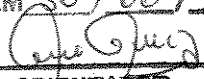


ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR LUÍS FERNANDO
MANO TRINDADE E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 30/06/97.



ORIENTADOR

MÁRIO OSCAR CENCIG
Professor
Coordenadoria Geral de Informática
UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

**Perspectiva de Expansão da Oferta de Eletricidade no Estado de São
Paulo Via Fontes Renováveis e Não Renováveis de Energia**

Autor: **Luís Fernando Mano Trindade**

Orientador: **Mário Oscar Cencig** 

06/97

16
T736p

31666/BC

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
SUB-COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM PLANEJAMENTO
DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

Perspectiva de Expansão da Oferta de Eletricidade no Estado de São
Paulo Via Fontes Renováveis e Não Renováveis de Energia

Autor: Luís Fernando Mano Trindade

Orientador: Mario Oscar Cencig

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 1997

S.P - Brasil

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
SUB-COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM PLANEJAMENTO
DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Perspectiva de Expansão da Oferta de Eletricidade no Estado de São
Paulo Via Fontes Renováveis e Não Renováveis de Energia**

Autor: Luís Fernando Mano Trindade

Orientador: Mario Oscar Cencig



Prof. Dr. Mario Oscar Cencig, Presidente
Unicamp/FEM



Prof. Dr. José Tomaz Vieira Pereira,
Unicamp/FEM



Prof. Dr. Moacyr Trindade de Oliveira Andrade,
Mackenzie/CPFL

Dedicatória:

Dedico este trabalho aos meus pais

Agradecimentos

Este trabalho não teria sido elaborado, não fosse o auxílio de diversas pessoas e algumas entidades, às quais deixo aqui os meus sinceros agradecimentos:

Primeiramente, ao Professor Dr. Mario Oscar Cencig pela orientação e aos Professores Dr. José Tomaz Vieira Pereira - Unicamp e Dr. Moacyr Trindade de Oliveira Andrade - CPFL, pelo exame minucioso e as valiosas sugestões.

A todos os professores do departamento, em especial, aos Profs. Dr. Arsênio Osvaldo Sevá Filho, Dr. Ennio Peres da Silva, Dr. Sérgio Valdir Bajay, Dr. Sinclair Mallet-Guy Guerra e Dr. Electo Silva Lora Sanchez, pela contribuição na ampliação de meus conhecimentos, através das disciplinas ministradas.

Aos colegas e funcionários do departamento, em especial, à Ester, à Ana e ao Rodrigues.

Aos colegas e amigos do curso, deste e de outros departamentos, pela confiança e amizade, no decorrer da elaboração deste trabalho, em especial à Claudia Bincoletto.

À Unicamp, pela infraestrutura e à CAPES, pelo apoio financeiro.

À ELETROBRÁS, de modo especial, ao Eng^o Renato Sacramento, pela concessão de dados e informações relativas à operação do sistema elétrico interligado Sul e Sudeste e os seus respectivos balanços de energia elétrica, indispensáveis à elaboração deste trabalho.

À CPFL, em especial aos Eng^os Wilson Silva e Sorge, pelo fornecimento de dados e informações sobre o mercado de energia elétrica do Estado de São Paulo, bem como à Secretária de Energia, em especial à Homero Saez, pelo fornecimento do balanço energético do Estado de São Paulo, informações de extrema importância à elaboração deste trabalho.

Sumário

Capítulo 1: Introdução.....01

1.1	Planejamento de Suprimento do Setor Elétrico.....	01
1.1.1	Metodologia de Planejamento da Expansão da Geração.....	01
1.1.2	Características do Planejamento da Expansão da Geração.....	02
1.1.3	Critérios de Garantia de Suprimento de Energia.....	03
1.1.4	Custos Marginais do Sistema de Geração.....	05
1.2	Componentes de um Sistema de Energia Elétrica.....	06
1.2.1	Sistemas Hidrotérmicos de Potência.....	07
1.3	O Perfil do Setor Elétrico Brasileiro.....	10
1.3.1	A Organização do Setor Elétrico Brasileiro.....	11
1.3.2	A Organização do Setor Elétrico do Estado de São Paulo.....	12
1.4	As Mudanças Institucionais do Setor Elétrico Brasileiro.....	15
1.4.1	A Reestruturação do Setor Elétrico do Estado de São Paulo....	17
1.5	O Objetivo do Trabalho.....	19
1.6	A Estrutura do Trabalho.....	21

Capítulo 2: Caracterização do Estado de São Paulo.....23

2.1	Caracterização Geral.....	23
2.2	Caracterização Econômica.....	24
2.2.1	Perfil Econômico do Estado de São Paulo.....	24
2.2.2	Comparação Econômica: São Paulo × Brasil.....	27
2.3	Caracterização Energética.....	29
2.3.1	Caracterização Energética da Demanda.....	29
2.3.2	Caracterização Energética da Oferta.....	37

2.4	Intensidade Energética entre São Paulo e Brasil.....	41
-----	--	----

Capítulo 3: A Energia Elétrica no Estado de São Paulo.....44

3.1	O Mercado e a Produção de Energia Elétrica.....	44
3.1.1	A Evolução do Consumo.....	44
3.1.2	A Evolução da Produção.....	50
3.2	A Previsão do Mercado e da Disponibilidade de E.Elétrica.....	56
3.2.1	Metodologia de Previsão do Mercado de Energia Elétrica.....	56
3.2.2	A Previsão do Mercado de E.Elétrica no Período 1996 a 2005...	57
3.2.3	A Previsão da Disponibilidade de Energia no Período 96/2005...	59
3.2.4	A Projeção da Carga Própria e da Disponibilidade de Energia no Período 2006 a 2015.....	65

Capítulo 4: Potenciais Energéticos Não Renováveis.....67

4.1	Fontes Não Renováveis.....	67
4.2	Turfa.....	68
4.2.1	Caracterização Geral.....	68
4.2.2	Utilização e Consumo.....	69
4.2.3	Reserva e Produção.....	71
4.2.4	Potencial Termoelétrico.....	72
4.3	Xisto.....	73
4.3.1	Caracterização Geral.....	73
4.3.2	Utilização e Consumo.....	74
4.3.3	Reserva e Produção.....	75
4.3.4	Potencial Termoelétrico.....	76
4.4	Gás Natural.....	77
4.4.1	Caracterização Geral.....	77
4.4.2	Utilização e o Consumo.....	78
4.4.3	Reserva e Produção.....	79
4.4.4	Mercado e a Oferta de Gás Natural.....	83

Capítulo 5: Potenciais Energéticos Renováveis.....88

5.1	Fontes Renováveis.....	88
5.2	O Potencial Hidrelétrico.....	89
5.3	O Potencial do Bagaço de Cana de Açúcar.....	91
5.3.1	O Processo de Desenvolvimento da Tecnologia BIG/STIG.....	91
5.3.2	A Gaseificação da Biomassa.....	92
5.3.3	A Tecnologia BIG/STIG.....	94
5.3.4	Dificuldades Técnicas e Institucionais.....	95
5.3.5	O Potencial de Geração de Energia Elétrica.....	97
5.3.6	O Custo da Energia Elétrica.....	99

Capítulo 6: Conclusão.....102

Anexo 1:	Tabelas A e B - Evolução da Intensidade Energética por Habitante e por Produto de S.P e Brasil.....	105
-----------------	---	-----

Anexo 2:	Tabelas A,B eC - Características Técnicas das Usinas em Operação da CESP, CPFL e ELETROPAULO.....	107
-----------------	---	-----

Anexo3:	Etapas de Estudo de um Aproveitamento Hidrelétrico.....	109
----------------	---	-----

Anexo 4:	Definições sobre Recursos e Reservas.....	111
-----------------	---	-----

Anexo 5:	Tecnologia IGCC.....	112
-----------------	----------------------	-----

Anexo 6:	Índice Custo/Benefício.....	114
-----------------	-----------------------------	-----

Referência.....		115
------------------------	--	------------

Lista de Gráficos

**Gráfico 2.1 - Evolução do PIB Paulista em Relação ao PIB Nacional
e ao PIB dos Demais Estados do Brasil.....25**

**Gráfico 2. 2 - Evolução dos Índices Reais do Produto Interno Bruto a Custo de Fatores
e Segundo os Setores da Atividade Econômica do Estado de São Paulo...26**

**Gráfico 2.3 - Evolução da Estrutura do PIB Real a Custo de Fatores Segundo os
Setores de Atividade Econômica do Estado de São Paulo.....27**

**Gráfico 2.4 - Evolução da Participação Relativa (%) do PIB Paulista no PIB Nacional
em Termos Reais e por Setores de Atividade Econômica.....28**

Gráfico 2.5 - Evolução do Consumo Final Energético por Setor do Estado de SP.....29

**Gráfico 2.6 - Evolução da Participação Relativa (%) do Consumo Final Energético
por Setor do Estado de São Paulo.....31**

**Gráfico 2.7 - Evolução da Participação Relativa (%) do Consumo Final Energético
por Setor do Estado de São Paulo em Relação ao Brasil.....32**

Gráfico 2.8 - Evolução do Consumo Final Energético por Fonte do Estado de SP.....33

**Gráfico 2.9 - Evolução da Participação Relativa (%) do Consumo Final Energético
por Fonte do Estado de São Paulo..... 35**

**Gráfico 2.10 - Evolução da Participação Relativa (%) do Consumo Final Energético
por Fontes do Estado de São Paulo em Relação ao Brasil.....36**

**Gráfico 2.11 - Evolução da Produção de Energia a Partir de Fontes Primárias do Estado
de São Paulo.....37**

**Gráfico 2.12 - Evolução da Participação Relativa (%) da Produção de Energia a Partir
de Fontes Primárias do Estado de São Paulo em Relação ao Brasil.....39**

Gráfico 2.13 - Evolução da Dependência Externa de Energia do Estado de São Paulo...40

**Gráfico 2.14 - Evolução do Consumo Per Capita de Energia do Estado de São Paulo e do
Brasil de 1980 a 1995.....42**

Gráfico 2.15 - Evolução da Intensidade Energética por Produto do Estado de São Paulo e do Brasil.....43

Gráfico 3.1 - Evolução do Consumo Total de Eletricidade por Classe do Estado de São Paulo.....45

Gráfico 3.2 - Evolução das Taxas de Crescimento do PIB e Eletricidade do Estado de São Paulo.....48

Gráfico 3.3 - Evolução da Estrutura de Participação Relativa (%) do Consumo Total de Eletricidade por Classes do Estado de São Paulo.....49

Gráfico 3.4 - Evolução do Balanço de Energia Elétrica do Estado de São Paulo.....54

Gráfico 3.5 - Previsão do Mercado Firme de Eletricidade do Estado de São Paulo.....58

Gráfico 3.6 - Evolução do Balanço de Energia Garantida do Estado de São Paulo.....63

Gráfico 3.7 - Evolução da Dependência de Fornecimento Externo de Energia Garantida no Estado de São Paulo - 1996 a 2005.....64

Gráfico 4.1 - Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural no Brasil, São Paulo e Rio de Janeiro no Período de 1980 a 1994.....81

Gráfico 4.2 - Evolução da Produção de Gás Natural no Brasil, São Paulo e Rio de Janeiro no período de 1980 a 1995.....82

Gráfico 5.1 - Evolução do Balanço de Energia Elétrica do Estado de São Paulo no Período de 1996 a 2015 em MW médio.....99

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Representação de um Sistema de Energia Elétrica.....6

Figura 1.2 - Perfil Típico de uma Usina Hidrelétrica.....8

Figura 1.3 - Esquema Simplificado de uma Usina Termoelétrica.....10

**Figura 1.4 - Suprimento Energético entre as Concessionárias do Sistema
Interligado Sul, Sudeste e Cento-Oeste.....13**

Figura 2.1 - Posição Geográfica do Estado de São Paulo.....24

Figura 4.1 - Alternativas de Produção de Energia Elétrica a Partir da Turfa.....70

Figura 5.1 - Sistema BIG/STIG para a Cogeração em Usina Sucroalcooleira.....95

Quadro 1 - Processo de Ciclo Combinado com Gaseificação Integrada - IGCC.....112

Lista de Tabelas

**Tabela 2.1 - Taxas Médias de Crescimento Anual do Consumo Final Energético por
Setores do Brasil e do Estado de São Paulo no Período de 1980 a 1995 em
%.....31**

**Tabela 2.2 - Taxas Médias de Crescimento Anual do Consumo Final por Fontes
Energéticas do Brasil e do Estado de SP no Período de 1980 a 1995 em
%.....34**

**Tabela 3.1 - Evolução dos Consumos per Capita de Energia e Eletricidade
do Estado de São Paulo no Período de 1980 a 1995.....50**

**Tabela 3.2 - Evolução da Capacidade Nominal Instalada do Parque
Gerador do Estado de São Paulo em MW.....51**

**Tabela 3.3 - Resumo da Potência Nominal Instalada - MW e da Energia Firme -
MW médio por Concessionárias do Estado de São Paulo em 1995.....53**

Tabela 3.4 - Evolução da Previsão da Carga Própria de Energia do Estado de S.P.....59

Tabela 3.5 - Cronograma da Expansão da Geração de Energia Elétrica no Estado de SP	
- 1996/2005.....	60
Tabela 3.6 - Evolução da Disponibilidade de Energia Garantida por Concessionária do	
Estado de São Paulo no Período de 1996 a 2005 em MW médio.....	62
Tabela 3.7 - Evolução dos Balanços de Energia Garantida das Regiões Sul, Sudeste e do	
Estado de São Paulo em MW médio no Período 1996 a 2005.....	63
Tabela 3.8 - Evolução do Balanço e da Dependência de Energia Firme do ESP em MW	
médio - 2006/2015.....	65
Tabela 4.1 - Reservas Mundiais e Brasileiras de Turfa com 40% de Umidade em Milhões	
de Toneladas.....	71
Tabela 4.2 - Características Físicas e Químicas de Alguns dos Principais Xistos.....	73
Tabela 4.3 - Reservas Mundiais e Brasileiras de Xisto em Milhões de Barris de Óleo...76	
Tabela 4.4 - Reservas Provadas de Gás Natural no Mundo e por Estados	
do Brasil em Bilhões de m³ em 1994.....	79
Tabela 4.5 - Produção de Gás Natural no Mundo e por Estados do Brasil em Milhões de	
m³/dia em 1994.....	81
Tabela 4.6 - Consumo de Gas natural no Brasil e nos Estados de São Paulo e Rio de	
Janeiro no ano de 1995 em mil m³/dia.....	83
Tabela 4.7 - Projeção do Mercado de Gás Natural na Região Sudeste (mil m³/dia).....	84
Tabela 4.8 - Previsão da Oferta de Gás Natural na Região Sudeste (mil m³/dia).....	84
Tabela 5.1 - Potencial Hidrelétrico Brasileiro - 31/12/94.....	89
Tabela 5.2 - Evolução da Potência Instalada do Parque Gerador do Estado de São Paulo	
no Período de 1995 a 2005.....	90
Tabela 5.3 - Disponibilidade de Energia Firme Excedente para o E.S.P Via Tecnologia	
BIG/STIG.....	98
Tabela 5.4 - Custos de Geração de Energia Elétrica para Diversos Combustíveis	
e Processos Tecnológicos.....	100
Tabela A - Evolução da Intensidade Energética por Habitante e por Produto de	
São Paulo.....	105
Tabela B - Evolução da Intensidade Energética por Habitante e por Produto do	
Brasil.....	106
Tabela A - Características Técnicas das Usinas em Operação da ELETROPAULO -	
1995.....	107

Tabela B - Características Técnicas das Usinas em Operação da CPFL - 1995.....107
Tabela C - Características Técnicas das Usinas em Operação da CESP - 1995.....108

Resumo

TRINDADE, Luís Fernando Mano, Perspectiva de Expansão da Oferta de Eletricidade no Estado de São Paulo Via Fontes Renováveis e Não Renováveis de Energia, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 124 p. Tese (mestrado).

