservação dos equipamentos, que manteve a maioria deles em excelente estado.

Em meados de 1986 o órgão ambiental propôs a substituição do combustível por outro com baixo teor de enxofre. Não houve necessidade de alterações na instalação do sistema de combustão, apenas ajustes nos sistemas existentes. Neste período, o que ocorreu foi a baixa hidraulicidade do sistema eletroenergético brasileiro e o despacho em caráter emergencial da planta termoelétrica.

Ocorreu esta primeira substituição do combustível sem investimento em equipamentos e sistemas, porém o custo operacional do combustível foi acrescido em mais de 20%, fato que para a empresa não houve peso no caixa, visto que o combustível era rateado entre os distribuidores de energia elétrica, que obviamente repassavam estes custos ao consumidor final. Esta primeira ação não resolveu o problema ambiental, apenas amenizou-o, conforme os cálculos demonstrados no capítulo 8.

De acordo com Garcia e Bernardes (1992) em outubro de 1988, o custo do óleo combustível 1A era estimado em US\$ 106,53 por tonelada, enquanto o óleo 1B US\$ 131,42 por tonelada. Com base nestes valores, pode-se determinar que ao consumir 9.957.662 toneladas de óleo 1A, desde 1954 até meados de 1986 a empresa arcou com o custo de US\$ 1.060.789.732,86 rateados em 31,5 anos, que reflete em um custo mensal de US\$ 2.806.322,04.

Com a substituição para o óleo 1B, foram utilizadas 2.487.943 toneladas. Com base nos valores referenciados no parágrafo anterior, pode-se determinar que ao consumir a referida quantidade de óleo 1B, desde meados de 1986 até o final de 2004, a empresa arcou com o custo de US\$ 326.965.469,06, que rateados em 18,5 anos refletiram um custo mensal de US\$ 1.472.817,43. Se neste período continuasse sendo utilizado o óleo 1A, o custo seria de US\$ 265.040.567,79. A diferença de 61.924.901,27 (diluído mensalmente representa o valor de US\$ 278.940,99) é o custo adicional para a redução de emissão de compostos de enxofre. Este custo trouxe melhoria para a qualidade de vida da população local e reduziu os efeitos negativos da emissão do enxofre na atmosfera, mantendo o suprimento de energia elétrica necessária ao sistema elétrico.

No início dos anos 1990, a Eletropaulo iniciou os estudos para levantamento da extensão da vida útil da Usina Piratininga, que conduziu para a necessidade da modernização dos sistemas de instrumentação e substituição dos queimadores por novos que permitissem a utilização de um combustível alternativo, o gás natural. Em 1999, foram iniciados os trabalhos de modernização e substituição dos queimadores, o que apresentou a necessidade de um investimento final de aproximadamente US\$ 8,5 milhões (nov. 1999), trazendo como resultado melhor eficiência na combustão, menor impacto ambiental, maior segurança e confiabilidade operacional e a possibilidade de utilização de um combustível com custo menor por unidade de energia em aproximadamente 30% (esta porcentagem apresenta variações por período) com relação ao óleo combustível. Para a relação custo benefício supra citada, este investimento apresentaria retorno em menos de um ano, para as unidades despachadas à plena carga nesse ano. No Brasil este fato não ocorre devido ao baixo fator de utilização das usinas termoelétricas.

De acordo com os dados disponibilizados na tabela 7.2 verifica-se a ausência de enxofre e cinzas na composição do gás natural, sendo que para este combustível ocorre uma irrisória parcela de compostos de enxofre, em função do mesmo ser um combustível fóssil e da necessidade de odorização do gás com o acréscimo de mercaptana, conforme já demonstrado nos cálculos do capítulo 8.

Foi também verificado nos cálculos, que em relação ao óleo combustível, houve uma redução de 100% de emissão de materiais particulados e de 99,97% de emissão de compostos de enxofre.

Com a introdução do sistema de supervisão e controle digital e com os queimadores projetados para operação remota, foi obtido um melhor controle da combustão, o que elevou a eficiência da mesma, reduzindo a formação de compostos de nitrogênio e produzindo menor quantidade de monóxido de carbono. A queima fica mais completa, o acendimento da chama é muito mais simples e o operador fica menos exposto aos riscos do processo, tais como elevadas temperaturas, pressões e ruído.

O gás natural começou a ser utilizado como combustível na usina Piratininga em julho de 2000, e até o final de dezembro de 2004, foram utilizados 763.902.100 m³ deste combustível. Em fevereiro de 2002, foi realizada a última aquisição de OC1B, no valor de R\$ 0,5206/kg (US\$ 0,2169/kg), sendo que neste mesmo mês o GN apresentava o custo de R\$ 0,32695/m³ (US\$ 0,1362/m³). Com este valor, o custo total do gás durante todo o período seria de US\$ 104.043.466,02, que diluído mensalmente representa o valor de US\$ 1.926.730,85. Para o mês de fevereiro de 2002, o custo do GN era 31,41% menor que o OC. Tal valor se altera continuamente. Por exemplo, em outubro de 2005, o GN já apresentava o custo de US\$ 0,2236/m³.

Atualmente, as termoeletricas enfrentam uma nova situação, onde os custos do combustível estão sendo repassados integralmente à empresa de geração, este fato tem levado as empresas a discutirem fortemente com os órgãos competentes sobre a inviabilidade de uma térmica competir com as hidráulicas, carregando consigo o ônus do combustível, em um país predominantemente hidráulico.

Outro problema muito sério é que os energéticos têm o custo instável frente à decisões políticas, (vide o ocorrido recente sobre a crise interna na Bolívia, que trouxe desespero para o mercado de gás no Brasil). Com isto já se travam

discussões sobre a busca de soluções energéticas caseiras em caso de crise. Recentemente, existem estudos de energéticos alternativos, como até mesmo a utilização de óleo diesel nas usinas a gás, que é uma via em sentido contrário às proposições ambientais.

A Usina Piratininga é uma fonte de energia elétrica que vivenciou muito dos problemas sociais e políticos, despachada emergencialmente em crises energéticas, deixada de lado e esquecida na abundância de chuvas. Na sua operação, é mostrada a necessidade de se manter estrategicamente uma fonte de conversão de energéticos estocásticos e não somente aguardar pela reposição natural dos probabilísticos.

Na TAB. 9.1, são apresentados os parâmetros de maior relevância da usina desde a sua inauguração até o final do ano 2004. Os dados relacionados foram levantados nos Relatórios Mensais e Anuais elaborados pelo Setor de Serviço de Verificação do Desempenho, do então atual Departamento de Geração Térmica da EMAE. Anteriormente, o Departamento citado já fora denominado de Departamento de Usina Termoelétrica, na época em que a Light e a Eletropaulo foram proprietárias desta usina.

Nesta tabela, os itens Energia Produzida (Bruta), Energia Fornecida (Líquida), são valores obtidos através de medições em instrumentação instalada na planta. Já para o consumo dos combustíveis (óleo combustível e gás natural) são realizadas medições da EMAE em conjunto com o fornecedor (Petrobrás, para OC, e Comgás, para GN).

A Energia Térmica do Combustível (EN_{TH}) em MWh_{TH} foi calculada através da equação:

$$EN_{TH} = \frac{\text{Consumo de OC} * PCI_{OC} + \text{Consumo de GN} * PCI_{GN}}{3600}$$

Onde:

- Consumo de OC é o consumo medido de óleo combustível em kg
- PCI_{OC} é o Poder Calorífico Inferior do óleo combustível, sendo adotado o valor de 9.590kcal/kg (BEN,2004).
- Consumo de GN é o consumo medido de gás natural em m^3
- PCI_{GN} é o Poder Calorífico Inferior do gás natural, sendo adotado o valor de 8800kcal/ m^3 (BEN,2004)

- A constante 3.600 representa a conversão de segundo em hora.

O Fator de Disponibilidade (FD) em % é determinado através da equação:

$$FD = \frac{\text{Total de horas disponíveis das unidades geradoras}}{\text{Horas no Período (mês)} * 4} * 100$$

Onde a constante 4 representa o número de unidades geradoras, sendo no caso da Usina Piratininga 4 unidades.

O Fator de Indisponibilidade (FI) em % é determinado através da equação:

$$FI = 100 - FD$$

O Consumo Específico do Óleo Combustível (CE_{OC}) em kg/kWh é calculado pela equação:

$$CE_{OC} = \frac{\text{Consumo do Óleo Combustível em kg}}{\text{Energia Gerada em kWh}}$$

O Consumo Específico do Gás Natural (CE_{GN}) em $10^3 m^3/kWh$ é calculado pela equação:

$$CE_{GN} = \frac{\text{Consumo do Gás Natural em } m^3}{\text{Energia Gerada em kWh}}$$

O Rendimento Global Bruto (η_{bruto}) em % é calculado pela equação:

$$\eta_{bruto} = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Consumo de OC} * PCI_{OC} + \text{Consumo de GN} * PCI_{GN}} * 100$$

O Rendimento Global Líquido (η_{liq}) em % é calculado pela equação:

$$\eta_{liq} = \frac{\text{Energia Fornecida}}{\text{Consumo de OC} * PCI_{OC} + \text{Consumo de GN} * PCI_{GN}} * 100$$

Quando na tabela estiverem acrescentados os índices “Médio”, nestes fatores de rendimento, significa que o valor foi calculado em função da Energia Térmica do Combustível e da Energia Gerada ou Fornecida, que é um valor obtido sendo considerado o valor adotado como médio para os cálculos desta tese. Onde não constarem os índices “Médio” significa que os valores foram calculados em função dos valores levantados dos ensaios do combustível fornecido na época, pelos técnicos do Setor de Verificação de Desempenho.

Os dados referentes ao Consumo do Serviço de Estação foram obtidos dos cálculos do Setor de Verificação de Desempenho e foram determinados através da relação entre o valor total medido de energia elétrica consumida pelos auxiliares e o valor total da energia gerada. Como em alguns anos não existiam os cálculos, foi realizada uma média de todos os valores disponíveis, sendo excluídos os anos 1980 a 1985 e 1995, por apresentarem-se fora de uma faixa aceitável, variando entre 49,24% e 1.313,29%, representando anos de alto consumo dos auxiliares com pouca ou irrisória quantidade de geração de energia elétrica. O valor médio obtido foi de 10,97% e está apresentado em **negrito** na tabela.