O Estado de São Paulo esgotará cerca de 87,4% do seu potencial hidrelétrico até o final deste século, com a conclusão das Usinas Hidrelétricas de Porto Primavera (1.818 MW) e do complexo de Canoas I e II (155 MW). Já em 1995, São Paulo importou de empresas federais (ITAIPU e FURNAS), cerca de 35.341 GWh, o que corresponde a 36,3% das necessidades de energia elétrica para atender o seu mercado. Esta dependência do Estado nesta área crescerá ainda mais nos próximos anos, se não forem encontradas alternativas de suprimento economicamente viáveis dentro do Estado para atender ao aumento da demanda de energia elétrica previsto. Além disto, a atual falta de recursos públicos do setor elétrico nacional para investir na expansão da geração de eletricidade pode contribuir num futuro próximo com uma crise de abastecimento deste insumo para as regiões: Centro-Oeste, Sul e Sudeste e principalmente, o Estado de São Paulo, como o maior mercado nacional, o mais prejudicado. O dimensionamento das fontes energéticas para a produção de eletricidade constitui-se em uma das atividades principais do planejamento da expansão da geração. Portanto, o objetivo final deste trabalho consiste no levantamento dos potenciais energéticos renováveis (bagaço de cana-de-açúcar e o potencial hidrelétrico remanescente) e não renováveis (turfa, xisto e gás natural) do Estado de São Paulo, para fins de geração de energia elétrica, e na análise das perspectivas de utilização das tecnologias de geração, que já estão desenvolvidas ou em vias de desenvolvimento na expansão do atual parque gerador do setor elétrico paulista. Também é verificado em que condições essas alternativas podem diminuir a necessidade de importação estadual deste insumo energético nos próximos vinte anos. Por último, realiza-se um estudo da perspectiva de inserção do gás natural boliviano na matriz energética do Estado, via o setor elétrico paulista e as conseqüências para este setor.

Palavras Chaves: Energia Elétrica, Consumo e Balanço; Recursos Energéticos, Xisto, Turfa, Gás Natural, Bagaço de Cana de Açúcar e Potencial Hidrelétrico; Estado de São Paulo.

Abstract

TRINDADE, Luís Fernando Mano, *Perspectiva de Expansão da Oferta de Eletricidade no Estado de São Paulo Via Fontes Renováveis e Não Renováveis de Energia*, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 124 p. Tese (mestrado).

São Paulo State will end up about 87,4% of its hydroelectric potential until the end of this century reaching the conclusion of Porto Primavera Usines (1.818 MW) and Canoas I and II complex (155 MW). Even in 1995, São Paulo imported from federal enterprises (ITAIPU and FURNAS), about 35.341 GWh, that corresponds to 36.3% of the necessities of the electrical energy to maintain its market. This dependence of the State in this area will grow even more in the next years, if supplying alternatives were not found and these alternatives have to be economically possible in the State to correspond to the increasing foreseen demand of energy. Besides this, the present lack of public resources in the national electrical sector to invest in the increasing of electricity generation can contribute in a near future with a crisis of supply for these regions: West, South, Southeast and mainly, São Paulo State, since it is the biggest market, it can also be the most harmed. The dimension of energetical sources for the production of electricity consists of one of the main activities in planning the expansion of generation. So, the final target of this work consists of increasing the renewable energetic potentials (sugar cane husks, the remaining hydroelectrical potential) and not renewable (peat, schist, and natural gas in São Paulo State, in order to generate electrical energy, and in the analysis of the perspectives in the utilization of the generating technologies, which are already developed or starting to be developed in the expansion of the present generator field). It is also verified in which conditions these alternatives can diminish the necessity of importing this energetical consume in the next twenty years in the State. At last, a study has been done about the perspective of inserting a natural Bolivian gas in the State headquarters in function of this paulista electrical sector and the consequences for this sector.

Key Words: Electrical Energy, Demand and Balance; Energetical Sources, Peat, Shale, Natural Gas, Sugar Cane husks and Hydroelectrical potential; São Paulo State.

Capítulo 1

Introdução

1.1 Planejamento de Suprimento do Setor Elétrico

A disponibilidade de energia elétrica em quantidade e qualidade suficientes constitui um dos fatores necessários ao desenvolvimento tecnológico de uma determinada nação, Estado, ou até mesmo uma região. Não só há a necessidade de uma oferta adequada deste insumo, como também o seu custo deve ser o menor possível de modo a despertar o interesse dos consumidores, propiciando a instalação de novos empreendimentos e melhores condições de vida à população. No entanto, este custo deve ser suficiente para possibilitar a expansão do sistema de suprimento de energia elétrica. Como uma forma de se atender a esses objetivos e principalmente a uma determinada demanda de eletricidade, através dos componentes de um sistema de energia elétrica, que serão vistos na próxima seção, realiza-se o planejamento de suprimento do setor elétrico.

Se este planejamento tem como objetivo o estabelecimento de metas de geração de energia elétrica para um determinado período, considerando as usinas do sistema já existentes, tem-se então o planejamento da operação do sistema. Se, além disso, estabelece-se dentre um elenco de possíveis usinas a serem instaladas, quais seriam as utilizadas, bem como seu cronograma de motorização e suas metas de geração, dentro de um período pré-fixado, temos o planejamento da expansão do sistema [RICCIULLI, 1990].

1.1.1 Metodologia de Planejamento da Expansão da Geração

Segundo a ELETROBRÁS [1994], o planejamento da expansão de um parque gerador caracteriza-se por duas atividades distintas que se desenvolvem paralelamente: i) o

dimensionamento das fontes de geração e ii) a determinação de um programa de expansão do sistema gerador. No entanto, para a realização destas atividades, são necessários estudos que, no caso do setor elétrico brasileiro, são divididos em três etapas de metodologia:

i) Estudos de longo prazo, que têm por finalidade analisar e identificar num horizonte de trinta anos, as linhas mestras de desenvolvimento do sistema elétrico, fixando em função da composição esperada do parque gerador, das capacidades estimadas dos troncos de transmissão, e do desenvolvimento de processos tecnológicos e industriais, as metas para o programa de expansão de médio prazo. Neste horizonte, a disponibilidade dos recursos primários e tecnológicos para a geração de energia elétrica assume um papel fundamental. O último estudo de longo prazo realizado pelo setor elétrico brasileiro é conhecido como Plano 2015.

ii) Estudos de médio prazo, que estabelecem o programa de obras de geração do sistema elétrico para os próximos quinze anos, fixando a data de entrada em operação dos diversos projetos de forma a atender os requisitos do mercado de energia elétrica previstos para cada região, dentro dos critérios estabelecidos de garantia de atendimento ao mercado consumidor. Nestes estudos, a condição de economicidade das alternativas de expansão é o fator principal.

iii) Estudos de curto prazo, que estabelecem os Programas Decenais de Geração e envolvem o horizonte de decisões em termos de início de implantação dos empreendimentos. Estes estudos representam o ajuste das alternativas de expansão que foram estabelecidas nos estudos de médio prazo às variações conjunturais das premissas adotadas, tais como: mercado de energia elétrica, atrasos nos cronogramas das obras em andamento, ou mesmo as restrições financeiras.

1.1.2 Características do Planejamento da Expansão da Geração

No planejamento da expansão da geração são conjugadas as características dos planejamentos dos sistemas termelétricos e hidrelétricos. A expansão para estes dois sistemas baseia-se na incorporação ao sistema gerador existente de novas unidades geradoras de diferentes tipos, levando-se em conta suas características técnicas e econômicas. A ordenação das alternativas de expansão futura é baseada no índice custo/benefício das novas usinas, que é dado em unidades monetárias por unidade de energia produzida (\$/MWh) [RICCIULLI,

1990]. Na avaliação desse custo devem ser levados em consideração todos os gastos de investimentos em equipamentos de geração e transmissão, bem como os custos associados à operação e manutenção e finalmente o custo do combustível, que no caso das hidrelétricas é nulo.

Segundo **FORTUNATO et alli [1990]**, a expansão de sistemas de geração termelétricos baseia-se principalmente no estabelecimento de um nível de confiabilidade para o atendimento da demanda máxima futura. Para isto, é necessário que os acréscimos de capacidade instalada de um determinado parque gerador sejam dimensionados e escalonados no tempo, de modo a assegurar o atendimento a esta demanda máxima e aos requisitos de reserva de potência¹.

Por outro lado, a expansão da geração de sistemas hidrelétricos também é baseada na capacidade de atendimento à demanda máxima futura, sendo que as necessidades de acréscimo deste parque gerador são dimensionadas em função dos critérios de garantia de suprimento de energia, que serão analisados a seguir.

1.1.3 Critérios de Garantia de Suprimento de Energia

A disponibilidade de geração de energia das usinas hidrelétricas depende das afluições futuras, sobre as quais tem-se um elevado grau de incerteza. Esta disponibilidade de geração é estimada com base em critérios de garantia de suprimento, que podem ser tratados, tanto de uma forma determinística, como probabilística [**FORTUNATO et alli, 1990**].

O critério determinístico de suprimento de energia, também conhecido como critério de energia firme, não leva em consideração a natureza aleatória das vazões futuras, o que é contornado pela hipótese de repetição de afluições iguais ao registro histórico de vazões do período crítico, ou seja, este critério representa uma configuração estática do sistema de geração. Os conceitos básicos associados a esse critério são, segundo a **ELETROBRÁS [1994]**:

¹ A reserva de potência representa uma folga de capacidade de geração, necessária para permitir que se mantenha a qualidade de suprimento na ocorrência de falhas das unidades geradoras, erros de previsão de carga e necessidades de regulação da frequência do sistema [**FORTUNATO et alli, 1990**].

i) A energia firme do sistema gerador, que corresponde ao maior valor possível de energia capaz de ser produzido por este sistema, sem a ocorrência de déficits, no caso de repetição das afluições do período hidrológico crítico;

ii) O período hidrológico crítico, que corresponde ao pior período hidrológico contido na série histórica de vazões naturais.

No entanto, este critério de garantia de suprimento de energia foi aplicado nos estudos de planejamento da expansão da geração do setor elétrico brasileiro até 1986, sendo então substituído, por razões de natureza econômica (para minimizar os custos de atendimento) pelo critério probabilístico, também conhecido como energia garantida. Este critério, ao contrário do outro, representa uma configuração dinâmica do sistema de geração, pois leva em consideração, ao longo do horizonte de planejamento: a expansão do sistema gerador e dos principais troncos de transmissão, as regras de operação ótima do parque gerador, a natureza aleatória das vazões futuras e ainda permite quantificar os riscos de suprimento de energia [FORTUNATO et alli, 1990].

Segundo MARTINEZ [1994], a energia garantida de um sistema gerador é definida como sendo a máxima energia média anual que pode ser suprida continuamente por este sistema, de forma a atender a um critério probabilístico de garantia de suprimento². Pode se calcular esta energia através de dois métodos:

i) Pelo risco anual de déficit de energia³, também conhecido como probabilidade anual de déficit de energia. Este método envolve a utilização de modelos de programação dinâmica (podendo ser tanto o Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes - MSSE, como o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas - MSUI) para a simulação da operação do sistema gerador. Estes modelos utilizam-se de séries sintéticas de energia afluentes (cerca de 2000), que foram geradas através de um modelo estocástico, a partir do histórico de vazões naturais [ELETROBRÁS, 1994]. Assim, cada simulação para vários níveis de carga,

² Atualmente, o setor elétrico brasileiro adota como critério de garantia de suprimento o valor de 5% para a probabilidade anual de déficit de energia em seu planejamento da expansão da geração [ELETROBRÁS, 1994].

³ O risco anual de déficit indica qual é a probabilidade de ocorrência de déficit de energia em um determinado ano. Assim, por exemplo, quando referimos que uma determinada região possui um risco de déficit de 10% em 1999, significa que nesta região há uma chance de 10% de ocorrer o racionamento de energia e uma chance de 90% de que não venha a ocorrer neste ano. Este risco é dado pela relação entre o número de seqüências com déficit e o número de seqüências simuladas [ELETROBRÁS, 1994].

corresponde a um valor estimado para a probabilidade anual de déficit de energia, sendo que a energia que produz um valor de déficit igual ao valor previamente especificado (que no sistema elétrico nacional é 5%) é a energia garantida do sistema.

ii) Pelo custo marginal, que se baseia em um critério econômico. À medida em que se aumenta a oferta do sistema gerador, provoca-se um aumento nos custos marginais de operação. Desta forma, a energia garantida é a carga que iguala os custos marginais de curto e longo prazo no sistema de geração, assunto este que será melhor analisado no item 1.1.4.