TABELA 9.1: Dados operacionais da Usina Termoeletrica Piratininga

Item	Parâmetro	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966
1	Energia Produzida - Bruta (MWh _{EL})	516.536	1.464.058	1.155.500	618.808	863.726	1.356.003	2.738.872	3.231.163	3.630.564	3.630.605	3.233.607	1.440.970	1.410.373
2	Energia Térmica do Combustível (MWh _{TH})	1.559.097	4.479.789	3.548.987	1.915.909	2.609.311	3.964.225	7.433.251	8.629.490	9.725.458	9.843.300	8.890.362	4.210.977	4.088.815
3	Energia Fornecida - Líquida (MWh _{EL})	492.879	1.303.451	1.028.742	550.925	768.975	1.299.729	2.616.718	3.082.853	3.467.915	3.460.693	3.070.957	1.349.324	1.319.263
4	Fator de disponibilidade (%)	37,31	84,75	88,06	89,74	85,29	94,72	88,44	90,11	91,54	94,84	91,56	88,08	93,23
5	Fator de indisponibilidade (%)	62,69	15,25	11,94	10,26	14,71	5,28	11,56	9,89	8,46	5,16	8,44	11,92	6,77
6	Consumo de Óleo Comb. (t)	140.017	402.314	318.722	172.061	234.333	356.013	667.554	774.984	873.409	883.992	798.412	378.173	367.202
7	Consumo de gás natural (10 ³ m ³)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
8	Consumo esp.de óleo comb. (kg/kWh)	0,27	0,27	0,28	0,28	0,27	0,26	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25	0,26	0,26
9	Consumo esp.de gás natural (10 ³ m ³ /kWh)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
10	Rendimento global bruto (%) Médio	33,13	32,68	32,56	32,30	33,10	34,21	36,85	37,44	37,33	36,88	36,37	34,22	34,49
11	Rendimento global bruto (%)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	32,79	33,42	33,29	33,16	33,01	31,03	31,10
12	Consumo do Serviço da Estação (%)	4,58	10,97	10,97	10,97	10,97	4,15	4,46	4,59	4,48	4,68	5,03	6,36	6,46
13	Rendimento global líquido (%) Médio	31,61	29,10	28,99	28,76	29,47	32,79	35,20	35,72	35,66	35,16	34,54	32,04	32,27
14	Rendimento global líquido (%)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	31,33	31,88	31,79	31,61	31,65	29,06	29,09

ND - Valores não disponíveis

TABELA 9.1 (Continuação): Dados operacionais da Usina Termoeletrica Piratininga

Item	Parâmetro	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
1	Energia Produzida - Bruta (MWh _{EL})	1.394.185	2.857.105	3.757.105	570.130	1.987.370	383.290	715.740	213.100	246.940	126.490	90.050	193.010	79.510
2	Energia Térmica do Combustível (MWh _{TH})	4.016.604	7.994.424	10.415.553	1.847.818	5.550.213	1.258.061	2.319.877	727.208	890.726	475.311	354.251	672.257	347.881
3	Energia Fornecida - Líquida (MWh _{EL})	1.299.659	2.712.535	3.577.891	514.371	1.880.847	343.428	650.894	181.881	215.529	107.845	73.094	164.309	60.277
4	Fator de disponibilidade (%)	92,7	93,97	98,31	90,83	90,77	81,1	90,49	83,9	93,54	90,96	92,37	94,49	91,95
5	Fator de indisponibilidade (%)	7,3	6,03	1,69	9,17	9,23	18,9	9,51	16,1	6,46	9,04	7,63	5,51	8,05
6	Consumo de Óleo Comb. (t)	360.717	717.951	935.384	165.946	498.445	112.982	208.340	65.308	79.993	42.686	31.814	60.373	31.242
7	Consumo de gás natural (10 ³ m ³)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
8	Consumo esp.de óleo comb. (kg/kWh)	0,26	0,25	0,25	0,29	0,25	0,29	0,29	0,31	0,32	0,34	0,35	0,31	0,39
9	Consumo esp.de gás natural (10 ³ m ³ /kWh)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
10	Rendimento global bruto (%) Médio	34,71	35,74	36,07	30,85	35,81	30,47	30,85	29,30	27,72	26,61	25,42	28,71	22,86
11	Rendimento global bruto (%)	31,39	32,92	33,07	28,46	32,76	27,94	28,73	27,18	25,91	25,01	23,91	27,26	21,85
12	Consumo do Serviço da Estação (%)	6,78	5,06	4,77	9,78	5,36	10,40	9,06	14,65	12,72	14,74	18,83	14,87	24,19
13	Rendimento global líquido (%) Médio	32,36	33,93	34,35	27,84	33,89	27,30	28,06	25,01	24,20	22,69	20,63	24,44	17,33
14	Rendimento global líquido (%)	29,26	31,25	31,49	25,68	31,00	25,04	26,13	23,20	22,61	21,32	19,41	23,21	16,56

ND - Valores não disponíveis

TABELA 9.1 (Continuação): Dados operacionais da Usina Termoeletrica Piratininga

Item	Parâmetro	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
1	Energia Produzida - Bruta (MWh _{EL})	32.080	28.030	790	1.230	1.270	23.080	1.804.275	656.264	313.221	207.012	106.640	101.041	111.523
2	Energia Térmica do Combustível (MWh _{TH})	170.611	132.151	32.960	33.138	34.173	113.355	5.187.154	1.999.600	1.088.062	729.123	408.144	389.593	419.090
3	Energia Fornecida - Líquida (MWh _{EL})	13.118	14.228	-9.585	-12.020	-13.589	4.637	1.693.493	598.972	270.435	173.310	83.819	76.811	81.077
4	Fator de disponibilidade (%)	92,51	92,22	89,72	90,57	92,14	88,03	82,45	56,83	69,09	93,07	99,89	99,65	99,04
5	Fator de indisponibilidade (%)	7,49	7,78	10,28	9,43	7,86	11,97	17,55	43,17	30,91	6,93	0,11	0,35	0,96
6	Consumo de Óleo Comb. (t)	15.322	11.868	2.960	2.976	3.069	10.180	465.840	179.577	97.715	65.480	36.654	34.988	37.637
7	Consumo de gás natural (10 ³ m ³)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
8	Consumo esp.de óleo comb. (kg/kWh)	0,48	0,42	3,75	2,42	2,42	0,44	0,26	0,27	0,31	0,32	0,34	0,35	0,34
9	Consumo esp.de gás natural (10 ³ m ³ /kWh)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
10	Rendimento global bruto (%) Médio	18,80	21,21	2,40	3,71	3,72	20,36	34,78	32,82	28,79	28,39	26,13	25,93	26,61
11	Rendimento global bruto (%)	17,86	20,11	2,27	3,52	3,54	19,38	32,38	30,70	27,35	26,76	24,59	24,20	25,34
12	Consumo do Serviço da Estação (%)	59,11	49,24	1313,29	1077,24	1170,00	79,91	6,14	8,73	13,66	16,28	21,40	23,98	27,30
13	Rendimento global líquido (%) Médio	7,69	10,77	-29,08	-36,27	-39,76	4,09	32,65	29,95	24,85	23,77	20,54	19,72	19,35
14	Rendimento global líquido (%)	7,30	10,21	ND	ND	ND	3,90	30,39	28,02	23,62	22,40	19,33	18,39	18,42

ND - Valores não disponíveis

TABELA 9.1 (Continuação): Dados operacionais da Usina Termoeletrica Piratininga

Item	Parâmetro	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1	Energia Produzida - Bruta (MWh _{EL})	103.156	153.805	32.797	809.604	329.336	399.896	1.508.929	1.751.465	1.917.372	921.697	284.359	160.691
2	Energia Térmica do Combustível (MWh _{TH})	381.331	565.026	143.587	2.634.476	1.192.843	1.479.359	4.627.239	5.365.177	6.111.799	3.561.708	1.187.724	631.305
3	Energia Fornecida - Líquida (MWh _{EL})	81.339	128.427	13.653	720.790	293.208	351.988	1.402.097	1.643.224	1.790.825	854.137	251.004	136.941
4	Fator de disponibilidade (%)	99,88	99,73	75,00	68,5	40,79	83,11	75,52	75,34	75,34	60,85	38,48	15,79
5	Fator de indisponibilidade (%)	0,12	0,27	25	31,5	59,21	16,89	24,48	24,66	24,66	39,15	61,52	84,21
6	Consumo de Óleo Comb. (t)	34.246	50.743	12.895	236.593	107.125	132.856	415.556	421.941	337.990	45.774	7.253	0
7	Consumo de gás natural (10 ³ m ³)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	65262,8	229821,2	298696,3	108336,8	61785,0
8	Consumo esp.de óleo comb. (kg/kWh)	0,33	0,33	0,39	0,29	0,33	0,33	0,28	0,24	0,18	0,05	0,03	0,00
9	Consumo esp.de gás natural (10 ³ m ³ /kWh)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0,04	0,12	0,32	0,38	0,38
10	Rendimento global bruto (%) Médio	27,05	27,22	22,84	30,73	27,61	27,03	32,61	32,65	31,37	25,88	23,94	25,45
11	Rendimento global bruto (%)	25,78	26,08	21,57	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
12	Consumo do Serviço da Estação (%)	21,15	16,50	58,37	10,97	10,97	11,98	7,08	6,18	6,60	7,33	11,73	14,78
13	Rendimento global líquido (%) Médio	21,33	22,73	9,51	27,36	24,58	23,79	30,30	30,63	29,30	23,98	21,13	21,69
14	Rendimento global líquido (%)	20,37	21,78	8,98	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