Portanto, em função da grande participação das usinas hidrelétricas no setor elétrico nacional e também pelo critério de garantia de suprimento adotado por este setor, existe a possibilidade de que o sistema gerador não seja capaz de atender à totalidade do mercado previsto, ocorrendo então a presença de déficits de natureza distintas, que segundo a **ELETROBRÁS [1994]** são:

i) O déficit de energia (acionamento), que é motivado pela ocorrência de uma sequência hidrológica desfavorável, resultando em uma disponibilidade de água insuficiente para permitir que o parque gerador supra o mercado. Este tipo de déficit pode ser previsto com uma certa antecedência.

ii) O déficit de potência, que resulta das indisponibilidade forçadas ou programadas dos equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

1.1.4 Custos Marginais do Sistema de Geração

O custo marginal é definido como a relação entre o acréscimo de custo total no sistema de geração, necessário para suprir um incremento do mercado de eletricidade, e este incremento de mercado. Este custo é expresso em unidades monetárias por unidade de energia elétrica (\$/MWh), sendo utilizado no planejamento da expansão e operação de sistemas geradores, o qual se distingue em dois tipos: o custo marginal de operação, ou de curto prazo e o custo marginal de expansão, ou de longo prazo [ASSAD, 1989].

O custo marginal de curto prazo é o custo por unidade de energia elétrica produzida incorrido ao se atender a um acréscimo de carga no sistema elétrico através dos meios já existentes. Isto pode ser feito através da diminuição de vertimentos nas usinas hidrelétricas

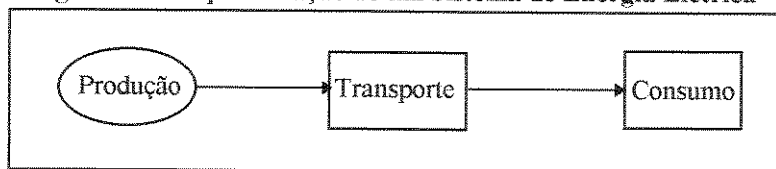
(custo zero), através de maior geração térmica nas usinas já existentes, ou até mesmo pelo aumento do déficit esperado. Já o custo marginal de longo prazo, ou de expansão, é o custo por unidade de energia elétrica produzida incorrido ao se atender um acréscimo de carga no sistema elétrico, através da incorporação ao mesmo de uma nova usina geradora [FORTUNATO et alli, 1990].

Quando o custo marginal de operação for inferior ao de expansão, significa que é mais econômico suprir um acréscimo de carga pelo sistema gerador existente, ou seja, este sistema está superdimensionado. Caso contrário, é mais econômico suprir este acréscimo de carga considerando a antecipação de projetos de geração. Neste caso, o sistema está subdimensionado. Quando ocorre a igualdade entre os custos, o sistema gerador está corretamente dimensionado e operando de uma forma otimizada, o que não acontece atualmente com o sistema elétrico interligado das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

1.2 Componentes de um Sistema de Energia Elétrica

A energia elétrica necessita de um complexo sistema de componentes para fazer chegar aos diferentes consumidores, onde quer que eles estejam e no momento que o desejarem, o insumo produzido nas diferentes fontes de geração. Em sua representação mais simplificada, este sistema pode ser dividido em meios de produção, de transporte e do consumo, conforme mostra a figura 1.1.

Figura 1.1 - Representação de um Sistema de Energia Elétrica



Os meios de produção correspondem aos diferentes tipos de equipamentos para a geração de energia elétrica. Dentre estes, são particularmente relevantes em um sistema de geração de grande porte, as usinas hidrelétricas (UHEs), as usinas termoeletricas (UTES) e finalmente as usinas nucleares (UNEs).

Os meios de transporte correspondem às linhas de transmissão e subestações que são utilizadas para fazer chegar ao consumo a eletricidade produzidas nas usinas. E finalmente, os meios de consumo correspondem à etapa da distribuição, sendo esta, formada por um conjunto

de equipamentos e instalações necessários para se formarem o elo final da ligação entre a geração e o consumidor final de eletricidade.

A produção de eletricidade é o resultado da transformação de outros tipos de energia, sendo que a utilização dos diferentes tipos de usinas geradoras é função da existência de fontes primárias de energia, que podem ser renováveis ou não. Quanto à localização das unidades geradoras, isso ocorre em função da disponibilidade ou não dos recursos primários. No caso das UHEs, sua localização depende da existência de aflúências e desníveis adequados nos cursos d'água, sendo que atualmente, esses sítios hidráulicos, ainda não explorados, estão localizados longe dos grandes centros de carga do Estado de São Paulo. Já as UTEs e UNEs, dependendo do impacto ambiental que podem causar e também das disponibilidades de combustíveis, podem ser localizadas próximas aos grandes centros de carga, como exemplo, a cidade de São Paulo.

1.2.1 Sistemas Hidrotérmicos de Potência

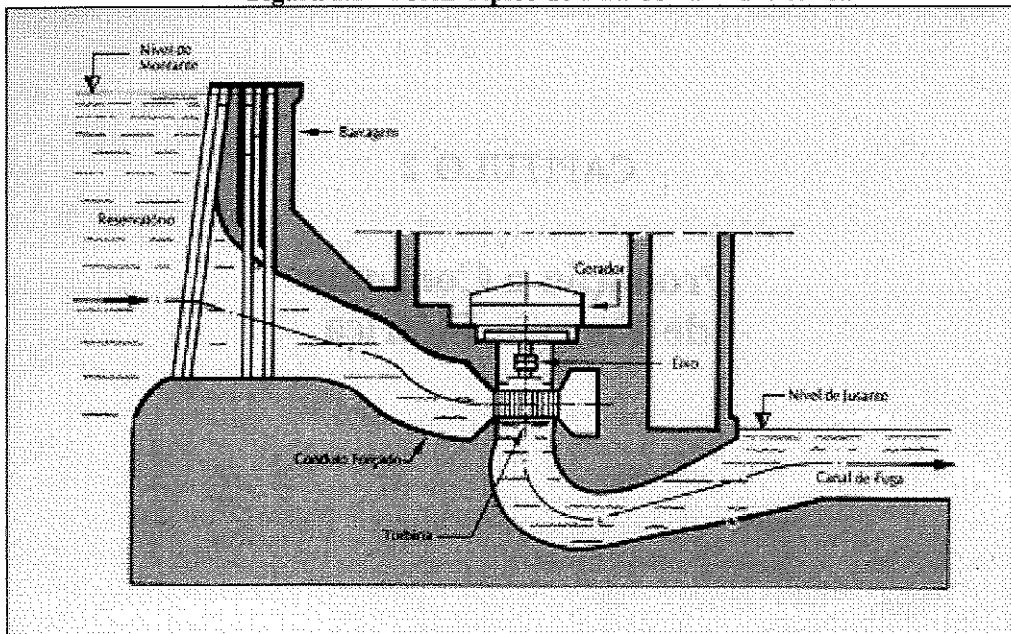
Os chamados sistemas hidrotérmicos de potência são constituídos por usinas: hidrelétricas, termelétricas e nucleares, interconectadas entre si por linhas de transmissão, que formam uma malha elétrica com a função, tanto de interligar as fontes de geração de energia elétrica entre si, como também de abastecer os centros de consumo de eletricidade [MARTINEZ, 1994].

As usinas hidrelétricas podem ser classificadas de acordo com o tipo de capacidade de regularização de seus reservatório em: a fio d'água e de acumulação. A usina a fio d'água, em geral, dispõe de um reservatório com uma capacidade de armazenamento muito pequena, ou seja, possui um volume suficiente somente para a regularização de descargas semanais ou diárias, e em algumas vezes, utiliza apenas a própria vazão natural do rio para a geração de energia elétrica [RICCIULLI, 1990]. Já a usina de acumulação possui um reservatório com uma capacidade de armazenamento de grande porte, o que permite que seja possível regularizar as vazões do rio durante um mês, um ano, ou até mesmo por vários anos. A principal vantagem deste tipo de usina, é que esta permite que se atenua de uma forma bastante eficiente o efeito da variabilidade das aflúências naturais, pois armazena a água nos períodos úmidos e depleciona esta nos períodos secos [FORTUNATO et alli, 1990].

Segundo **SOUZA et alli [1983]**, as usinas hidrelétricas podem ser classificadas ainda quanto à altura de queda e à potência instalada. Em relação à última, essas são divididas em três categorias: i) Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), cuja potência instalada varia de 1 a 10 MW; ii) Médias Centrais Hidrelétricas (MCHs), onde a capacidade instalada varia de 10 a 100 MW e iii) Grandes Centrais Hidrelétricas (GCHs), cujas potências são superiores a 100 MW.

Basicamente, as usinas hidrelétricas são constituídas por: i) uma barragem na qual se forma um reservatório, que além de servir para a regularização das vazões do rio, permite a criação de uma diferença de níveis entre o espelho d'água deste (montante) e o canal de fuga (jusante); ii) uma tomada d'água e condutos forçados que levam a água do reservatório até a casa de força, situada num nível mais baixo; iii) a casa de força, onde estão instalados os grupos turbina-gerador e outros equipamentos auxiliares e iv) o canal de fuga, através do qual a água é reconduzida ao rio ou a um outro curso d'água. A figura 1.2 apresenta o perfil simplificado de uma usina hidrelétrica.

Figura 1.2 - Perfil Típico de uma Usina Hidrelétrica



Fonte: (FORTUNATO et alli, 1990)

O processo de geração de eletricidade via hidroelétrica consiste na transformação da energia potencial da água armazenada no reservatório em energia cinética e energia de pressão dinâmica, através da passagem desta pelos condutos forçados. Tal fato permite realizar o acionamento da turbina hidráulica que converte esta energia em energia mecânica, que por sua

vez é transmitida pelo eixo ao gerador. Já este tem a função de transformar a energia mecânica em energia elétrica, a qual passa por uma subestação elevadora de tensão, sendo então injetada no sistema de transmissão, o que a fará chegar até aos centros consumidores [FORTUNATO et alli, 1990].

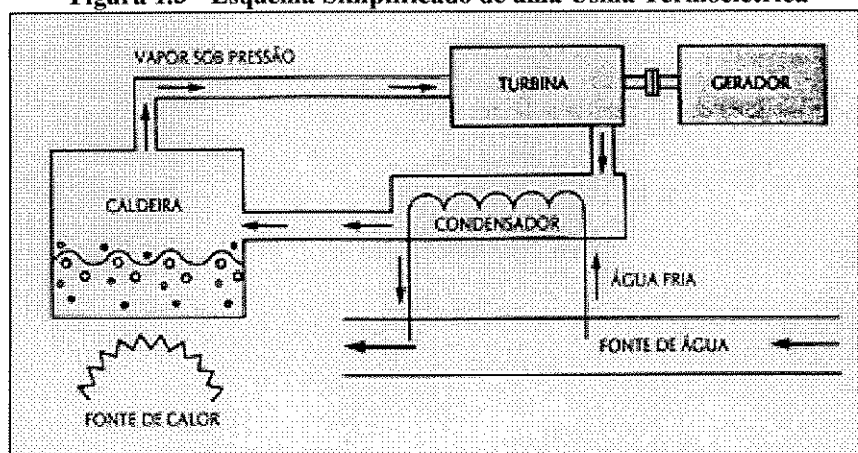
Quanto às usinas termoeletricas, estas produzem energia elétrica a partir da energia química proveniente da queima de certos combustíveis, tais como: óleo combustível, carvão mineral ou vegetal, gás natural, bagaço de cana de açúcar e outros, ou ainda, a partir da energia nuclear, através do processo de fissão nuclear, onde são utilizados elementos pesados tais como: o urânio, o plutônio e o tório [SOUZA et alli, 1983]. A principal vantagem deste tipo de usina em relação às UHEs reside no fato de que a produção destas não está sujeita à aleatoriedade, pois as reservas (caso existam) ou disponibilidades de combustíveis podem ser controladas.

A figura 1.3 (página seguinte) mostra um esquema simplificado de uma usina termoeletrica. A energia contida no combustível é transmitida à água da caldeira, gerando vapor d'água numa determinada condição de pressão e temperatura. Os vapores deixam a caldeira e através da turbina a vapor, convertem a energia térmica em energia mecânica, que será transformada em energia elétrica no gerador que está acoplado a este equipamento. Após a passagem pela turbina, o vapor é resfriado no condensador, onde se utiliza um circuito externo de água de refrigeração⁴. A água condensada é então bombeada para a caldeira, reiniciando novamente o ciclo.

Já as usinas nucleares utilizam um sistema semelhante ao das usinas termoeletricas, sendo que a diferença fundamental consiste na substituição da caldeira convencional pelo emprego do reator nuclear, na qual é produzido o vapor que irá movimentar o grupo gerador. Além desses tipos de usinas geradoras de energia elétrica, existem ainda as usinas: eólicas, marés-motrizes, solares, geotérmicas, e outras, que são ainda inexistentes no sistema elétrico nacional.

⁴ Pela necessidade de grandes quantidades de água de refrigeração para produzir a condensação do vapor proveniente das turbinas, essas UTEs devem se localizar perto de um rio, lago ou mar. Quando isto não é possível, utiliza-se uma estrutura conhecida como torre de resfriamento, que funciona como um trocador de calor entre o condensador e o ar atmosférico.

Figura 1.3 - Esquema Simplificado de uma Usina Termoelétrica



Fonte: (FORTUNATO et alli, 1990)

No Estado de São Paulo, os principais tipos de usinas são por ordem de importância: as hidrelétricas e as termoelétricas. Com relação às usinas nucleares, o Brasil possui somente uma única usina em operação (usina nuclear Angra I), cuja localização encontra-se fora do Estado de São Paulo.

1.3 O Perfil do Setor Elétrico Brasileiro

No Brasil, chama-se setor elétrico, o conjunto dos agentes diretamente envolvidos com os serviços de energia elétrica. Os personagens desse conjunto são agrupados em três áreas básicas, de acordo com a função nelas desenvolvida, que são respectivamente: i) na função de regulamentação, tem-se o governo Federal, ou poder concedente, através do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica⁵ (DNAEE) e de outros órgãos reguladores como as Secretarias Estaduais de Energia; ii) nas atividades de planejamento e coordenação setoriais, atuam os órgãos colegiados e a Centrais Elétricas Brasileiras S.A (ELETROBRÁS), iii) e finalmente, na atividade industrial, operam as empresas concessionárias federais, estaduais e privadas, gerando, transmitindo e distribuindo eletricidade, bem como, os autoprodutores e as cooperativas de eletrificação rural [DIAS, 1988].