ND - Valores não disponíveis

FIGURA 9.1: Dados energéticos da Usina Termoeletrica Piratininga

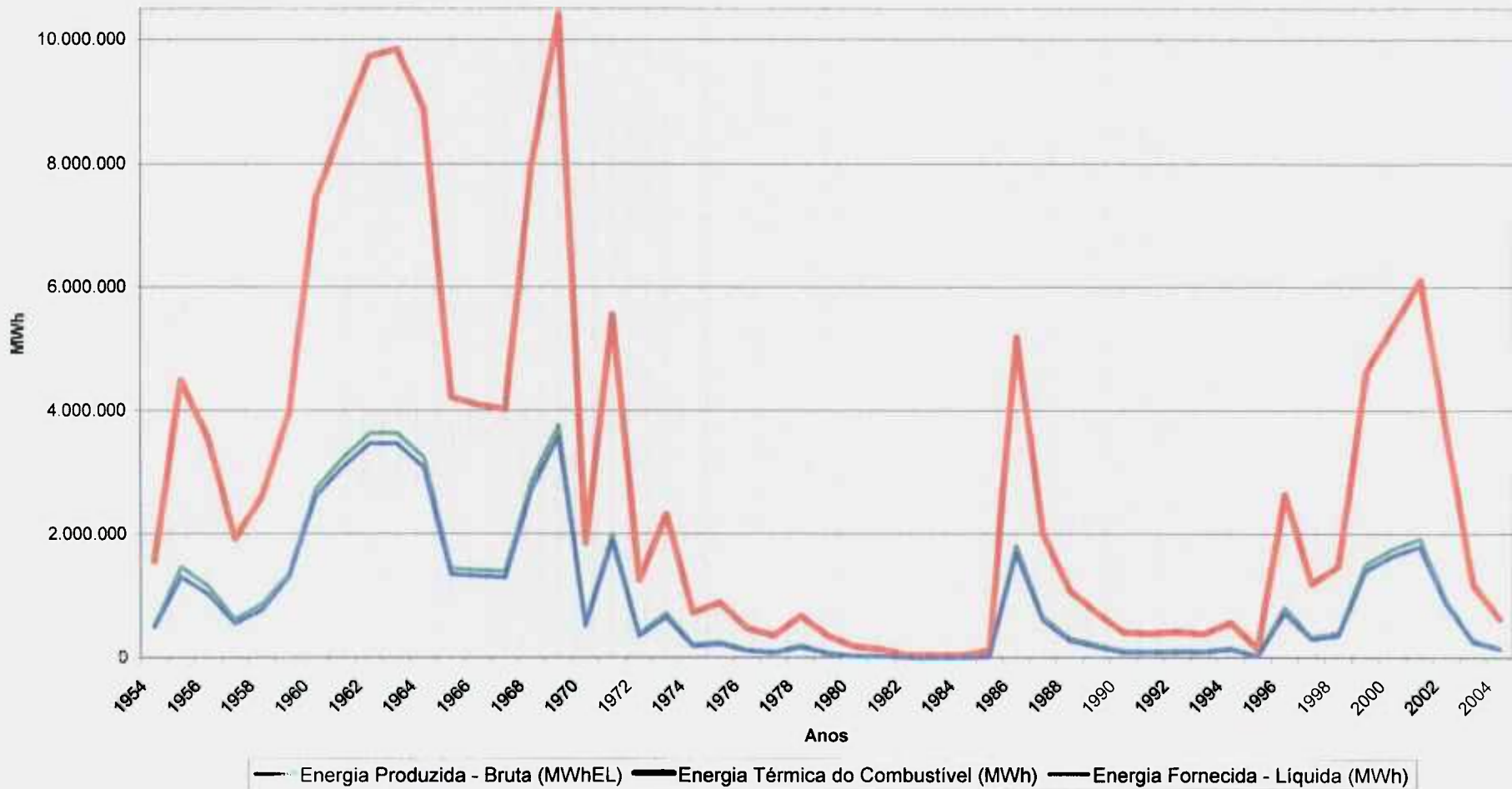
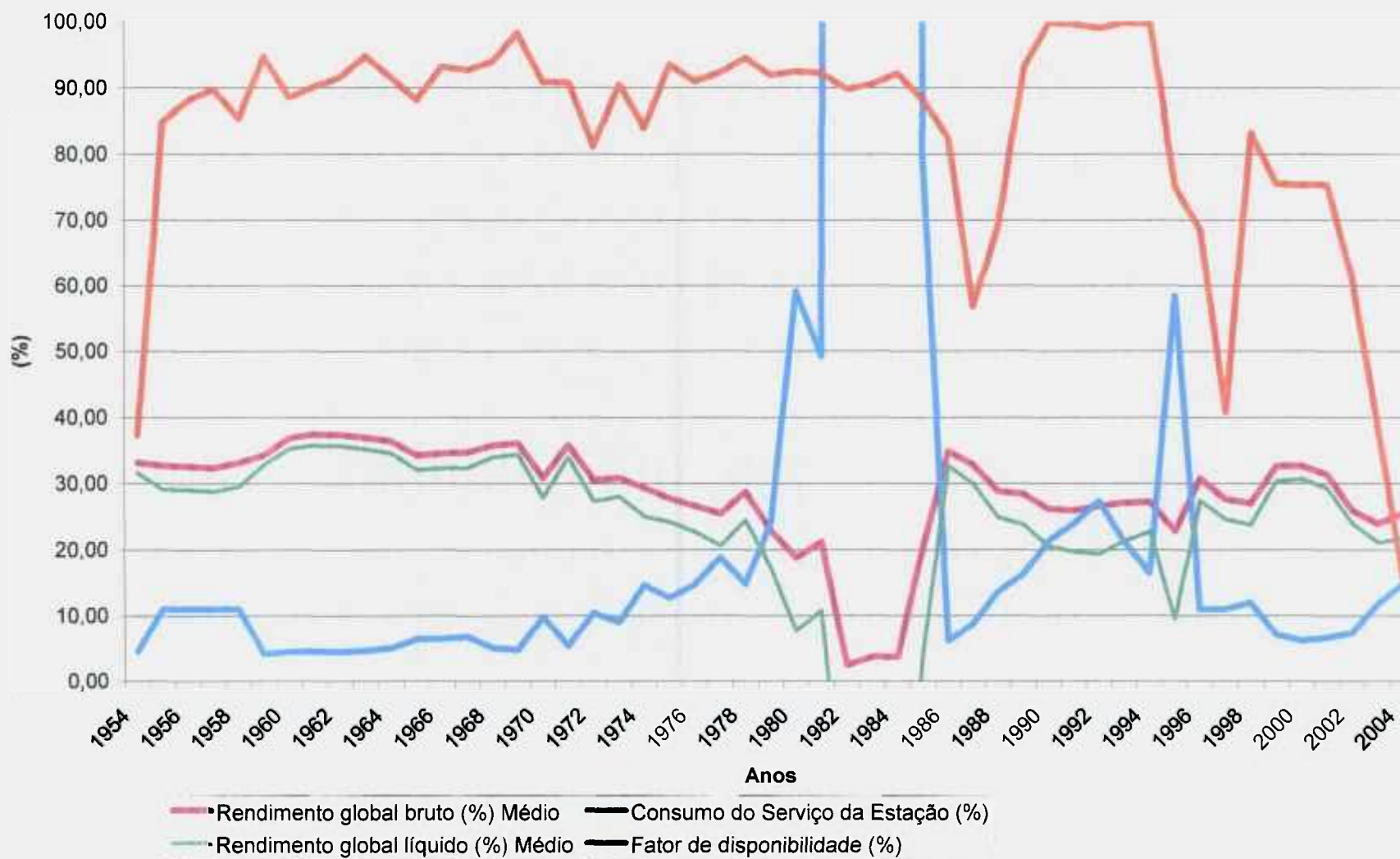


FIGURA 9.2: Parâmetros de eficiência operacional da Usina Termoeletrica Piratininga



No capítulo 8, pode ser observado o valor elevado de operação da planta, em função do custo do combustível. Como o maior custo operacional da usina é o custo do combustível, este deve ser muito bem utilizado. Quando se deseja operar economicamente uma usina termoelétrica, é indispensável assegurar um rendimento elevado, em cada unidade, pois o consumo de combustível por kWh, gerado ou enviado, diminui à medida que a operação das unidades se faz com maior rendimento. O rendimento de uma unidade está intimamente ligado às características de projeto e as causas mais freqüentes da diminuição são:

- a operação em carga reduzida,
- paradas,
- equipamentos defeituosos, e
- desvios dos padrões operacionais.

O rendimento é normalmente determinado pela relação entre a energia elétrica gerada ou enviada e a energia liberada pelo combustível gasto. Por essa relação, pode-se calcular o rendimento médio para períodos determinados. No rendimento assim calculado estão já inclusas as influências das grandezas operacionais, variação de carga no gerador, paradas, consumo de energia elétrica nos equipamentos auxiliares, entre outras.

Uma observação necessária neste momento é que a elaboração de relatórios, onde dados operacionais importantes são registrados, dos quais são possíveis a realização de levantamentos de parâmetros determinantes na operação de plantas industriais, não apresentam na prática a devida continuidade, existindo lacunas de registros, que refletem alterações administrativas adotadas, onde são tomadas decisões unilaterais, em busca de um resultado imediato, como por exemplo, a redução de custos, sendo eliminados os setores que na visão de um grupo com visão limitada não são produtivos. No caso de usinas termoelétricas, o setor de verificação de desempenho, ou outra denominação similar adotada para um setor com este fim, sempre é observado com este perfil, vindo a ser um dos primeiros a ser penalizado com o tipo de ação administrativa citado.

Cabe aqui esta ressalva, pois assim como o administrador procura valorizar os bens sob sua responsabilidade, não tendo a intenção (pelo menos

teoricamente se supõe isto) de depreciá-lo ou desvalorizá-lo, também é necessária para o empreendimento a consideração dos parâmetros e registros técnicos como algo de alto valor agregado. Com um bom e confiável registro histórico sempre foi possível verificar a situação real de desempenho de um processo, a avaliação de ocorrências, otimização de processos, estabelecimento de tendências, e mais, a proposição de melhorias. O mesmo vale para todo tipo de dados de projeto e fabricação de componentes e sistemas; se existem dados confiáveis, sempre é possível o restabelecimento de uma situação operacional segura, confiável e otimizada, sem eles, tornam-se subjetivas a maioria das decisões. Será que alguém permaneceria utilizando normalmente um veículo que apresentasse um desvio operacional de forma a consumir, por exemplo, o dobro de combustível do que o necessário, simplesmente pelo fato do custo da hora da atividade dos profissionais da área de injeção eletrônica apresentarem um custo maior do que o estabelecido dentro dos parâmetros deste condutor?

A maior crítica a ser realizada cabe portanto ao próprio empreendedor e seus administradores, que na maioria das vezes até são ou foram da área técnica, mas que iludidos com as propostas inovadoras que prometem soluções imediatistas para todos os problemas, e mais, os modismos que não têm sustentabilidade para continuidade, mas aparecem com força total de aplicação nas esferas gerenciais, acabam por não respeitar a manutenção de um custo adicional de um grupo coeso para que, mudando o quanto for a economia, a área técnica, ou pelo menos o registro histórico, seja preservado com o devido respeito. Se os egípcios, os maias e outros povos não tivessem o cuidado de manter preservados os seus registros, será que a humanidade teria alcançado o atual estágio tecnológico com a mesma velocidade?

10 CONCLUSÃO

Nesta tese, a energia é o grande assunto em questão. Energia é um fenômeno físico associado à existência de tudo o que o ser humano pode sentir, seja matéria ou não. A integração do ser humano com a energia se dá em diversos níveis, sejam os interiores em forma de reações químicas, ou os exteriores nas mais diversas formas. A energia está presente no cosmo e no átomo, no macro e no micro. Como apresentado na Introdução, o ser humano vive em um pequeno período da expansão do Universo, no qual somente lhe é possível detectar uma pequena faixa das formas energéticas, na qual ocorre a excitação dos seus sentidos. Durante a evolução da humanidade, esta tem aprendido utilizar a energia, inicialmente de forma bastante grosseira e atualmente com formas muito complexas, como é a forma nuclear.

Uma das formas é a energia elétrica, que pode ser entendida como um fluxo, que é gerado e transmitido, não podendo ser armazenado, a não ser na forma de energia potencial, como em reservatórios ou sob a forma de qualquer tipo de combustível.

No Brasil, a geração de energia elétrica, é feita quase na sua totalidade, utilizando-se de recursos hídricos. A geração termoelétrica é restrita a regiões onde o aproveitamento hidráulico não é tão acessível, ou que dispõe de grandes reservas de combustíveis, notadamente o carvão, no sul do país.

As usinas termoelétricas apresentam a facilidade de poderem ser construídas nas proximidades de um centro de carga, num período de tempo relativamente pequeno, se comparado ao de instalações de novas unidades hidroelétricas, para elevar a capacidade de carga instalada, em virtude de um rápido incremento de demanda.

Uma das principais vantagens da Usina Termoelétrica Piratininga é a sua localização nas proximidades do importante centro de carga que é a cidade de São Paulo.

Desta forma, sempre que a usina foi solicitada a operar em casos de emergências, ou para realizar testes operacionais programados, houve aumento

da estabilidade do sistema elétrico, com conseqüente elevação da confiabilidade do mesmo, principalmente em termos de atendimento da carga, controle de tensão e absorção de reativos, fatos estes sempre ressaltados pela área de operação.

Os colapsos no atendimento do mercado do Sistema Interligado Sul Sudeste e Centro Oeste, ocorridos na década de 1990 e início da década de 2000, mostraram a necessidade de se dispor de esquemas que propiciassem, através de fontes de geração próximas ao centro de carga, a alimentação de cargas prioritárias, evidenciando assim, a importância da operação da Usina Termoelétrica Piratininga.

No Brasil, devido à grande disponibilidade de recursos hídricos, as usinas termoelétricas podem ser comparadas com um automóvel. Se este permanecer sem uso por muito tempo, não irá funcionar corretamente quando solicitado, sendo então imprescindível mantê-lo em funcionamento periodicamente para que, em caso de necessidade, se possa ter boa resposta operacional. Isto pode ser observado na TAB. 9.1 e nas FIG. 9.1 e 9.2, se comparados os parâmetros energia gerada e disponibilidade operacional. Este fato ocorre em todas termoelétricas que operem em forma similar.

Existe associado à operação de uma usina termoelétrica, o custo operacional "elevado" que, de uma forma bem simples, pode ser novamente comparado com o automóvel. Este possui acessórios como o estepe, macaco, chave de roda e extintor, que representa uma massa total aproximada de 20kg, sendo deslocada junto com o veículo durante todas as viagens, que se observado de forma crítica, somente é um custo adicional desde a aquisição do veículo, pois é o transporte de uma carga consumindo energia do combustível, sendo que, periodicamente ainda estes exigem cuidados como inspeções, recargas e calibrações, o que demanda investimento e trabalho adicional ao usuário. Somente é verificada sua importância quando ele torna-se necessário, pois se neste momento ele não estiver em ordem e pronto para uso, ocorrerá a inviabilidade da continuidade da viagem, exposição a riscos, custo elevado para reposição das perdas ocasionadas pela sua falta, prejuízo em viagens de negócios, entre outros fatores.

Os cenários de crise energética, que se repetiram no decorrer dos anos da existência do uso da energia elétrica no Brasil, demonstraram a necessidade da

complementação termoelétrica. Com a manutenção do parque térmico haverá o custo adicional para o consumidor, que deverá ser substancialmente menor do que o custo do déficit, isto é, o custo econômico de permanecer sem eletricidade ou carregar outro programa de racionamento.

Uma forma para que não ocorra a expansão deste parque além do necessário é a manutenção do equilíbrio através de medidas de conservação de energia e gestão de demanda, que reduzirão a necessidade de geração térmica, amenizando o seu impacto tarifário.

Na história da Usina Piratininga foi comprovada a sua participação no desenvolvimento do Brasil, sendo hoje apenas um momento da história, no qual, fazendo parte dele, podem ser realizadas análises que conduzam a propostas de soluções que se não resolverem de imediato os problemas, venham ao menos mostrar qual o caminho que já foi percorrido para diminuir as probabilidades de futuros erros.

Isaac Newton deixou registrado que, o que lhe permitiu enxergar tão longe foi o fato de poder apoiar-se em ombros de gigantes. Hoje, há necessidade inclusive de se escolher em que ombros se pode apoiar, como deve ter ocorrido com o próprio cientista.

É fato que um dos maiores vetores de desenvolvimento da civilização é a energia, que atualmente é objeto de estudos diversos para o seu uso racional, integrado e sustentável. Estes estudos decorrem da ampliação do conhecimento humano, algo que está sendo construído a partir de aprendizados anteriores, que se não tivesse ocorrido, hoje o ser humano estaria estagnado em alguns pontos por falta de experiência teórica e prática. Não se deve somente ficar julgando que no passado a humanidade foi responsável pelos problemas ambientais, mas deve-se continuar a evolução, procurando aprender com os erros e acertos já observados na história e preparando-se para o futuro, com pesquisa, conhecimento, tecnologia, sensatez, respeito com o ser vivo e com o meio ambiente.

Um ponto cruel no modelo econômico atual é a desvalorização completa do ser humano, pois os discursos são inflamados e com grande retórica, mas quando chega na prática o fato é outro. Os Estados Unidos da América (EUA) foi o primeiro a demonstrar isto pois, no momento de assinar um protocolo no qual haveria necessidade de fazer um pouco pelo meio ambiente, negaram-se a faze-

lo, mantendo sua arrogância de maior poluidor do planeta, sem se dar ao mínimo de preocupação com os demais. Os autores americanos HINRICHS e KLEINBACH (2003) inclusive questionam sobre o que é realizado nos EUA, com a utilização do milho para produção de álcool que é adicionado à gasolina, para utilização em veículos, enquanto metade da população mundial vive em condições de subnutrição.

10.1 Aspectos sociais

A energia é muito importante para o desenvolvimento do país. Uma parcela desta energia é a energia elétrica e a Usina Piratininga desde 1954 se faz presente na comprovação deste fato, pois sua instalação já foi definida em virtude da necessidade de atender a crescente demanda da época.

Se em 1954 a Usina Termoelétrica Piratininga não estivesse entrado em operação, a falta da energia elétrica que ela passou a produzir traria conseqüências de maior retração no desenvolvimento do país, que já partiu atrasado e lentamente. O desenvolvimento da região metropolitana de São Paulo teve um grande impulso na década de 40, exigindo na década de 50 a ampliação do parque de geração de eletricidade no país.

A capacidade instalada no Brasil em 1950 era de $1.833\text{MW}_{\text{EL}}$ (História & Energia, 1986), sendo que a entrada da usina em operação significou o acréscimo de 200MW_{EL} (10,9%). A capacidade Instalada no Brasil em 1955 era $3.064,554\text{MW}_{\text{EL}}$ (História & Energia, 1986), sendo que a ampliação da usina acrescentou ao país 272MW_{EL} (8,8%).

Em 1973, a capacidade instalada alcançou $16.600\text{MW}_{\text{EL}}$ (BEN, 2004), sendo que a Usina Piratininga passa a representar 2,8% do total.

Novamente em 1986 devido ao período apresentar-se em baixa hidraulicidade, sem a operação da usina, ocorreria uma outra retração no crescimento. Neste ano a capacidade do Brasil era $44.953\text{MW}_{\text{EL}}$ (BEN, 2004), e a usina representava 1,05%.

Em 2000, o país apresentava a capacidade de $73.712\text{MW}_{\text{EL}}$ (BEN, 2004), sendo a participação da usina calculada em 0,64%.

Em 2001, o país entrou em crise energética, exigindo que a usina retornasse ao sistema, vindo neste ano a gerar $1.917.372\text{MWh}_{\text{EL}}$, uma marca histórica, pois foi a maior geração de energia, desde 1971. No ano 2001, a

energia elétrica produzida no Brasil foi 328.500.000 MWh_{EL} (BEN, 2004), sendo que a Usina Piratininga gerou 0,6% deste total. Neste mesmo período, a Usina de Angra I alcançou recordes históricos de produção, sendo em 2004 atingida a maior produção da sua história 4.125.000 MWh_{EL} (Zancheta, Poli e Meldonian, 2005), mostrando em conjunto com a Usina Piratininga a importância da complementação termoelétrica no Brasil.

Além dos consumidores de energia elétrica atualmente existentes, através dos quais são elaborados planejamentos de expansão, consta no Manual de Operacionalização do Programa Nacional de Universalização do Acesso e uso da Energia Elétrica, do Ministério de Minas e Energia (2003), que existem cerca de 2 milhões de domicílios rurais não atendidos com o fornecimento de energia elétrica, correspondendo a 80% do total nacional da exclusão elétrica, ou seja, 10 milhões de brasileiros vivem no meio rural sem acesso a esse serviço público. Cerca de 90% dessas famílias possuem renda inferior a 3 salários mínimos (MME, 2004).