No entanto, o perfil deste setor está passando por uma modificação no conjunto de seus agentes, através do ingresso de dois novos personagens, que são respectivamente: o Produtor

⁵ O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) foi substituído pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da lei 9.427, de 26/12/96. Esta Agência é o novo órgão regulador do setor elétrico, e tem como finalidade dar estabilidade ao período de transição que representa o atual processo de reestruturação do setor elétrico nacional, bem como permitir segurança aos investidores e consumidores de eletricidade, após a implementação do novo modelo institucional do setor [ABDO, 1997].

Independente de Eletricidade⁶ (PIE) e as Operadoras estrangeiras (que são empresas operadoras de instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em seus países de origem e que estão presentes no Brasil, com a finalidade de participar da abertura de novos negócios, que é proporcionada pelo atual processo de reestruturação pela qual está passando o setor elétrico nacional) [CRESTANI, 1996]. Também, encontra-se em estudo pelo Ministério de Minas e Energia (MME), um novo modelo institucional para o setor elétrico brasileiro e a respectiva privatização de parte deste setor pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES [ELETROBRÁS, 1995], assunto este que será visto na próxima seção.

1.3.1 A Organização do Setor Elétrico Brasileiro

De acordo com a Constituição Federal de 1988, compete à União, explorar, diretamente ou mediante concessão, autorização ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica, bem como os aproveitamentos energético dos cursos d'água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidrelétricos [ELETROBRÁS, 1994].

Esta competência é exercida através do Ministério das Minas e Energia, que possui subordinado à sua estrutura funcional, a Secretaria de Energia (SE), que tem a responsabilidade de formular a política energética nacional, acompanhar e coordenar a sua execução, exercer atividades de supervisão e controle do aproveitamento dos recursos hídricos e energéticos em geral, e finalmente, orientar e fiscalizar as atividades relativas ao setor de energia elétrica. Para a realização destas atividades, a SE conta com a estrutura operacional do DNAEE, ao qual compete a outorga de concessão, permissão ou autorização dos serviços de energia elétrica, a fixação dos níveis e a estrutura tarifária, e a fiscalização e o controle das empresas concessionárias [ELETROBRÁS, 1994].

Já as atividades empresariais do setor são orientadas pelo MME, tendo como principal instrumento a ELETROBRÁS, empresa de economia mista responsável pela execução da política governamental de energia elétrica. Esta empresa atua operacionalmente em todo o

⁶ De acordo com a Lei nº 9.074 define-se Produtor Independente de Eletricidade - PIE, como a pessoa jurídica, ou um conjunto de empresas reunidas em consórcio, que recebam concessão (no caso de hidrelétricas) ou autorização (no caso de termelétricas) do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco [D.O.U, 1995].

território nacional através de empresas regionais⁷, das quais detêm o controle acionário. Também compete a esta empresa a coordenação das atividades de planejamento da expansão e da operação dos sistemas elétricos, bem como o financiamento e repasse dos recursos financeiros para investimentos nesta área [ELETROBRÁS, 1994].

Portanto, dentro deste contexto organizacional, podem existir diferenças de enfoque na atuação de cada empresa, sendo que as regionais e as de âmbito estadual podem interferir no planejamento do sistema elétrico nacional ou vice-versa, devendo então haver coerência entre os dois níveis, de forma a promover um sistema unificado nacional. O papel de integrador dos diferentes interesses locais, regionais e nacionais do setor elétrico é desempenhado pelos órgãos colegiados⁸ dos quais participam representantes das empresas concessionárias dos serviços de eletricidade, cuja função principal é coordenar o planejamento da expansão e da operação dos sistemas elétricos brasileiros [MAMMANA, 1994].

1.3.2 A Organização do Setor Elétrico do Estado de São Paulo

A partir da constituição da ELETROBRÁS em Junho de 1962 e principalmente após a implementação em 5 de Julho de 1973 da Lei 5.899, também conhecida como “Lei de ITAIPU⁹”, a organização funcional do setor elétrico nacional foi feita através de um modelo institucional centralizado [DIAS, 1988]. A principal característica deste modelo é a operação interligada entre as concessionárias federais, estaduais e privadas, que compõem o sistema

⁷ Essas empresas são respectivamente: a ELETRONORTE, a CHESF, a ELETROSUL e FURNAS. Além disto, a ELETROBRÁS, detém 50% do capital da ITAIPU BINACIONAL, bem como, participa como sócia minoritária das empresas estaduais de energia elétrica [DIAS, 1988].

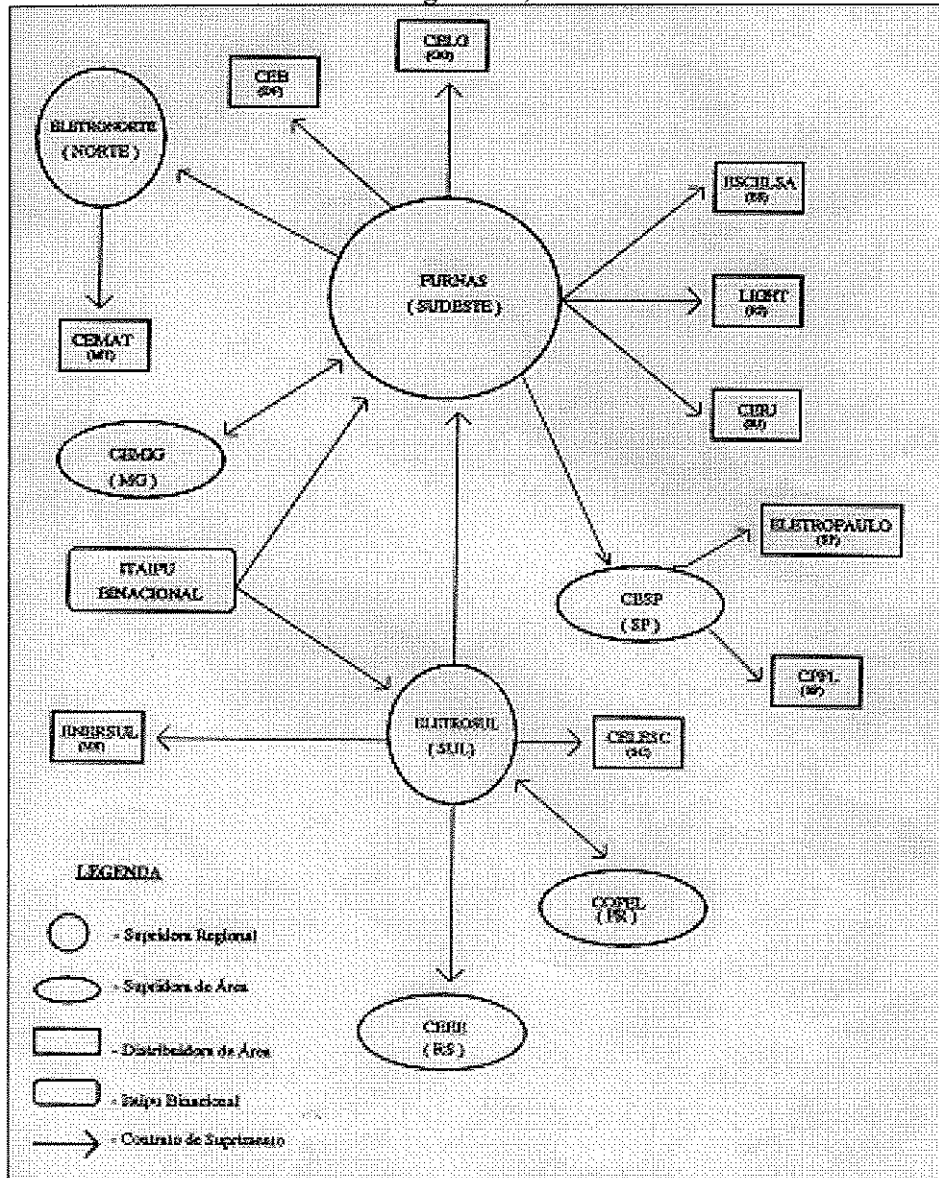
⁸ Segundo a ELETROBRÁS [1994], os principais órgãos colegiados são: i) Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), que é o responsável pela coordenação do planejamento da expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; ii) Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), é o responsável pela coordenação da operação dos sistemas interligados das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste; iii) Comitê de Distribuição (CODI), que tem a responsabilidade de fixar diretrizes e definir parâmetros básicos para a implantação, manutenção, operação e segurança dos sistemas elétricos de distribuição; iv) Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste (CCON), que tem a responsabilidade da coordenação do relacionamento operacional entre as supridoras regionais e as concessionárias estaduais de distribuição nas regiões Norte e Nordeste; v) Comissão de Estudos de Critérios de Contabilização dos Suprimentos de ITAIPU (CECOI), que define as participações da ITAIPU BINACIONAL no suprimento energético dos sistemas interligados das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e vi) Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON), que possui como responsabilidade o apoio das atividades de geração, transmissão e distribuição dos serviços de energia elétrica, do sistema elétrico isolado da região Norte.

⁹ A Lei de ITAIPU é a responsável por três ocorrências que modificaram o planejamento e a operação do setor elétrico nacional, que são: i) o reagrupamento das empresas subsidiárias da ELETROBRÁS em quatro empresas de âmbito regional: ELETROSUL, FURNAS, CHESF e a ELETRONORTE; ii) cria o Grupo Coordenador para a Operação Interligada (GCOI) e iii) e dispôs sobre a aquisição dos serviços de eletricidade de ITAIPU para as empresas que compõem o sistema interligado Sul, Sudeste e Centro-Oeste [DIAS, 1988].

elétrico Sul, Sudeste e Centro-Oeste, através dos intercâmbios de suprimento energético entre essas, permanecendo esta estrutura até os dias atuais.

Portanto, por conta deste modelo centralizador que foi adotado, encontra-se inserido nele o setor elétrico paulista, conforme apresenta a figura 1.4.

Figura 1.4 - Suprimento Energético entre as Concessionárias do Sistema Interligado Sul, Sudeste e Centro-Oeste.



Fonte: (GCOI, 1995)

Conforme mostra a figura acima, o setor elétrico do Estado de São Paulo é organizado no lado da oferta pelas seguintes empresas de energia elétrica:

i) FURNAS, que é a subsidiária da ELETROBRÁS para as regiões Sudeste e Centro-Oeste, menos os Estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, cuja função no setor elétrico

paulista é de atuar como supridora regional, sendo a responsável pela transmissão de grandes blocos de energia das concessionárias do sistema interligado Sul e Sudeste (especificamente a COPEL - Companhia Paranaense de Energia e a CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais) e de ITAIPU para o Estado de São Paulo, o qual é também obrigado por força da Lei de “ITAIPU”, pela aquisição de cerca de 42,2% da energia elétrica gerada pela empresa ITAIPU BINACIONAL [DIAS, 1988].

ii) Pela CESP - Companhia Energética de São Paulo, ELETROPAULO - Eletricidade de São Paulo, CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz e demais concessionárias particulares¹⁰ que também são empresas coligadas ao sistema ELETROBRÁS.

A CESP é a empresa responsável pela maior parte da geração de energia elétrica no Estado (cerca de 96,1% em 1995) [CESP, 1996 a] e atua também como empresa supridora a nível estadual, fornecendo eletricidade, tanto de sua própria geração, como importada de ITAIPU e do sistema interligado para as outras concessionárias dentro do Estado, que possuem pequena capacidade instalada de geração de energia elétrica. Também é a responsável pela distribuição de eletricidade na sua área de concessão.

Já a ELETROPAULO, CPFL e demais concessionárias particulares são empresas cuja principal característica está no fato de serem distribuidoras de energia elétrica dentro de suas respectivas áreas de concessão, sendo a ELETROPAULO, responsável pelo abastecimento da grande São Paulo, baixada Santista e Vale do Paraíba. Por outro lado, cabe à CPFL distribuir energia elétrica para as seguintes regiões do interior do Estado: região de Campinas, Ribeirão Preto, São José do Rio Preto, Araraquara e de Bauru [DIAS, 1988].

Para finalizar, pequenas áreas de concessão localizadas no interior do Estado são abastecidas pelas concessionárias particulares, que possuem pequena importância no setor elétrico paulista, pelo simples fato da grande presença ainda do Estado neste ramo, representado pelas concessionárias estaduais: CESP, CPFL e ELETROPAULO. Entretanto, devido às mudanças pela quais estão passando o setor elétrico nacional e principalmente o de

¹⁰ As concessionárias particulares do setor elétrico paulista são empresas de pequeno porte que atuam basicamente na área de distribuição de energia elétrica. Essas empresas são: a Companhia Jaguari de Energia; a Companhia Luz e Força de Mococa; a Companhia Luz e Força “Santa Cruz”; Companhia Nacional de Energia Elétrica; a Companhia Paulista de Energia Elétrica; a Caiuá Serviços de Eletricidade; a Companhia Sul Paulista de Energia; a Empresa Elétrica Bragantina e a Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema [CESP, 1996 a].

São Paulo, esta estrutura organizacional deverá ser alterada, assunto este que compõe a próxima seção.

1.4 As Mudanças Institucionais do Setor Elétrico Brasileiro

O modelo de Estado empreendedor ou nacional desenvolvimentista que marcou profundamente a intervenção do Estado na economia brasileira, e no setor elétrico em particular, encontra-se em uma profunda crise desde o começo dos anos 80, quando explodiu a crise da dívida externa. Tal fato teve como consequência o fim dos novos empréstimos externos para o Brasil e as dificuldades de curto prazo para a rolagem dos juros e do principal da dívida antiga, o que provocou desde então um freio no ritmo do desenvolvimento econômico nacional.

Portanto, como um reflexo desta situação, desde o começo dos anos 80, as concessionárias federais e estaduais que representam a quase totalidade do setor elétrico brasileiro também passam por uma profunda crise financeira e institucional, que segundo **SANTOS [1995]**, apresentam as seguintes características: i) inadimplência generalizada entre as concessionárias de energia elétrica; ii) interrupção dos fluxos financeiros intra-setoriais; iii) ausência de recursos financeiros para investimento; iv) remuneração insuficiente; v) queda sucessiva da tarifa média até níveis irreais; vi) falta de atratividade para capitais privados e vii) volume crescente na conta de resultados a compensar - CRC (garantia de remuneração), significando um ônus para o tesouro Federal.

Com a finalidade de pôr um fim a esta crise e também induzir a sua privatização, tem-se o início, a partir de 1993, da reforma do setor elétrico brasileiro, através da aprovação de um conjunto de medidas, o que tem provocado diversas alterações na atual estrutura organizacional deste setor. Segundo a **ELETROBRÁS [1995]**, esse conjunto de medidas é formado pelas seguintes leis e decretos:

i) A Lei nº 8.631 e o Decreto nº 774 em março de 1993, que inicia o processo de reforma do setor através das seguintes mudanças: promove a desqualificação tarifária, a extinção da remuneração garantida, o acerto de contas com a CRC, a obrigatoriedade de contratos de suprimentos e a reativação da conta nacional de combustíveis - CCC.

ii) O Decreto nº 1.009 em dezembro de 1993, que cria o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL, com a finalidade de permitir o livre acesso à malha Federal de transmissão.

iii) O Decreto nº 1.503 de maio de 1995, que inclui o Sistema ELETROBRÁS no Programa Nacional de Desestatização e orienta o BNDES a respeito da privatização dos segmentos de geração e distribuição das subsidiárias da ELETROBRÁS.

iv) As Leis nº 8.987 em fevereiro de 1995 e nº 9.074 em julho do mesmo ano, também conhecidas como “Leis de Concessões dos Serviços Públicos”, que regulamentam o Artigo nº 175 da Constituição Federal, em que se torna obrigatória a licitação da concessão de serviços públicos.

Além de estabelecer critérios para as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, este conjunto de “Leis de Concessões” também estimula a desverticalização das empresas, ou seja, a entrada de novos agentes no setor através da privatização, cria a figura do Produtor Independente de Eletricidade, libera os grandes consumidores do monopólio comercial das concessionárias e possibilita o convênio dos estados federados com o poder concedente em atividades complementares de fiscalização e controle **[BRUNETTI e GUERRA, 1996]**.

Estas duas últimas leis, acrescidas pelo Decreto nº 1.717 de 1995, têm como consequência o fim da reserva de mercado da geração, acabando na prática com o modelo centralizador do setor elétrico nacional, que foi criado após a Lei de ITAIPU em 1973, na qual as empresas federais e algumas estaduais, como a CESP, detinham a responsabilidade exclusiva de atender as demandas de energia elétrica das distribuidoras estaduais e particulares **[CME, 1996]**.

Todavia, mesmo diante deste novo arcabouço institucional, a iniciativa privada, brasileira e estrangeira, sente a ausência de um novo órgão regulador e também a necessidade da definição de um novo modelo organizacional para o setor elétrico brasileiro, de modo que lhes dêem segurança no momento de investir no processo de privatização das empresas de energia, seja comprando as usinas, instalando as UTEs, ou adquirindo as concessionárias, ou parte

delas, bem como regras claras a respeito da operação dessas empresas dentro do sistema interligado [MELLONI, 1996 a].

Quanto ao novo órgão regulador, já foi visto na seção 1.3 que este será representado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Em relação à definição organizacional deste novo modelo pelo MME, isto se encontra ainda não resolvido, pois esta tarefa foi entregue a uma empresa de consultoria internacional, com a missão de planejá-lo [MELLONI, 1996 a].

1.4.1 A Reestruturação do Setor Elétrico do Estado de São Paulo

A exemplo das mudanças na estrutura institucional, que vêm ocorrendo no setor elétrico nacional, realizadas pelo Governo Federal, o Estado de São Paulo, através da sua Secretaria de Energia, desde março de 1995, também realiza um programa de reestruturação¹¹ institucional e empresarial em seu setor elétrico, bem como, a sua futura privatização. Porém, este programa encontra-se em um estágio mais adiantado do que o do Governo Federal em relação à definição organizacional deste novo modelo para o setor elétrico paulista, que passará de centralizado, para descentralizado, isto é, de acordo com as "Leis de Concessões".

Segundo ZYLBERSZTAJN [1995], este programa de reestruturação da Secretaria de Energia do Estado de São Paulo será realizado em várias etapas, de modo que ao seu final, as três atuais empresas estatais seriam desmembradas em torno de seis novas empresas geradoras, doze distribuidoras e uma única empresa de transmissão de energia elétrica. À exceção desta, todas as outras deverão ser privatizadas num futuro imediato ao termino deste programa. As etapas do programa foram assim previstas pela Secretaria:

i) Estabelecer centro de custos por unidades de negócios (geração, transmissão e distribuição), visando adaptar o sistema contábil ao desmembramento das atuais empresas;

¹¹ Segundo ZYLBERSZTAJN [1995], as razões justificadas pelo atual Governo do Estado de São Paulo para a realização deste extenso programa de reestruturação e posterior privatização, deve-se à grave situação econômica e operacional das concessionárias do Estado, que em Janeiro de 1995, apresentavam uma dívida de cerca de US\$ 14 Bilhões (cerca de US\$ 3,2 Bilhões vencidas e não pagas), para um patrimônio líquido de cerca de US\$ 20 Bilhões, sendo concluído que, se nada fosse feito, poderia haver o comprometimento irreversível do sistema público paulista de energia elétrica, ou seja, o seu próprio sucateamento.

ii) Desmembrar o patrimônio e criar subsidiárias especializadas em geração, distribuição e transmissão;

iii) Criar a Comissão de Serviços Públicos de Energia, em âmbito estadual, com a finalidade de reforçar a ação regulatória e de fiscalização já exercidas pela União. Esta Comissão será composta por representantes de consumidores e membros dos Governo;

iv) Fundir as subsidiárias de transmissão numa única empresa que, sob controle do Governo paulista, terá a finalidade de garantir os contratos negociados por geradores e consumidores;

v) Reagrupar e formar subsidiárias de geração, conforme a disposição de usinas hidrelétricas por bacias fluviais;

vi) Reagrupar e criar as subsidiárias de distribuição por subáreas e mercados das atuais empresas;

vii) Finalmente, privatizar as empresas recém criadas.

Apesar da crítica situação financeira das empresas do setor elétrico paulista, devido tanto à crise institucional e econômica pela qual está passando este setor, como também aos descabros administrativos ocorridos durante a gestão de governos passados, a proposta de reestruturação do setor elétrico de São Paulo, apresentado pelo atual Governo de Estado, possui pontos positivos e negativos. Os pontos positivos são:

i) O atual programa de ajuste das empresas, buscando um enxugamento do seu atual quadro de funcionários e a renegociação de suas dívidas e contratos com as empreiteiras, tornando as empresas mais ágeis e eficientes.

ii) A criação da Comissão de Serviços Públicos de Energia, como um órgão autônomo do poder executivo e com funções regulatórias e fiscalizatórias.

No entanto, os pontos negativos são:

i) A quebra da estrutura verticalizada das atuais empresas de energia elétrica na forma como foi proposta, mostrando que na realidade, o que se pretende é dividir as concessionárias de energia em unidades menores, para facilitar a privatização destas.

ii) Nada garante que as novas empresas, tanto as da geração, quanto as da distribuição que serão constituídas, serão mais eficientes e terão condições de competir com as demais concessionárias dos Estados vizinhos (a COPEL no Paraná e a CEMIG em Minas Gerais), ambas empresas de grande porte e de estrutura verticalizadas, ou seja, atuam na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

iii) A falta de definição quanto à colocação da participação da iniciativa privada na expansão da oferta de energia elétrica no Estado, ou seja, se o capital privado vai participar da expansão da geração de eletricidade, através da construção de novas unidades geradoras, através da figura do Produtor Independente de Eletricidade, ou se esta participação se dará via a aquisição de ativos já existentes (CESP, CPFL e ELETROPAULO), deixando a questão da expansão da geração futura para o Estado realizar através do BNDES.

iv) A possível pouca importância da presença do Estado no planejamento e coordenação da expansão e operação do setor elétrico paulista no futuro. Isto se refere aos problemas de compatibilização que existem em sistemas hidrotérmicos de potência (principalmente no Estado) quanto à operação otimizada das UHEs na cascata de um rio e à expansão e operação das futuras usinas térmicas que entraram em operação no Estado.

Apesar da profundidade deste assunto não fazer parte do objetivo principal deste trabalho, a situação do setor elétrico paulista chegou a um certo ponto, que alguma providência deve ser tomada, cabendo uma maior discussão por parte da sociedade a respeito desta proposta de reestruturação para este setor, que é fundamental para a economia do Estado.

1.5 O Objetivo do Trabalho

Até o começo do próximo século, o Estado de São Paulo esgotará cerca de 87,4% do seu potencial hidrelétrico, com a conclusão das Usinas Hidrelétricas de Porto Primavera (1.818 MW) e do complexo de Canoas I e II (155 MW). Portanto, restará para ser aproveitado

somente o potencial hidráulico remanescente dentro do Estado, em torno de 1.952 MW, através da utilização de Médias Centrais Hidrelétricas e Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Em 1995, o Estado de São Paulo importou de empresas federais (ITAIPU e FURNAS), cerca de 35.341 GWh, o que corresponde a 36,3% das necessidades de energia elétrica para atender o seu mercado. Esta dependência do Estado nesta área deverá crescer ainda mais nos próximos anos, se não forem encontradas alternativas de suprimento economicamente viáveis dentro do Estado para atender ao aumento da demanda de eletricidade previsto.

Além disso, a capacidade de investimento em obras de expansão do atual parque gerador do setor elétrico, tanto do governo Federal quanto do Estadual, está reduzida, devido a uma crise institucional e financeira de relativa profundidade pela qual está passando tal setor, devendo este buscar na parceria com a iniciativa privada, os recursos necessários para adequar a oferta com a demanda futura.

Verifica-se também o fato de que importação estadual de eletricidade pode ter um custo elevado, em função da maior distância entre a localização das unidades geradoras e os grandes centros de carga dentro do Estado, distância esta, que proporciona um maior custo para se realizar a transmissão deste insumo energético.

Além disto, a atual falta de recursos públicos do setor elétrico nacional para investir na expansão da geração de eletricidade pode contribuir num futuro próximo com uma crise de abastecimento deste insumo para as regiões: Centro-Oeste, Sul e Sudeste e principalmente, o Estado de São Paulo, como o maior mercado nacional, o mais prejudicado.

Presente a esta realidade, a questão que se coloca é até que ponto a disponibilidade dos recursos energéticos do Estado de São Paulo permitiriam a expansão do atual parque gerador do Estado em uma base hidrotérmica de potência, de modo a atenuar a dependência de fornecimento externo de energia elétrica para São Paulo nos próximos vinte anos.

Como já foi visto neste capítulo, o dimensionamento das fontes energéticas para a produção de eletricidade constitui-se em uma das atividades principais do planejamento da expansão da geração. Portanto, o objetivo final deste trabalho consiste no levantamento dos potenciais energéticos, renováveis¹² e não renováveis¹³ de que dispõe o Estado de São Paulo, para fins de geração de energia elétrica, bem como a análise das perspectivas de utilização das tecnologias de geração, que já estão desenvolvidas ou em vias de desenvolvimento na expansão do atual parque gerador do setor elétrico paulista.

Também é verificado em que condições essas alternativas podem diminuir a necessidade de importação estadual deste insumo energético nos próximos vinte anos. Por último, realiza-se um estudo da perspectiva de inserção do gás natural boliviano na matriz energética do Estado, via o setor elétrico paulista e as consequências que terá para este setor.

1.6 A Estrutura do Trabalho

Em linhas gerais, este trabalho é constituído por três partes. A primeira é formada pelos capítulos dois e três, sendo que o Capítulo 2 destina-se a se realizar uma caracterização geral, econômica e energética do Estado de São Paulo, bem como a sua participação dentro do contexto nacional, no período de 1980 a 1995. Também são comparadas as intensidades energéticas entre o Estado e o país. Já o Capítulo 3, tem por objetivo fazer uma análise da energia elétrica em São Paulo, em função tanto de seu mercado e da sua produção, para o mesmo período do capítulo anterior, como também da previsão destes para os próximos vinte anos, finalizando este capítulo com os seus respectivos balanços de energia elétrica.

¹² Os potenciais energéticos renováveis são constituídos por fontes de energia que como o seu próprio nome indica, são recursos cuja renovabilidade é contínua. Temos seis formas de energia que estão nesta categoria: a Hidráulica, a das Marés, a Eólica, a Geotérmica, a Biomassa e por último, a energia Solar. Entretanto, devido à grande dispersão geográfica dos potenciais energéticos da Biomassa no Estado, e por razões de aspectos tecnológicos e econômicos das energias: Solar, Eólica, Geotérmica e das Marés e também por motivos de ordem de grandeza, em função das pequenas limitações que representam os potenciais: Eólico, Geotérmico e das Marés em São Paulo para a geração de energia elétrica, neste trabalho o levantamento desses potenciais no Estado de São Paulo restringem somente ao enorme potencial da Biomassa (representado neste estudo pelo bagaço de cana de açúcar) e ao potencial hidráulico remanescente dentro do Estado.

¹³ Os potenciais energéticos não renováveis são formados por fontes de energia cujos recursos são finitos e limitados. Além da turfa e dos materiais nucleares (Urânio e Tório), são constituídos pelo grupo dos combustíveis fósseis (Petróleo, Gás Natural, Carvão Mineral e Xisto). Todavia, em função da ausência de reservas de petróleo e de urânio e também da pequena dimensão das reservas de carvão mineral no Estado de São Paulo, o que torna anti-econômica a sua exploração, nesta dissertação, o levantamento desses potenciais para fins de geração de eletricidade, serão restritos somente à turfa, ao xisto e por último ao gás natural.

A segunda parte é constituída pelos capítulos quatro e cinco, sendo que no Capítulo 4, é feito um levantamento dos potenciais energéticos de fontes não renováveis de que dispõe o Estado de São Paulo, ou seja, em relação à turfa, ao xisto e ao gás natural, que possam ser utilizados para fins de geração de energia elétrica. Para o cálculo destes potenciais, são considerados dentro do contexto atual, os aspectos tecnológicos e ambientais que restringem o pleno aproveitamento destes recursos, bem como o custo desta energia gerada a partir de cada fonte. No entanto, para o Capítulo 5, é feita o mesmo levantamento, só que para as fontes renováveis, como para o bagaço de cana de açúcar e o potencial hidráulico remanescente dentro do Estado.