Um outro aspecto social observado é que o país não tem operadores de termoelétricas preparados, visto que outras usinas termoelétricas tem procurado na Usina Piratininga profissionais formados. Aqui, nota-se que a planta também contribuiu para a ampliação do parque energético, pois treinou, capacitou e já exportou muitos profissionais de operação e manutenção para outras plantas em outros estados (Canoas, Termorio, Termo Juiz de Fora) e até mesmo para a própria General Electric.

No capítulo 3, foi apresentado que os países que possuíam o carvão mineral (Ferreira, 2005) saíram em dianteira na revolução industrial, se desenvolvendo muito fortemente por este motivo. Uma conclusão aqui apresentada é que a tecnologia necessária para a operação de sistemas acionados a vapor é bastante complexa e exige que os sistemas de instrumentação sejam confiáveis e até mesmo tomem decisões importantes. A necessidade de atendimento a estes requisitos fez com que os maiores usuários de sistemas industriais acionados com fonte térmica passassem a exigir uma maior resposta e qualidade dos sistemas atuadores e sensores. O fato da necessidade de operação manual, por não existirem sistemas inteligentes ou automáticos, que ocasionou diversos acidentes e falhas operacionais por decisões incorretas, ou de falta da avaliação da tendência de parâmetros, para a

ação manual de parada de um processo, levou à pesquisa e desenvolvimento da automatização inicial por sistemas hidráulicos e pneumáticos. Isto conduziu às pesquisas na área elétrica e eletrônica, áreas que se desenvolveram muito, atendendo a todas as solicitações dos grandes projetos e foi sendo adaptado aos usos mais simples possíveis tais como os residenciais, automobilísticos, aeronáuticos, marítimos entre outros, que fazem parte integrante do cotidiano do ser humano.

Isto não significou que os demais países, que não possuíam e nem possuem carvão mineral permaneceram estagnados. Antes, observando a grande nação brasileira, que infelizmente apesar de quase sempre ter sido muito mal administrada, tecnicamente tem se mostrado extremamente criativa, da qual decorrem soluções de porte e importância em destaque mundial, como o álcool, a atual utilização dos resíduos do bagaço de cana para cogeração, os usos de biodigestores na fermentação de lixo e esgoto, o desenvolvimento das grandes hidrelétricas, o incentivo às pequenas centrais hidroelétricas e a luta pelo uso do carvão nacional que representou em muito a produção de energia elétrica ao país em 2003, de acordo com o BEN (2004), o carvão vapor produziu 5.300.000 MWh_{EL}, sendo 1,4% da eletricidade gerada do país. Cabe neste momento apresentar a proposta de sempre procurar usar os energéticos disponíveis e cuidar que estes sejam originários dos resíduos, e não da matriz alimentar, lembrando do valor humano em primeiro plano.

A resposta do Brasil ao crescimento se deu de uma forma mais lenta de que a dos americanos. A comparação é feita entre estes, pois são do mesmo continente, que foi sendo descoberto em períodos muito próximos. O desenvolvimento brasileiro, ambientalmente ocorreu de maneira mais limpa, na oferta da OIE foi apresentado em 2003 o total de 46% em renováveis. É fato que ainda não se atingiu o nível de desenvolvimento dos americanos, mas hoje pode ser verificado que o modelo americano é um exemplo de insustentabilidade de consumo energético em nível mundial. O Brasil é um país que tem potencial tecnológico para se desenvolver e ser referência, basta que haja vontade não somente tecnológica, mas também o bom senso de realmente fazer dele um país de todos, e não só de uma elite que faz todas as riquezas desta grande nação escoarem por caminhos e aplicações escusas.

A Região Metropolitana de São Paulo representa uma das maiores metrópoles do mundo, e a complexidade e a interdependência dos equipamentos de infra-estrutura com a energia elétrica é total, o que somente reforça a afirmação de que a transmissão a longa distância da energia gerada em hidroelétricas configura-se em risco para essas áreas, ou seja, tal infra-estrutura não pode depender exclusivamente de fontes produtoras à distância.

Mais recentemente, outro fato que comprova a necessidade da ampliação emergencial do parque gerador de energia elétrica em algumas regiões do Brasil, é a evidente elevação do déficit energético.

A utilização do gás natural trouxe ganhos operacionais por facilidade de manutenção e operação, é limpo, facilitou e muito o acendimento da caldeira, o óleo tem o processo de combustão muito mais complexo e sua ignição gera muitas emissões, pois o sistema de atomização (nebulização) é muito complexo. Foi reduzido em muito o número de manobras, pois o óleo precisa de uma elevada temperatura em todo o sistema para atingir o ponto de fluidez, enquanto o gás devido o seu estado físico é muito mais simples de ser queimado. Estes são considerados ganhos com a saúde ocupacional e melhoria da qualidade de vida dos operadores.

10.2 Aspectos econômicos

O óleo combustível era inicialmente importado em quase sua totalidade, o custo sempre esteve sujeito às políticas internacionais e o suprimento fortemente influenciado por conflitos e crises mundiais. O Brasil atualmente apresenta uma maior produção interna de petróleo, diminuindo assim a sua longa história de uma nação sem petróleo e com total dependência de importação, que o fez se mostrar muito tímido ao mundo. A experiência adquirida na exploração do petróleo, somada às descobertas das bacias de gás em todo o país e à construção do gasoduto Brasil-Bolívia, permitiu a redução ainda maior da dependência do óleo combustível e das instabilidades de suprimento e custos. Logicamente, que para este caso, há uma conjunção de interesses do governo e das empresas privadas. Um problema é que não há produção suficiente de gás para atender à demanda prevista e já instalada. Hoje, já se trabalha com restrições de geração devido à falta de combustível. Além do fato de que a queima do gás está sendo fortemente canalizada à produção termoelétrica.

Porém, sem a opção do gás, ocorreria a desativação parcial da Usina Termoelétrica Piratininga, a partir de 2003, com a necessidade de investimento de aproximadamente US\$ 200 milhões para reposição da capacidade de geração representada pelas unidades 1 e 2 da usina atual, o que incorreria em aumento do risco de blecautes e possibilidade de antecipação de uma outra crise energética. Para a população consumidora o reflexo é diretamente relacionado ao aumento dos custos das tarifas de energia elétrica. Tendo neste pensamento que ser incluído o prejuízo social com a redução de postos de trabalho, diretos e indiretos.

Para que uma planta de geração de energia elétrica seja instalada é necessária a realização de investimento que deverá apresentar o retorno previsto e se tornar viável. Esse investimento está estabelecido em razão dos custos de projeto, construção, testes, comissionamento, operação e manutenção. Nos custos referenciados atualmente está sendo acrescido o valor da adequação ambiental, pois é necessário que sejam respeitados os limites e as restrições ambientais, obtenção das licenças de operação, instalação de sistemas de controle e monitoração dos rejeitos, além das ações sócio ambientais. Este custo até a década de 1980 não era considerado e atualmente está sendo oneroso, sendo determinação legal o investimento mínimo de 5% do total, tendo atingido valores bem maiores. É um aspecto necessário ao meio ambiente, que pesa ao investidor e que será repassado ao consumidor final, pois é deste que sairá o retorno do investimento. Infelizmente, já existem abusos políticos nas exigências de compensações ambientais ante às quantias envolvidas. No capítulo 4 pode ser verificada a complexidade das leis e normas ambientais.

O fato sempre retorna ao ponto de que a decência deveria fazer parte de todos os cenários e proposições nas quais há o envolvimento de interesses.

Uma proposta é que seja realizada a abertura de maior uso da força humana, que tem sido desconsiderada. Para o desenvolvimento do país é importante o uso da energia, mas o maior valor de uma nação é o seu povo, que apresenta um grande potencial intelectual e energético. Além de se buscarem fontes novas de energia e formas de automação industrial, poderia se voltar um pouco ao uso da força humana, que no passado construiu, por exemplo, as grandes pirâmides. Logicamente, o regime de trabalho era por imposição, mas atualmente com respeito poderia ser utilizado este energético com sensatez. Com

isto a população poderia se sustentar com trabalho intelectual e braçal (pois há variedade de habilidade e capacidade dos seres humanos, mas todos têm o mesmo valor). Com o regime econômico atual, valoriza-se o energético e a tecnologia, sendo o ser humano colocado simplesmente como um peso no orçamento, descartado por qualquer tipo de razão financeira.

No setor agrícola, por exemplo, podem ser verificados grandes investimentos em máquinas, que consumirão grandes quantidades de energéticos, enquanto a população cada vez torna-se mais inativa, emigrando para as grandes cidades, para viver em condições sub-humanas.

10.3 Aspectos ambientais

As termoelétricas têm o custo operacional alto devido ao combustível, geram os efluentes gasosos conforme relatado no trabalho, mas são uma das possibilidades para se manter uma margem de segurança no sistema elétrico, pois seu combustível é armazenável com uma elevada densidade de energia. Nos dados disponibilizados pelo BEN (2004), é indicado que 1MWh hidráulico representa 0,086tep, 1m³ de OC 0,959tep e 1kg de urânio 73,908tep.

Para a Usina Piratininga, o valor de densidade energética pode ser calculado como 3,33MWh_{EL}/t de OC.

Realizando uma comparação do valor calculado com a Usina Hidroelétrica Henry Borden, é necessária a vazão de 157 m³/s, armazenado a uma altura de 750m, para gerar 889MW_{EL}/s, o que significa a quantidade de 0,0016MWh_{EL}/t de água, lembrando que este volume depende da renovação através do ciclo hidrológico. Para o caso da Usina de Angra I, sendo conhecido que o gerador pode produzir até 5.755.320 MWh_{EL}/ano, e que o reator contém 50t de elemento combustível, que são substituídos na razão de 1/3 ao ano, pode ser estimado o valor de 345.319MWh_{EL}/t de elemento combustível do reator. Com estes números pode-se verificar a viabilidade de se manter uma reserva de complementação térmica num país predominantemente hidroelétrico.