Finalmente, a terceira parte do trabalho é formada pelo Capítulo 6, que é destinado às considerações finais, com a apresentação da conclusão, indicando qual das principais fontes energéticas alternativas e suas respectivas tecnologias de geração de eletricidade seriam a melhor opção para diminuir a dependência de fornecimentos externos deste insumo energético para o Estado, e também discutir uma política energética para São Paulo.

Capítulo 2

Caracterização do Estado de São Paulo

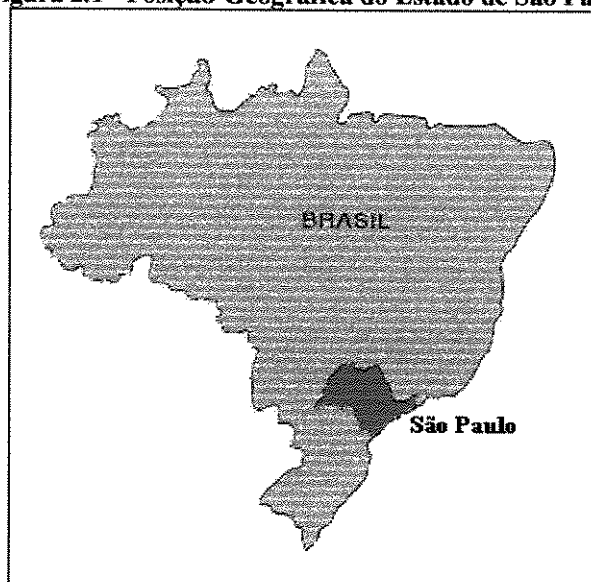
Neste capítulo, será apresentada uma caracterização geral, econômica e energética do Estado de São Paulo, bem como a sua participação dentro do contexto nacional, dentro dos tópicos que envolvem esta dissertação. Também será comparada a intensidade energética do Estado e do país.

2.1 Caracterização Geral

O Estado de São Paulo, localizado na região Sudeste, conforme mostra a figura 2.1, apresenta uma posição destacada dentro do contexto nacional. Em termos demográficos, no ano de 1995, em São Paulo, concentrava-se uma população de 33,7 milhões de habitantes (21,6% do Brasil), distribuída numa área de 248,8 mil km² (2,9% do território Brasileiro). O seu Produto Interno Bruto - PIB alcançou o valor de US\$ 260,8 bilhões, o que corresponde a 36,3% do PIB nacional, sendo o valor da renda per capita de seus habitantes em torno de US\$ 7.739, 67,8% maior que a brasileira (US\$ 4.611) [IBGE, 1996 e SEADE, 1996].

Em 1995, o consumo energético atingiu 57,3 milhões de tEP/ano, 30,5% do consumo do país e o de eletricidade, 25,6 milhões de tEP/ano, o que corresponde a 44,6% do consumo total de energia do Estado, e cerca de 33,3% do consumo nacional. Quanto à produção de energia a partir de fontes primárias, esta foi de 27,7 milhões de tEP/ano, 16,6% da produção do Brasil, sendo que a de eletricidade foi de quase 18,0 milhões de tEP/ano, o que corresponde a cerca de 64,9% da produção total de São Paulo, e cerca de 24,4% da produção nacional neste ano. No agregado, o Estado apresenta em 1995 uma autosuficiência energética de 45,5% e uma dependência de fornecimento externo de 36,3% em relação a sua demanda de eletricidade [MME, 1996 e SEESP, 1996].

Figura 2.1 - Posição Geográfica do Estado de São Paulo



Fonte: (CME, 1996)

2.2 Caracterização Econômica

Nesta seção, apresentaremos o perfil da economia paulista, e as transformações pelas quais passaram os seus respectivos setores, durante o período de 1980 a 1995, após as crises econômicas do início das décadas de 80 e 90, como também, a sua comparação com as economias dos demais Estados, e do Brasil.

2.2.1 Perfil Econômico do Estado de São Paulo

Segundo CONTI [1988], *“o processo de desenvolvimento econômico brasileiro moderno tem suas origens nas primeiras décadas deste século, a partir da industrialização do Estado de São Paulo, com o aproveitamento dos excedentes de capital ali gerados pelas lavouras e pelo comércio do café, bem como da infra-estrutura montada para as exportações desse produto.*

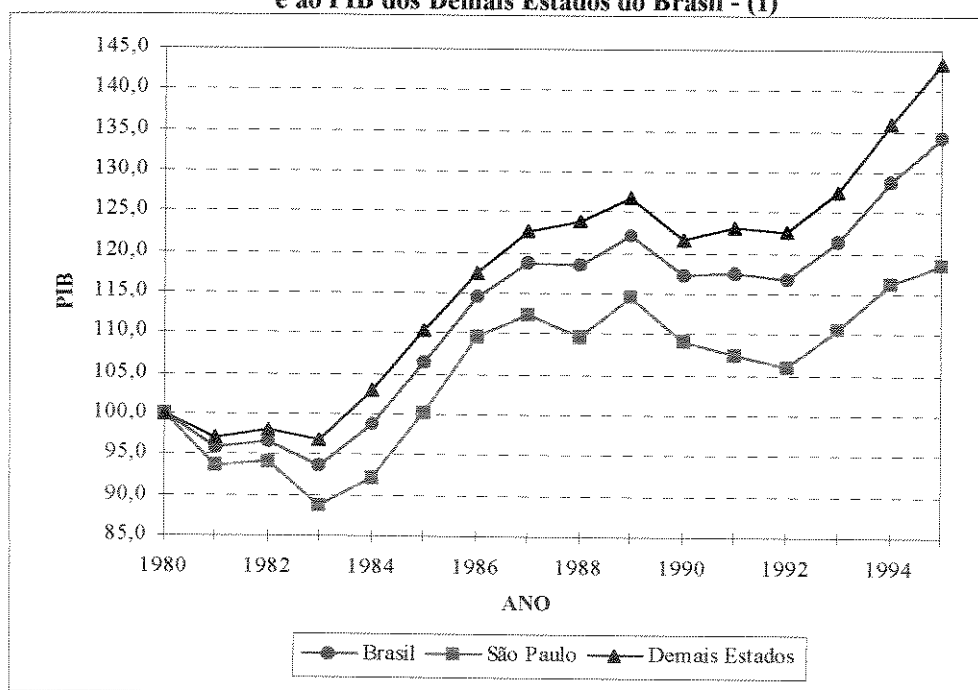
No período de 1920 a 1940, assistiu-se a um acúmulo de capital e riqueza no Estado, enquanto as economias das demais unidades da Federação mantinham-se, em sua maioria, voltadas para a agropecuária tradicional, outras assentadas no setor serviços e ainda, vastas regiões como o Norte, Nordeste e Cento-Oeste, praticamente à margem deste processo.

De 1940 a 1980, a economia brasileira cresceu com grande vigor Enquanto a população aumentou a uma taxa média de 2,7% a.a, o PIB expandiu-se em 6,7% a.a. Neste

período, embora alguns estados vizinhos a São Paulo começassem a desenvolver seus parques industriais e fosse levado a cabo uma tentativa de industrialização do Nordeste, mediante uma política de incentivos fiscais, o desenvolvimento econômico nacional concentrou-se ainda mais em território paulista, aprofundando as desigualdades regionais.”

Portanto, o perfil de economia desenvolvida apresentado por São Paulo levou o Estado a sofrer os efeitos da primeira crise econômica da década de 80 (1981 a 1983), cujo epicentro localizou-se no setor industrial [CONTI, 1988], com mais intensidade que os demais Estados da União, conforme mostra o gráfico 2.1. Isso, devido à segunda crise mundial do petróleo (Novembro de 1979), que teve como consequência a elevação das taxas de juros internacionais, refletidas no setor industrial, e também à segunda crise econômica nacional, provocada pelo plano econômico Collor 1 e 2 no início da década de 90.

Gráfico 2.1 - Evolução do PIB Paulista em Relação ao PIB Nacional e ao PIB dos Demais Estados do Brasil - (1)



(1) Base: 1980 = 100,0

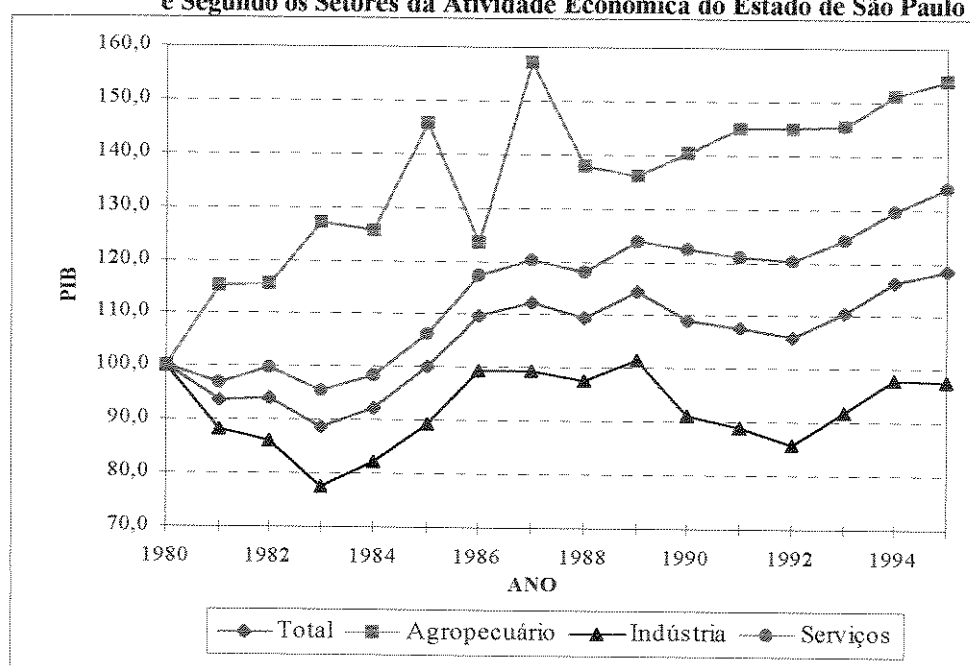
Fonte: Adaptado de (IBGE, 1996 e SEADE, 1996)

No gráfico 2.1, apresentam-se os índices de evolução do PIB¹ de São Paulo, dos demais Estados e do Brasil para o período 1980 - 95, tomando-se como base 100,0 o primeiro ano da série. Como se observa, o Estado de São Paulo apresenta um crescimento do seu PIB da

¹ PIB é definido como a soma dos valores dos bens, mercadorias e serviços produzidos em uma determinada região, Estado, ou um País. O PIB aqui apresentado do Estado de São Paulo é a custo de fatores, ou seja, nos valores setoriais estão incluídos os subsídios e deduzidos os impostos indiretos [SEADE, 1996].

ordem de 18,4%, enquanto os demais Estados acrescentaram cerca de 43,2% ao valor real da sua produção no período. No agregado, a produção brasileira cresceu cerca de 34,2% durante este período. E necessariamente, isso deveria ocorrer, tendo em vista a própria característica da economia paulista ser industrializada e também o fato do epicentro das crises econômicas descritas anteriormente localizarem-se no setor industrial, bem como, o início do processo de migração de algumas indústrias do setor para outros Estados vizinhos, devido às facilidades de isenções fiscais oferecidas por eles [AZZONI, 1993].

Gráfico 2. 2 - Evolução dos Índices Reais do Produto Interno Bruto a Custo de Fatores e Segundo os Setores da Atividade Econômica do Estado de São Paulo - (1)



(1) Base: 1980 = 100,0

Fonte: Adaptado de (SEADE, 1996)

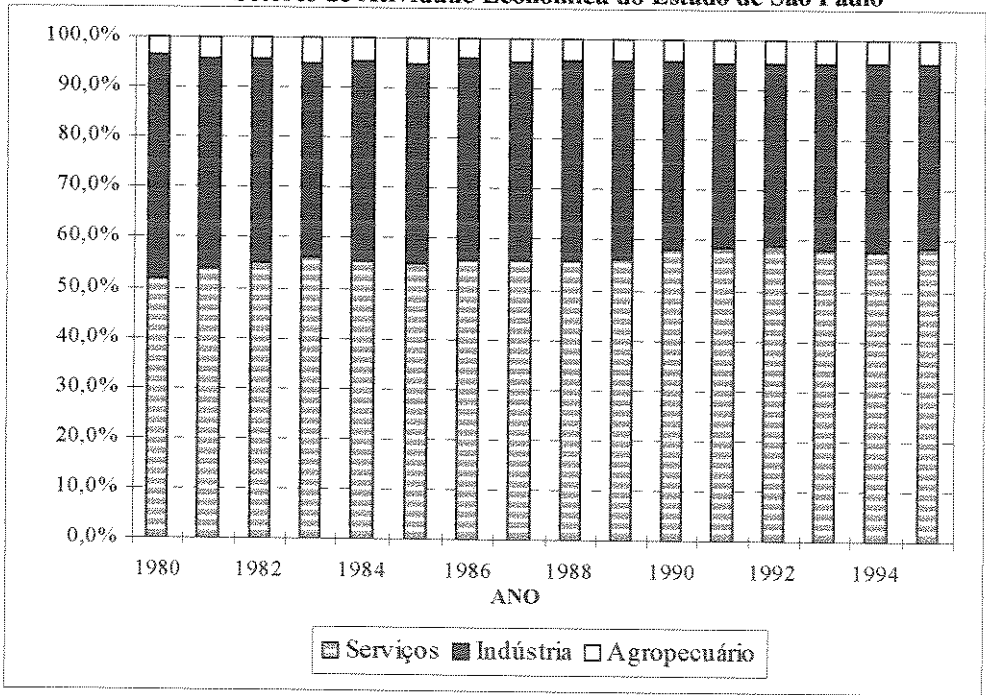
O gráfico 2.2 apresenta uma pequena diminuição do setor industrial paulista no período de 1980 a 1995 (pois o mesmo tem uma queda de 2,4% ao valor real da sua produção), em contraste com os setores de serviços e agropecuário, que apesar da recessão, tiveram uma melhor performance (ambos apresentaram respectivamente uma taxa média de crescimento anual por volta de 2,0% e 2,9% durante o período). Isto se deve ao fato de ambas as crises econômicas se localizarem no setor industrial. Como se observa, os setores de serviços e agropecuário acrescentaram respectivamente cerca de 33,8% e 54,0% ao valor real da sua produção no período.