Aqui não se falou em substituição de matriz energética, nem se propôs em concluir que uma tecnologia é melhor em detrimento da outra, o que é proposto é a integração de todos os recursos disponíveis no Brasil, o fomento às pesquisas de novas fontes, abertura de campo para pesquisas em estudos futuros para viabilizar o suprimento de uma usina como a Piratininga com combustíveis de

tecnologia renovável, não para permanecer somente no teste como foi o Projeto Piloto Etanol (Pessoa, 2004), mas com a operacionalização das mesmas. O governo deve incentivar a pesquisa para buscar formas tecnológicas de se viabilizar a operação das termoelétricas com diversos tipos de combustíveis. Seja com o suprimento realizado diretamente, através de tubulações atualmente existentes já interligadas e integradas, ou com a ampliação de logística de suprimento, que em gasodutos e oleodutos pudessem circular combustíveis gasosos ou líquidos de matriz fóssil ou renovável, ou até mistos.

Uma proposta aqui idealizada é que o processamento do gás da biomassa poderia ser realizado no local no qual há abundância da matéria prima (lixo, esgoto, e demais resíduos possíveis de gaseificação) e integrado a um sistema de distribuição como um todo. Vale o mesmo pensamento para os combustíveis líquidos, hoje em evidência estando o álcool e o biodiesel, por exemplo.

Como as opções renováveis dependem de fatores climáticos, ambientais e de ciclos naturais, eventualmente poderão ocorrer ocasiões em que haverá limitação destes energéticos. Neste momento, se as instalações estiverem preparadas poderá ser realizado o uso do combustível fóssil, em uma mesma instalação onde havia o renovável, pois o custo para ter plantas de geração paradas ou em conservação (o que demanda o uso de muita energia) não é salutar, o ideal é manter a planta funcionando sempre e com a utilização dos energéticos viáveis para o cenário econômico e político do momento, alternando para outro combustível, quando surgirem instabilidades dos energéticos. Sempre haverá uma opção, cada uma delas com sua restrição, mas sempre haverá opção. Isto é o que é importante, a não interrupção da continuidade na produção de energia.

Este suprimento de combustíveis não seria somente dedicado às usinas termoelétricas, mas estendido aos consumidores industriais, veículos, comércio e residências, cada um com o processamento adequado.

Ainda nesta mesma linha de raciocínio poderia ser verificada a viabilidade da utilização da metodologia de cálculo empregada por Abdalad (2000), vislumbrando a análise de incorporação de novas tecnologias de geração associadas à proposta de integração energética entre as fontes fósseis e renováveis para a geração de eletricidade, buscando a redução de emissões.

Coelho, et al. (2000) utilizando de parâmetros e referências internacionais (IPCC), desenvolveram estudos de redução de emissões com a implementação de medidas mitigadoras, mediante à expansão do parque térmico no país.

Nesta tese é proposto que para as termoeletricas brasileiras procure ser mantido o patrimônio, seja a planta acionada com o combustível que estiver disponível, pois desativar uma planta significa a geração de muito mais poluentes para fabricação e instalação de outras.

A Usina Termoeletrica Piratininga iniciou sua operação utilizando o óleo combustível com alto teor de enxofre, causando o problema de chuva ácida em toda a região e a própria deterioração de seus equipamentos. Com a urbanização crescente e a necessidade de melhoria da qualidade do ar, foi necessária a substituição do óleo combustível por outro com baixo teor de enxofre, o que incrementou na época os custos operacionais em decorrência da maior parcela destes ser relacionada ao combustível.

Na análise do processo de combustão foi relatada a modernização dos queimadores, que foi uma atualização tecnológica do equipamento, complementado com o acréscimo da opção de queima de outro combustível, o gás natural.

Com a possibilidade de uso do gás natural a usina passou a ter maior competitividade no mercado de energia elétrica, o que permitiu a sua sobrevivência e continuidade operacional, em razão do gás apresentar-se como uma fonte cerca de mais de vinte por cento menor em custo com relação ao óleo combustível e com impacto ambiental muito menor, sendo observada a redução dos óxidos de enxofre em aproximadamente 99,97%, conforme foi demonstrado nos cálculos e verificado nas análises apresentadas nas TAB. 8.1, 8.2 e 8.3.

Apesar da usina possuir a opção de queima de gás natural, atualmente somente tem utilizado o gás natural, o vetor energético que é a ponte entre as tecnologias anteriores e as futuras.

É necessário reforçar que, apesar da vantagem ambiental do gás natural em relação a outras tecnologias de geração de eletricidade, não é correto assumir que as termoeletricas a gás resolverão todos os problemas energéticos da humanidade. Igualmente errado será admitir que a termoeletricidade a gás é sempre a mais competitiva em todos os cenários e em todas as regiões do planeta. Em primeiro lugar, existem outras opções energéticas, muitas utilizando o

próprio gás natural como combustível, que são ainda mais eficientes do que as plantas de ciclo combinado, podendo, em breve, revolucionar o mercado de geração de eletricidade, como a cogeração. Nessa mesma linha, deve-se considerar que a geração termoelétrica a gás deverá voltar-se prioritariamente ao suprimento de eletricidade para aqueles usos finais que requerem exclusivamente eletricidade.

No caso da Usina Piratininga com a substituição do óleo alto teor de enxofre para o baixo teor de enxofre e por último para o gás, o benefício social do suprimento da energia elétrica gerada foi mantido o mesmo, sendo que houve redução das emissões, conforme cálculos realizados e a comprovação dos resultados com as análises, melhorando também a qualidade de vida da população do entorno.

Um campo para prosseguimento de estudos com os valores calculados nesta tese seria a aplicação dos tais em métodos e softwares de simulação de dispersão atmosférica, para comparação dos resultados obtidos com os limites padrões estabelecidos pelas normas ambientais. Villanueva (1998), realizou uma simulação de dispersão para a usina de Iquitos, para a qual utilizou como referência valores de emissões típicos para cada tipo de combustível, levantados em documentos disponibilizadas por organizações internacionais.

O aumento da potência instalada e fechamento do ciclo combinado com a Usina Nova Piratininga aprimorou a eficiência do ciclo termodinâmico para obtenção de vantagens adicionais, pois poder-se-á gerar muito mais energia elétrica com o mesmo combustível e quantidade de emissões de CO_2 . Com a tecnologia atual também é possível aumentar o controle de combustão, podendo controlar os valores de emissões de CO e NO_x , com relação aos valores da combustão no sistema original da caldeira, sendo que para este caso, a população e o planeta estarão preservados de efeitos dos poluentes não gerados, através da tecnologia de controle.

Um outro ganho ambiental observado neste caso é que para ciclos termodinâmicos com eficiências maiores, as temperaturas dos corpos receptores do canal de descarga reduzirão, pois para uma unidade que produza $100\text{MWh}_{\text{EL}}$, a uma eficiência de 32%, são rejeitados $1003\text{MWh}_{\text{TH}}$ para o meio ambiente. Sendo a eficiência elevada para 50%, passa-se a rejeitar $752\text{MWh}_{\text{TH}}$, o que é um ganho sensível, que requer investimentos maiores, devidos às instalações que

permitirão a viabilização da implantação do ciclo combinado. No caso do fechamento do ciclo combinado entre as Usinas Nova Piratininga e Piratininga o valor total investido foi de aproximadamente US\$ 600 milhões.

Nas pesquisas no sentido de levantar e analisar a influência da poluição gerada pela usina na população da região, foi verificado que é um assunto extremamente complexo, em decorrência da população estar sujeita a uma carga de poluentes maior, que é gerada pela circulação de veículos na RMSP, conforme verificado no capítulo 9. Fica aqui o registro como proposta de futuras pesquisas, a elaboração de um estudo detalhado da influência dos diversos poluentes na saúde da população, com quantificação dos mesmos e visitas a centros de saúde da região e para verificação dos históricos de registros de atendimento médico a pacientes relacionados a estes efeitos. No capítulo 5, é também levantado que atualmente existe a comprovação de problemas graves de saúde associados às exposições de poluentes em ambientes fechados, que é um outro ponto relevante para esta avaliação.

Foi realizada uma entrevista com a Dra. Anna Jeanette Berelzin Stelzer, médica da área de Saúde Ocupacional da EMAE, que comentou ter verificado que, com a troca do combustível, foi notada a evidente melhoria das condições de trabalho, devido a não necessidade constante de limpeza do corpo dos queimadores. Estes apresentavam grande massa para manuseio em elevada temperatura, o que torna difícil o manejo. Há ainda uma reclamação dos operadores à respeito do frontal da caldeira, onde sendo acrescentada a tubulação de gás, ocorreu o aumento do ruído local, por característica inerente ao próprio gás com pressão nos tubos metálicos. Tal problema foi amenizado com a instalação de cabines acústicas.

No estudo apresentado por Aly (2001), de tratamento dos gases através de feixe de elétrons, é proposto o retorno ao uso de óleo com alto teor de enxofre, de menor custo e com a produção de matéria prima para fertilizantes como sub produto da combustão. Neste processo os óxidos de nitrogênio e de enxofre deixam de ser emitidos, pois são utilizados na formação de nitratos e sulfatos, a serem utilizados como matéria prima para fertilizantes. O maior problema deste sistema para o Brasil é que para que a instalação tenha sucesso é necessário o despacho da planta em uma carga constante, para que possa ser viabilizada uma

determinada produção definida, porém a operação das plantas termoeletricas no país, não tem esse perfil.

O recurso petróleo não somente é utilizado como energético, seu emprego está presente nas mais diversas áreas. A proposta é que o petróleo seja conservado agora, para que as gerações futuras ainda possam usufruir de sua infinidade de possibilidades de uso, pois os tempos envolvidos na formação do petróleo são muito longos, e ele não irá se degradar dentro da expectativa de vida do ser humano.

Outro ponto levantado como proposta para nova pesquisa é a aplicação do conceito de Gestão Integrada de Recursos (GIR), no sistema elevatório Tietê – Billings, na qual seria avaliada a viabilidade do retorno do seu funcionamento, proporcionando a volta da operação do Usina Henry Borden. Seria necessário analisar o ganho do retorno da geração de energia, as quantidades necessárias para o suprimento de água para a RMS, o consumo de energia e insumos dos novos sistemas operacionais da despoluição dos rios, podendo ainda ser envolvida a troca térmica da Usina Piratininga com a água do rio Pinheiros, verificando as consequências de se estar utilizando energia para resfriar o processo com uma torre de resfriamento, com o rio estando como uma fonte fria natural, ao lado da planta.