No total, a produção paulista cresceu somente 18,4% durante o período, apresentando uma taxa média de crescimento anual de cerca de 1,1%, o que demonstra o fraco desempenho

da economia paulista frente aos demais Estados da União e ao Brasil, (ambos apresentaram respectivamente uma taxa média de crescimento anual de cerca de 2,4% e 2,0%).

O gráfico 2.3 mostra a estrutura do PIB paulista no período de 1980 a 1995, demonstrando que, apesar do declínio da participação do setor industrial (apresenta uma perda de 7,9 pontos percentuais durante o período) em relação aos demais setores analisados, o Estado de São Paulo apresenta características de economia desenvolvida pela grande contribuição dos setores secundários e terciários na estrutura de sua economia (mais de 95,0% de participação).

Gráfico 2.3 - Evolução da Estrutura do PIB Real a Custo de Fatores Segundo os Setores de Atividade Econômica do Estado de São Paulo



Fonte: Adaptado de (SEADE, 1996)

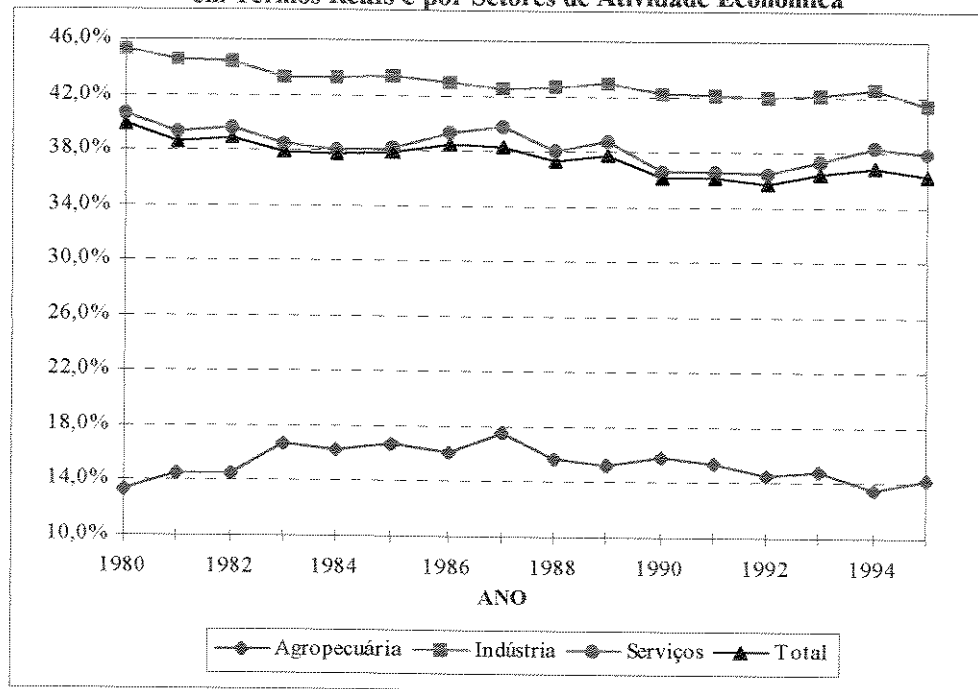
Conforme demonstra este gráfico, o setor primário, durante o período, apresenta um pequeno aumento de sua participação na estrutura do PIB, passando de 3,6% para 4,6%. Portanto, é no setor terciário de sua economia, que há a maior mudança, passando de 52,0% para 58,7%. Esse resultado reflete uma tendência dos países industrializados, onde há uma diminuição do setor secundário, enquanto se destaca o setor terciário (serviços).

2.2.2 Comparação Econômica: São Paulo × Brasil

No gráfico 2.4, aparecem os dados referentes à participação paulista por setores de atividade econômica no PIB do Brasil. Esses dados revelam ainda a predominância do setor

industrial, no qual a participação paulista inicia com 45,2% em 1980, e termina com 41,4% em 1995. O setor de serviços apresenta perda proporcionalmente menor, de 2,8 pontos percentuais (passando de 40,6%, para 37,8%), enquanto a agropecuária registra uma pequena elevação de sua participação, passando de 13,4% para 14,2% no período.

Gráfico 2.4 - Evolução da Participação Relativa (%) do PIB Paulista no PIB Nacional em Termos Reais e por Setores de Atividade Econômica



Fonte: Adaptado de (SEADE, 1996)

Resumindo, as evidências relativas à produção no período de 1980 a 1995 revelam a perda da importância relativa do Estado de São Paulo na economia nacional (no agregado, a contribuição da economia paulista no PIB do Brasil, apresenta uma perda de 3,7 pontos percentuais, passando de 40,0%, para 36,3%), perda essa presente em todos os setores de atividade, com exceção da agropecuária. Tais perdas já foram descritas anteriormente, bem como as causas desse processo. Entretanto, mesmo dentro deste contexto, o Estado de São Paulo continua sendo o Estado economicamente mais importante da União, onde se concentra ainda mais de um terço da produção nacional no seu território, mantendo uma grande diferença para o segundo colocado - o Estado de Minas Gerais, cuja participação é da ordem de 12,5% [IBGE, 1996].

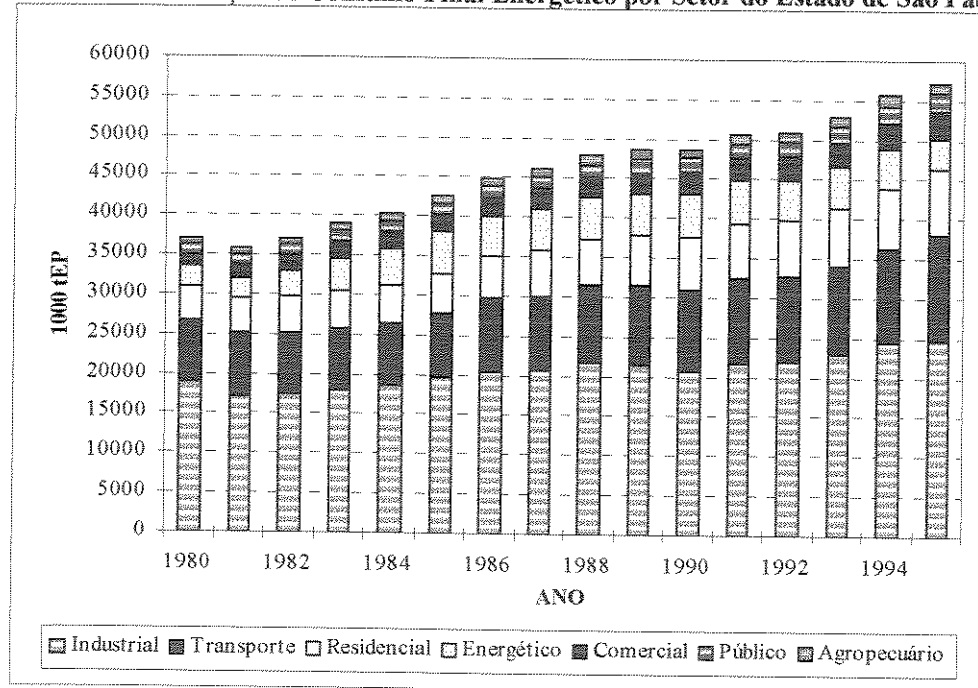
2.3 Caracterização Energética

Nesta seção, apresentaremos a caracterização energética do Estado de São Paulo durante o período de 1980 a 1995, tanto para o lado da demanda, mostrando a evolução do seu consumo final energético por setores da atividade econômica e por fontes de energéticos, como para o lado da oferta, analisando a evolução da produção de energia a partir de fontes primárias deste Estado e a sua respectiva dependência por essas fontes, bem como a sua comparação com o Brasil. Contudo, para a realização desta comparação, neste capítulo, os respectivos consumos e produções de energéticos de São Paulo são apresentados em tEP (Tonelada Equivalente de Petróleo), uma vez que as informações disponíveis do Brasil, através de seu Balanço Energético Nacional - BEN, são expressas nesta mesma unidade.

2.3.1 Caracterização Energética da Demanda

O gráfico 2.5 mostra a evolução do consumo final energético por setores da atividade econômica de São Paulo para o período de 1980 a 1995. Como se observa, o Estado apresenta um crescimento de seu consumo energético da ordem de 54,4%, passando de um consumo total de 37.117 mil tEP em 1980, para 57.314 mil tEP em 1995.

Gráfico 2.5 - Evolução do Consumo Final Energético por Setor do Estado de São Paulo



Fonte: Adaptado de (SEESP, 1996)

Conforme apresenta este, somente os setores industrial e de transporte são os atingidos pela crise econômica do início da década de 80 (1981 a 1983), sendo que nestes, é que se apresentou uma diminuição de seus consumos energéticos durante este mesmo período, com o setor industrial apresentando uma queda de 4,7 pontos percentuais no seu consumo energético (que passa de 18.787 mil tEP em 1980, para 17.910 mil tEP em 1983), e o setor de transporte apresentando uma diminuição de 2,9 pontos percentuais em seu consumo, que passa de 8.013 mil tEP em 80, para 7.776 mil tEP em 83.

Entretanto, para o período de 1990 a 1992, somente o setor industrial sofre as conseqüências da crise econômica do início desta década, tendo para o ano de 1990, uma diminuição de 2,6% de seu consumo energético em relação ao ano anterior (que passa de 21.345 mil tEP em 1989, para 20.786 mil tEP em 1990). Já para os anos de 1991 a 1992, este setor apresenta uma estagnação no seu nível de consumo energético. No agregado, para os anos de 1993 a 1995, todos os setores da atividade econômica (com exceção do energético² que apresenta uma queda de 32,4% no seu nível de consumo de 1995 em relação ao ano de 1990) apresentaram um crescimento significativo de seus consumos energéticos em relação ao ano de 1992, crescimento este, que veio a reboque da retomada da atividade econômica, tanto a do Estado, como a do Brasil.

Verifica-se também que, apesar de os setores industrial e energético corresponderem a quase metade (49,5%) do consumo energético total para o ano de 1995, são estes os que apresentam as menores taxas médias de crescimento para o período analisado (1980 a 1995), respectivamente com 1,8% e 2,9% ao ano (isto devido às quedas ocorridas nos seus respectivos consumos energéticos). Porém, o mesmo não acontece com os setores de menor participação, como o comercial e público, que apresentam as maiores taxas médias para o período, respectivamente com 5,2% e 4,5% ao ano. Todavia, durante este período, São Paulo apresenta uma taxa média de crescimento do consumo total, igual à do Brasil, conforme mostra a tabela 2.1, o que reflete numa estabilidade de sua participação dentro do consumo total nacional, conforme apresenta o gráfico 2.7.

² A queda neste setor, conforme mostra o Balanço Energético do Estado - 1996, deve-se principalmente a uma diminuição de 47,6% no consumo de bagaço de cana de açúcar (que passa de 3.872 mil tEP em 1990, para 2.029 mil tEP em 1995), para fins de produção de álcool etílico e anidro pelas usinas anexas e autônomas do Estado. Este fato ocorreu em função da alta do preço do açúcar no mercado internacional após 1989 e também, dos frequentes "achatamentos" do preço do álcool pago aos usineiros pelo Governo, o que tem feito que o setor sucro-alcooleiro de São Paulo tenha priorizado a produção de açúcar para fins de exportação, em detrimento da do álcool [BAJAY et alli, 1996].

Tabela 2.1 - Taxas Médias de Crescimento Anual do Consumo Final Energético por Setores do Brasil e do Estado de São Paulo no Período de 1980 a 1995 em %

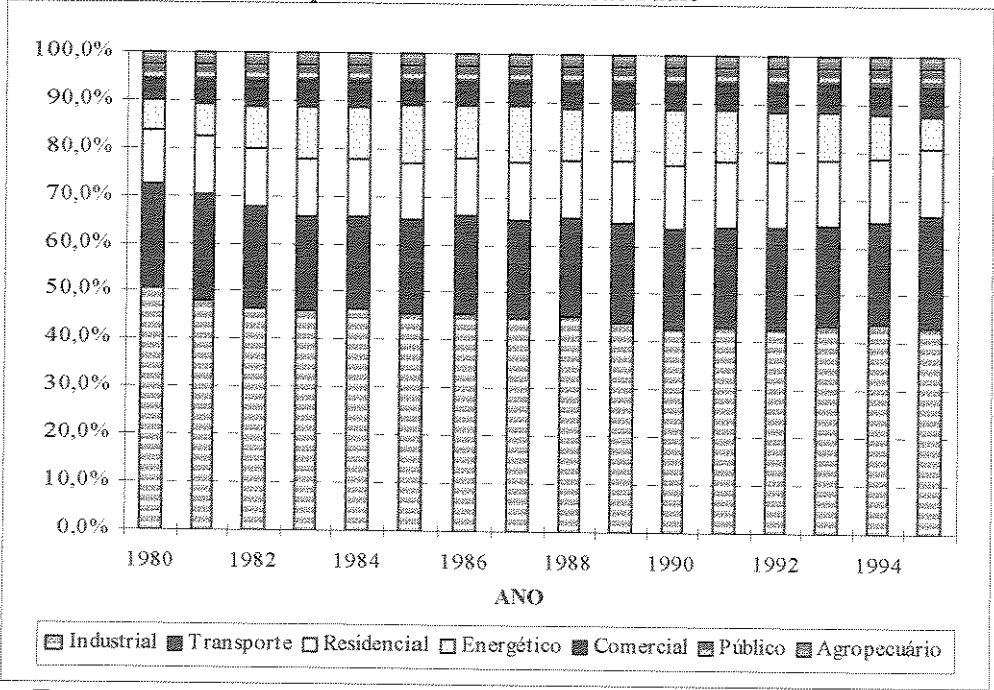
Setores	Industrial	Transporte	Residen	Energét	Comerc	Público	Agropec	Total
S. Paulo	1,8	3,6	4,5	2,9	5,2	4,5	3,5	2,9
Brasil	2,8	3,1	1,3	5,4	5,3	5,5	2,4	2,9

Fonte: Elaboração Própria com Base em (MME, 1996 e SEESP, 1996)

Portanto, diante desta taxa de crescimento de 2,9% ao ano no consumo total de energia de São Paulo, e comparando com a taxa média de crescimento do PIB paulista durante o período de 1980 a 1995 (1,1% ao ano), observamos como o modelo paulista é intensivo em energia, de um modo geral, com elasticidades energia/PIB sempre maior que a unidade, e bem superior ao do Brasil.