Os resultados dos cálculos realizados nesta tese são valores reais obtidos da operação de uma usina em atividade há 50 anos, e que podem ser utilizados como referência para outros estudos, pois os valores aqui calculados são típicos das plantas termoeletricas brasileiras, que operam como complementação termoeletrica. Estes dados nesta forma ainda não estavam disponibilizados ao público.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 ABDALAD, R. **Perspectivas da geração termelétrica no Brasil e emissões de CO₂**. Rio de Janeiro, 2000. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ).
- 2 AD HOC GROUP. Ad Hoc group on the berlin mandate. Provisional agenda and annotations. Eighth session, Bonn, 22-31 October 1997. Disponível em: <<http://unfccc.int/cop4/06-11.htm>>. Acesso em 24 maio 2005.
- 3 ANP – Agência Nacional do Petróleo. Portaria ANP n. 80, de 30 de abril de 1999; Características dos óleos combustíveis nacionais (alto e baixo teor de enxofre). Brasília. 1999.
- 4 ALSTOM POWER. Gás turbine GT11 – Overview – Training Program. Switzerland. 1999.
- 5 ALY, O.F. **Estudo para conversão de partes poluentes dos gases de combustão de termoelétrica a óleo em matéria prima para fertilizante**. São Paulo, 2001. Dissertação de Mestrado. IPEN/ CNEN da Universidade de São Paulo.
- 6 ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. A agência. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 06 out. 2003.
- 7 ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília, 1ª edição, 2002. 153p.
- 8 ANEEL(a) - Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração (BIG), Informações do Setor Elétrico. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em 2 mar. 2005.
- 9 ANEEL(b) - Agência Nacional de Energia Elétrica. Mais energia, Hidrelétricas. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em 2 mar. 2005.
- 10 ANEEL(c) - Agência Nacional de Energia Elétrica. Mais energia, Potenciais Hidráulicos. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/69.htm>>. Acesso em 11 maio 2005.
- 11 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Níveis de Ruído aceitáveis**. Rio de Janeiro: ABNT, 1987. (NBR 10152).
- 12 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Resíduos Sólidos - Classificação**. Rio de Janeiro: ABNT, 1987. (NBR 10004).

- 13 BECK, R.J. **Oil industry outlook 1994-1998 projection to 2002**. USA. 10 ed. PennWell Publishing Company. 1994. ISSN 1051-6565.
- 14 BEN - Balanço Energético Nacional 2002. Brasil - Ministério de Minas e Energia. Brasília. 2002. 200p. ISS 0101-6636.
- 15 BEN - Balanço Energético Nacional 2004. Brasil - Ministério de Minas e Energia. Brasília. 2004. 169p. ISS 0101-6636.
- 16 BRAGA, B.; HESPANHOL, I.; CONEJO, J.G.L.; MIERZWA, J.C.; BARROS, M.T.L.; SPENCER, M.; PORTO, M.; NUCCI, N.; JULIANO, N.; EIGER, S. **Introdução à Engenharia Ambiental – O desafio do desenvolvimento sustentável**. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2005. 318p. ISBN: 85-7605-041-2.
- 17 CETESB(a) - Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental. Ar. Índices e padrões de qualidade. Disponível em: <http://www.cetesb.sp.gov.br/Ar/ar_indice_padroes.asp>. Acesso em 3 nov. 2005.
- 18 CETESB(b) - Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental. Licenciamento Ambiental. Disponível em: <<http://www.cetesb.sp.gov.br/licenciamentoo/index.asp>>. Acesso em 3 nov. 2005.
- 19 CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Histórico - A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Disponível em: <<http://www.mae.org.br/mercado/historico/index.jsp>>. Acesso em: 9 mar. 2005.
- 20 COELHO, S.T.; PALETTA, C.E.M.; FREITAS, M.A.V. **Medidas mitigadoras para a redução de emissões de gases de efeito estufa na geração termelétrica**. Brasília. Dupligráfica. 2000. 222p.
- 21 COMGÁS - Companhia de Gás de São Paulo. Certificado de qualidade – Análise de gás natural (CRM EMAE). Amostra do dia 16/10/2001. Cromatografia gasosa ASTM 1945 São Paulo, 2001.
- 22 Congresso Brasileiro de Energia. Soluções para a Energia no Brasil, Energia e Meio Ambiente, Modelos Institucionais e Regulação das Empresas do Setor Energético, in: **IX Congresso Brasileiro de Energia – CBE, IV Seminário Latino-Americano de Energia – SLAE. Anais**. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, COPPE, UFERJ, Rio de Janeiro, 2002.
- 23 CNP - CONSELHO NACIONAL DO PETRÓLEO. Resolução n. 17, de 1 dez. 1987. Especificações do gás natural para consumo. Brasília. 1987.
- 24 DERÍSIO, J.C. Introdução ao controle de poluição ambiental. São Paulo: CETESB, 1992. 1ed.

- 25 DOE – EIA. Energy in the Americas. US Department of Energy. Energy Information Administration. Whashington D.C. 1999.
- 26 ECELSA. História da Energia Elétrica no Brasil. Disponível em: <<http://www.escelsa.com.br/aescelsa/historia-ee-brasil.asp>>. Acesso em: 04 out. 2004.
- 27 EIA - Energy Information Administration. End use sectors and total consumption: 1949 - 1999. Natural gas annual 1999. Whashington D.C. 1999a.
- 28 EIA - Energy Information Administration. International Energy Outlook – 1999. Energy Information Administration. Whashington D.C. 1999b.
- 29 EIA - Energy Information Administration. Recent trends in natural gas markets - 2001. Energy Information Administration. Whashington D.C. 2001.
- 30 ELETRICIDADE MODERNA. Aterro Bandeirantes gera Energia com a maior Termoelétrica a biogás do mundo. Editora Aranda. São Paulo, 2004. Ano XXXII, n. 361. p. 56-65. ISSN 0100-2104.
- 31 ELETRICITY, HEALTH AND THE ENVIRONMENT. **Comparative assessment in support of decision making.** In: International Symposium Vienna, 16-19 october. Vienna, IEAE, 1995.
- 32 ELETROBRÁS. Memória da Eletricidade, Cronologia. Disponível em: <<http://www.memoria.eletrabras.gov.br/historia.asp>>. Acesso em 4 out. 2004.
- 33 ELETROBRÁS. A empresa - Atuação em sistemas isolados. Disponível em: <http://www.eletrabras.gov.br/EM_Atuacao_SistIsolados/default.asp>. Acesso em 15 mar. 2005.
- 34 ELETROPAULO - ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A. **Síntese dos relatórios anuais de operação e do setor de verificação do desempenho,** Departamento de Usina Termoelétrica Piratininga, São Paulo, SP. 1980 a 1997.
- 35 EMAE – EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A. **Síntese dos relatórios anuais de operação e do setor de verificação do desempenho,** Departamento de Geração Térmica, São Paulo, SP. 1998 a 2004.
- 36 EMAE, ERM BRASIL. Estudo de Impacto Ambiental da Modernização e Ampliação da UTE PIRATININGA. São Paulo, 2002.
- 37 ERM ECONSULT LTDA, Avaliação das Emissões gasosas oriundas das chaminés da Usina Piratininga, São Paulo, 2001.
- 38 FERREIRA, M.R. **A ferrovia do diabo.** São Paulo. Ed. Melhoramentos. 2005. ISBN: 85-06-04476-6.

- 39 FOLHA ON LINE CIENCIA. Protocolo de Kyoto entra em vigor na quarta-feira sem ratificação dos EUA; 14/02/2005 - 16h52. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/folha/ciencia/ult306u12920.shtml>>. Acesso em: 18 maio 2005.
- 40 FOLHA ON LINE DINHEIRO. Descoberta triplica reserva de gás do país ; 4/09/2003 - 6h11. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u72996.shtml>>. Acesso em: 4 set. 2003.
- 41 FURNAS. Institucional – Memória Furnas. Disponível em: <http://www.furnas.com.br/institu_relato.asp>. Acesso em 4 out. 2004.
- 42 GARRIDO, J. Nova Piratininga – Ciclo Combinado vai gerar até 592MW. **Revista Engenharia**, São Paulo, n.562, p. 34-38, maio 2004.
- 43 GENERAL ELETRIC. **Livro de informações, dados e características – Unidades 1 e 2**. Usina Piratininga, 1954. São Paulo. SP.
- 44 GENERAL ELETRIC. **Livro de informações, dados e características – Unidades 3 e 4**. Usina Piratininga, 1960. São Paulo. SP.
- 45 GOLDEMBERG, J., CARVALHO, J. **Economia e política da energia**. Rio de Janeiro: J.Olympio, Núcleo Editorial da UERJ, 1980.
- 46 GROUP OF 77. Home page. Disponível em: <<http://www.g77.org/40/pr-poster-p.htm>>. Acesso em: 24 maio 2005.
- 47 GUIMARÃES, C.A. **Um comparativo dos riscos à saúde pública e dos impactos ambientais na geração de eletricidade pelo uso da energia nuclear, hidroelétrica e termoelétrica a carvão mineral**. São Paulo, 1982. Dissertação de Mestrado. IPEN/ CNEN da Universidade de São Paulo.
- 48 HAWKING, S. **O Universo numa Casca de Noz**. Tradução Korytowski. São Paulo: ARX Editora, 2002. 215p.
- 49 HINRICHS, R.A.; KLEINBACH, M. **Energia e Meio Ambiente**. Tradução da 3. ed norte americana. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2003. 543p.
- 50 HILSDORF, J.W.; REITANO, M.F.; BARROS, N.D. **Química tecnológica; combustão e combustíveis**. São Paulo. [sn]. 1987.
- 51 HISTÓRIA & ENERGIA. **A eletrificação do Brasil**. São Paulo. Eletropaulo. Departamento de Patrimônio Histórico. Ed. Pau Brasil. Número 2. 1986.
- 52 IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Dados Históricos dos Censos População presente, por sexo - 1872-1920 Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censohistorico/1872_1920.shtm>. Acesso em 7 mar. 2005a.

- 53 IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.. Dados Históricos dos Censos População Residente, Por situação do domicílio e por sexo – 1940 - 1996 Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censohistorico/1940_1996.shtm>. Acesso em 7 mar. 2005b.
- 54 IEA - International Energy Agency. Energy Balances of non OECD countries. Paris. International Energy Agency. 1991.
- 55 IEA - International Energy Agency. Energy Efficiency and the environment. Paris. OECD. International Energy Agency. 1991.
- 56 IEA - International Energy Agency. World Energy Outlook - 2000. Paris. OECD. International Energy Agency. 2001.
- 57 IENO, G.O., **Estudo Preliminar de Viabilidade Técnica e Econômica da Conversão da Usina Termoelétrica Piratininga em Ciclo Combinado**. São Paulo, 1993. Dissertação de Mestrado. IEE da Universidade de São Paulo.
- 58 IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas. **Curso de combustão industrial**. São Paulo. [sn]. 2001.
- 59 ITAIPU Binacional. A empresa – histórico. Disponível em: <www.itaipu.gov.br>. Acesso em: 4 out. 2004.
- 60 JUNGSTEDT, L.O.C. **Direito Ambiental – Legislação**. Rio de Janeiro: Thex Editora, 2002. 817p. ISBN: 85-85575-88-3.
- 61 LIGHT. Instituto Light, Século Light – Cronologia. Disponível em: <<http://www.light.com.br/foster/web/instituto/historico/cronologia/tecnologia.shtml>>. Acesso em: 17 fev. 2005.
- 62 LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A., **Síntese dos relatórios anuais de operação e do setor de verificação do desempenho**, Departamento de Usina Termoelétrica Piratininga, São Paulo, SP. 1954 a 1979.
- 63 MEMÓRIA. **História da Light**. São Paulo. Eletropaulo. Departamento de Patrimônio Histórico. Ed. EcoDigit. Número 23. 1996.
- 64 MEMÓRIA. **O destino do Rio Pinheiros**. São Paulo. Eletropaulo. Departamento de Patrimônio Histórico. Ano IV, Número 14. 1992.
- 65 MEMÓRIA ESPECIAL. **Vida, Morte, Vida do Tietê – A história de um rio de São Paulo**. São Paulo. Eletropaulo. Departamento de Patrimônio Histórico. Ed. EcoDigit. Edição Especial. 1992.

- 66 MILARÉ, E. **Direito do Ambiente: Doutrina, Jurisprudência, Glossário**. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2005. 1119p. ISBN: 85-203-2691-9.
- 67 MCT – BRASIL. MINISTÉRIO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA. Protocolo de Quioto. O Brasil e a Convenção – Quadro das Nações Unidas. Brasília. 29p. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/clima/quioto/pdf/Protocolo.PDF>>. Acesso em: 18 maio 2005.
- 68 MME – BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Modelo Institucional do Setor Elétrico. Brasília. 2003. 60p.
- 69 MME – BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Publicações, Planejamento e Desenvolvimento Energético, Energia Elétrica, Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em 3 ago. 2005.
- 70 MME – BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Setor Energético, destaques em 1999 e oportunidades de negócios. Brasília. 2000. 17p. Disponível em: <mme.gov.br/publicacoes/Mre_2000.pdf>. Acesso em: 4 jun. 2002.
- 71 MME – BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; ELETROBRÁS. Programa Nacional de Universalização do acesso e uso da energia elétrica. Brasília. 2004. 31p.
- 72 NOTÍCIAS TERRA. AMBIENTE; Quarta, 16 de fevereiro de 2005, 05h08. Protocolo de Kyoto entra em vigor após sete anos. Disponível em: <<http://noticias.terra.com.br/ciencia/interna/0,,O1472859-EI299,00.html>>. Acesso em: 18 maio 2005.
- 73 OIL AND GAS JOURNAL ANNUAL. International gas trade. Special Report. Vol.98, n.20. May 15, 2000. p. 62-77.
- 74 ONS - O Operador Nacional do Sistema Elétrico. Institucional, O setor Elétrico. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/ons/sin/index.htm>>. Acesso em: 6 out. 2003.
- 75 ONS - O Operador Nacional do Sistema Elétrico. Institucional, Legislação. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/ons/institucional/index.htm>>. Acesso em 15 mar. 2005a.
- 76 ONS - O Operador Nacional do Sistema Elétrico. Histórico de Operação, Indicadores de Desempenho do Sistema Interligado Nacional, Resultados da Operação. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em 8 mar. 2005b.
- 77 PESSOA, J.S. **Projeto piloto do etanol – Alternativa energética para substituição parcial ou total do óleo combustível em plantas de geração termoeletrica**. São Paulo, 2004. Dissertação de Mestrado. IPEN/CNEN da Universidade de São Paulo.

- 78 PETROBRÁS, Características dos óleos combustíveis, tabela enviada ao Laboratório Químico da Usina Piratininga, São Paulo, 2003.
- 79 POLI, D.C.R., et al. Pre-feasibility study for an electron beam flue gas treatment demonstration plant to Eletropaulo's Piratininga Power Plant. International Proceeding of the Symposium on Radiation Technology for Conservation of Environment, Zakopane, Poland, IEA-SM-350/7, 8-12 September, 1997, Viena Austria, IAEA-TEC-DOC-1023, 97-103, 1998.
- 80 POLI, D.C.R., et al. Present state of EB removal of SO₂ and NO_x from combustion flue gases in Brazil. Radiat. Phys. Chem. Elsevier, England, 46: 4-6, 1133-1136, 1995.
- 81 REIS, L.B. **Geração de energia elétrica** – Tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade. São Paulo: Manole, 2003. 324p.
- 82 ROBINS, S.L.; COTRAN, R.S. **Patologia – Bases patológicas das doenças**. Tradução Zacharias, M.C., et al. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005. ISBN 85-352-1391-0.
- 83 ROCCO, R., **Legislação Brasileira do Meio Ambiente**. Rio de Janeiro: DP&A Editora, 2005. 553p. ISBN: 85-7490-349-3.
- 84 SANTOS, E.M. **Gás Natural – Estratégias para uma energia nova no Brasil**. São Paulo: Annablume, Fapesp, Petrobrás, 2002. 352p.
- 85 SÃO PAULO (ESTADO). Ministério Público. **Legislação Ambiental - textos básicos**. São Paulo. IMESP. 2000. 884p.
- 86 SÃO PAULO (ESTADO). Secretaria de Estado do Meio Ambiente. **Convenção sobre mudança do clima, Entendendo o meio ambiente** - Coordenação geral do Secretário de Estado do Meio Ambiente de São Paulo Fabio Feldmann. São Paulo: SMA, 1997a.
- 87 SÃO PAULO (ESTADO). Secretaria de Estado do Meio Ambiente. **Convenção de Viena para a Proteção da Camada de Ozônio e Protocolo de Montreal sobre Substâncias que destroem a Camada de Ozônio, Entendendo o meio ambiente** - Coordenação geral do Secretário de Estado do Meio Ambiente de São Paulo Fabio Feldmann. São Paulo: SMA, 1997b.
- 88 SÃO PAULO (ESTADO). Secretaria de Estado do Meio Ambiente. **Programa Estadual de Prevenção a Destruição da Camada de Ozônio**. Disponível em:
<<http://www.ambiente.sp.gov.br/prozonestp/Actiozon/0z0800.htm>>. Acesso em: 18 maio 2005.

- 89 SÃO PAULO (PREFEITURA). **Maiores Aglomerados Urbanos do Mundo 2000.** Disponível em: <http://ww1.prefeitura.sp.gov.br/portal/a_cidade/organogramas/index.php?p=488&more=1&c=1&tb=1&pb=1>. Acesso em 7 mar. 2005.
- 90 SAUER, I. **Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro.** 1ª versão São Paulo, 2002. Universidade de São Paulo – Programa interunidades de pós-graduação em energia.
- 91 SINERGIA CUT. **Crise energética no Brasil.** São Paulo. 2001. 12p. Disponível em: <www.sinergiaspcut.org.br>. Acesso em 4 jun. 2002.
- 92 SOUZA, E.E. **História da Light – primeiros 50 anos.** São Paulo. Eletropaulo. Departamento de Patrimônio Histórico. 1989.
- 93 TOMMASI, L.R. **Estudo de impacto ambiental.** São Paulo: CETESB, Terragraph Artes e Informática, 1994. 354p.
- 94 VAN WYLEN, G.J., SONNTAG, R.E. **Fundamentos da Termodinâmica Clássica.** Tradução da 2ª Edição Norte Americana; Tradutores Yemano, E., et al. São Paulo: Edgard Blucher, 1976.
- 95 VILLANUEVA, L.Z.D. **Redução do impacto da poluição do ar em usinas termelétricas. Estudo de caso: Usina Termelétrica Iquitos.** São Paulo, 1998. Dissertação de Mestrado. Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia (EP/ FEA/IEE/IF) Universidade de São Paulo.
- 96 WIKIPÉDIA. São Paulo (Cidade). Informações, visão geral, história. Disponível em: <http://pt.wikipedia.org/wiki/S%C3%A3o_Paulo-SP>. Acesso em 21 set. 2005.
- 97 WOE - World Energy Outlook. Statistics, Oil Market Report, The World Energy Outlook. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em 2 ago. 2005.
- 98 ZANCHETA, M.N., **Aspectos Tecnológicos Referentes à Repotenciação de Usinas Termoelétricas.** São Paulo, 2000. Dissertação de Mestrado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- 99 ZANCHETA, M.N., POLI, D.C.R., MELDONIAN, N.L. **Uma análise dos impactos ambientais da Usina Termoelétrica Piratininga, em comparação aos gerados pela Usina Angra I.** In: International Atlantic Conference – INAC 2005. São Paulo. Anais. Rio de Janeiro: ABEN, Blumen Design. 2005. 1 CD ROM.
- 100 ZANCHETA, M.N., POLI, D.C.R., SANTOS, A.A. **A aplicação da automação na produção considerando o conceito de controle de geração de resíduos. O caso prático da Usina Termoelétrica Piratininga.** **Revista FAENAC de tecnologia – TEC**, n. 1, p. 49-59. 2005. ISSN 1678-9490.

- 101 ZANCHETA, M.N., POLI, D.C.R., SANTOS, A.A. **Automação dos queimadores da Usina Termoelétrica Piratininga, um primeiro passo em direção ao futuro.** Trabalho apresentado a 11ª Edição do Congresso e Exposição Internacional de Automação - CONAI 2004. Não Publicado.