Já o gráfico 2.6 apresenta a evolução da estrutura de participação do consumo final energético por setores da atividade econômica do Estado de São Paulo para o período de 1980 a 1995. Como se observa, o setor industrial apresenta um declínio da sua participação dentro do consumo total do Estado durante o periodo exposto, (apresentando uma perda de 7,7 pontos percentuais), e necessariamente, isso deveria ocorrer, tendo em vista que este setor foi o mais prejudicado pelas crises econômicas descritas anteriormente.

Gráfico 2.6 - Evolução da Participação Relativa (%) do Consumo Final Energético por Setor do Estado de São Paulo

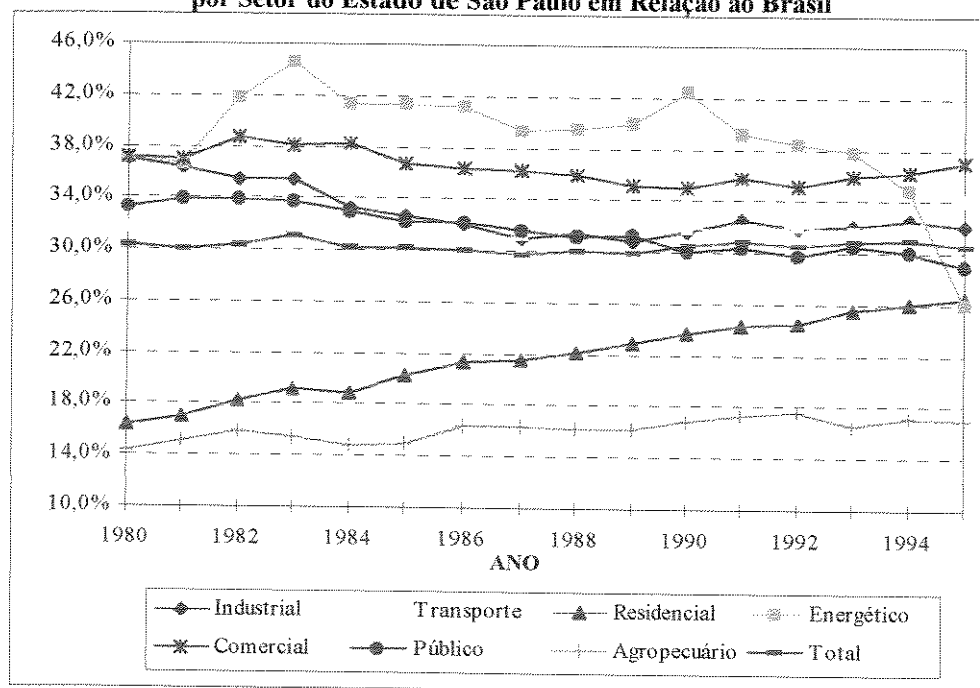


Fonte: Adaptado de (SEESP, 1996)

No entanto, a perda do setor industrial é canalizada para os demais setores, que apresentam um crescimento de suas participações, passando de 49,4% em 1980, para 57,1% em 1995. No final do período, verifica-se que os setores industrial, transporte e residencial são ainda responsáveis por quase 81% do consumo energético do Estado.

No gráfico 2.7, aparecem os dados referentes à evolução da participação paulista do consumo final energético por setores da atividade econômica do Brasil. Esses dados revelam as perdas de 4,9; 4,3; 11,3 e 0,2 pontos percentuais das participações dos setores industrial, público, energético e comercial do Estado em relação ao Brasil, (passando respectivamente de 37,0% para 32,1%; 33,3% para 29,0%; 37,2% para 25,9% e 37,2% para 37,0%), durante o período de 1980 a 1995.

Gráfico 2.7 - Evolução da Participação Relativa (%) do Consumo Final Energético por Setor do Estado de São Paulo em Relação ao Brasil



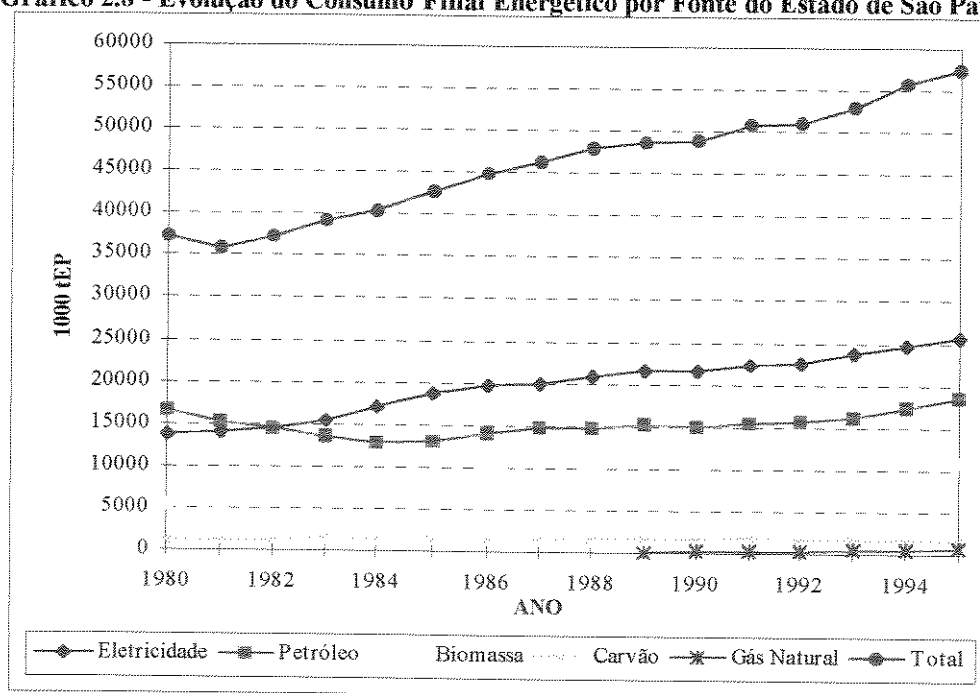
Fonte: Elaboração Própria com Base em (MME, 1996 e SEESP, 1996)

Entretanto, os demais setores apresentam um aumento de suas participações, principalmente os setores residencial (que inicia com 16,4% e termina com 26,5%) e transporte (que passa de 31,7% para 34,0%), sendo estes, os principais responsáveis pela participação constante do Estado no consumo final energético do Brasil, como é verificado neste gráfico, pois estes setores apresentam uma taxa média de crescimento de seu consumo final energético bem superior à do Brasil, conforme mostra a tabela 2.1; e o agropecuário, que apresenta um

incremento de 2,6 pontos percentuais. No agregado, o consumo total energético paulista registra uma contribuição de 30,5% no consumo total energético nacional em 1995.

Já o gráfico 2.8 apresenta a evolução do consumo final energético por fontes do Estado de São Paulo para o período de 1980 a 1995. Verifica-se através deste que, durante este período, enquanto houve um aumento de 84,5% no consumo de eletricidade (de 13.862 mil tEP, para 25.570 mil tEP) e de 96,2% no consumo de biomassa (de 5.542 mil tEP, para 10.875 mil tEP), o consumo de petróleo praticamente manteve-se estagnado, apresentando um incremento de cerca de 11,2% (de 16.541 mil tEP, para 18.397 mil tEP), e o consumo de carvão mineral acrescenta cerca de 42,4% ao valor de 1980.

Gráfico 2.8 - Evolução do Consumo Final Energético por Fonte do Estado de São Paulo



Fonte: Adaptado de (SEESP, 1996)

OBS: Biomassa = Lenha + Bagaço de Cana + Lixívia + Carvão Vegetal + Álcool Etílico

Carvão = Carvão Vapor + Gás de Coqueria + Coque de Carvão Mineral

Petróleo = Óleo Diesel + Óleo Combustível + Gasolina + GLP + Nafta + Querosene + Gás Canalizado + Gás de Refinária + Outros Energéticos

Com relação ao gás natural, este passa a ser utilizado dentro do Estado, em substituição ao gás de nafta, somente após outubro de 1988, com a entrada em operação do gasoduto Rio de Janeiro-São Paulo, onde este passa a transportar o gás proveniente da bacia de Campos [GOMES, 1989]. Contudo, o seu consumo ainda é irrisório, portanto, sua participação dentro da matriz energética paulista para o ano de 1995 é em torno de 1,4%, conforme apresenta o gráfico 2.9. No agregado, o Estado apresenta, em 1995, um consumo energético total de

57.314 mil tEP, sendo cerca de 63,6% a participação das fontes energéticas renováveis (Eletricidade e Biomassa) neste consumo.

Como se observa através da tabela 2.2, são as fontes energéticas renováveis que apresentam as maiores taxas médias de crescimento durante o período de 1980 a 1995 (cerca de 4,6% ao ano, para a biomassa e 4,3% ao ano, para a eletricidade). Isto se deve ao fato de que após o primeiro choque mundial do petróleo (Outubro de 1973), e principalmente após o segundo (Novembro de 1979), foi implementada tanto a nível nacional, como a estadual, uma política energética de substituição do petróleo importado (que devido ao seu alto preço na época, provocava perdas na balança de pagamento) pela utilização de fontes energéticas renováveis³ [ROSA, 1984], o que explica estas altas taxas de crescimento.

Tabela 2.2 - Taxas Médias de Crescimento Anual do Consumo Final por Fontes Energéticas do Brasil e do Estado de São Paulo no Período de 1980 a 1995 em %

Fontes	Eletricidade	Petróleo	Biomassa	Carvão	Total
São Paulo	4,3	0,7	4,6	2,4	2,9
Brasil	5,3	1,3	1,2	5,3	2,9

Fonte: Elaboração Própria com Base em (MME, 1996 e SEESP, 1996)

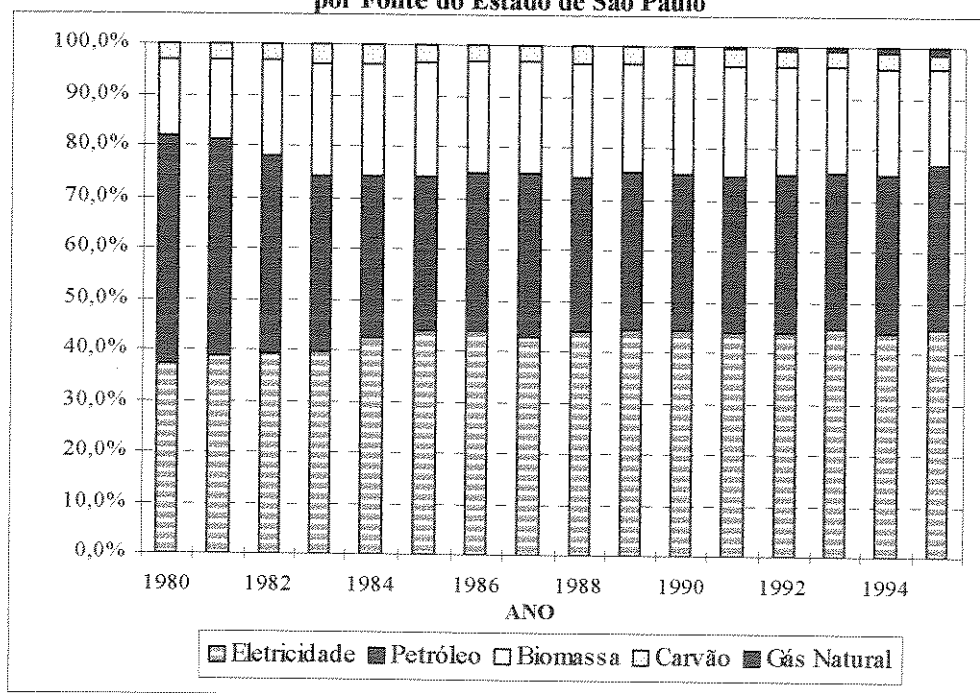
Portanto, é provável que devido a isto, o consumo de petróleo apresente durante este período, uma taxa média de crescimento baixa, em torno de 0,7% ao ano. Já com relação ao carvão mineral, este apresenta uma taxa média de crescimento de cerca de 2,4% ao ano, inferior à taxa apresentada pelo consumo energético total de São Paulo.

Entretanto, em relação ao Brasil, conforme mostra a tabela 2.2, este apresenta taxas médias de crescimento do consumo de eletricidade, petróleo e carvão mineral superiores às de São Paulo (respectivamente 5,3%, 1,3% e 5,3% ao ano), sendo que no total, a taxa média de crescimento de 2,9% ao ano é igual a do Estado, devido ao fato de que durante este período, São Paulo apresenta uma taxa média bem superior à do Brasil em relação ao consumo de biomassa (4,6% ao ano, contra 1,2% ao ano).

³ Após o primeiro choque mundial do petróleo, foi implementado pelo governo o uso da biomassa através da utilização do bagaço de cana de açúcar com a criação do Plano Nacional do Álcool (Proálcool) em 1975, que visava à substituição da gasolina automotiva pelo uso do álcool hidratado na frota nacional de veículos [ROSA, 1984] e também, após o segundo choque do petróleo, foi implementado pelo Ministério de Minas e Energia o consumo de eletricidade nas indústrias (para a eletrotermia), em substituição aos derivados de petróleo (especialmente o óleo combustível), através das alterações nos preços relativos desses dois produtos energéticos. Esta tendência foi reforçada ainda pela implementação da venda de energia elétrica a *tarifas especiais* com preços muito inferiores às tarifas normais [RODRIGUES e DIAS, 1994]. Todavia, maiores detalhes sobre este assunto serão vistos no capítulo seguinte.

O gráfico 2.9 apresenta a evolução da estrutura de participação do consumo final energético por fontes do Estado de São Paulo (matriz energética), para o período de 1980 a 1995. Como se observa, ocorre uma mudança na matriz energética paulista durante este período, em que se verifica um aumento de 11,4 pontos percentuais (de 52,2% para 63,6%) da participação das fontes energéticas renováveis no consumo energético total do Estado, sendo que esta mudança é um reflexo da política energética que foi adotada após os choques mundiais de petróleo.

Gráfico 2.9 - Evolução da Participação Relativa (%) do Consumo Final Energético por Fonte do Estado de São Paulo

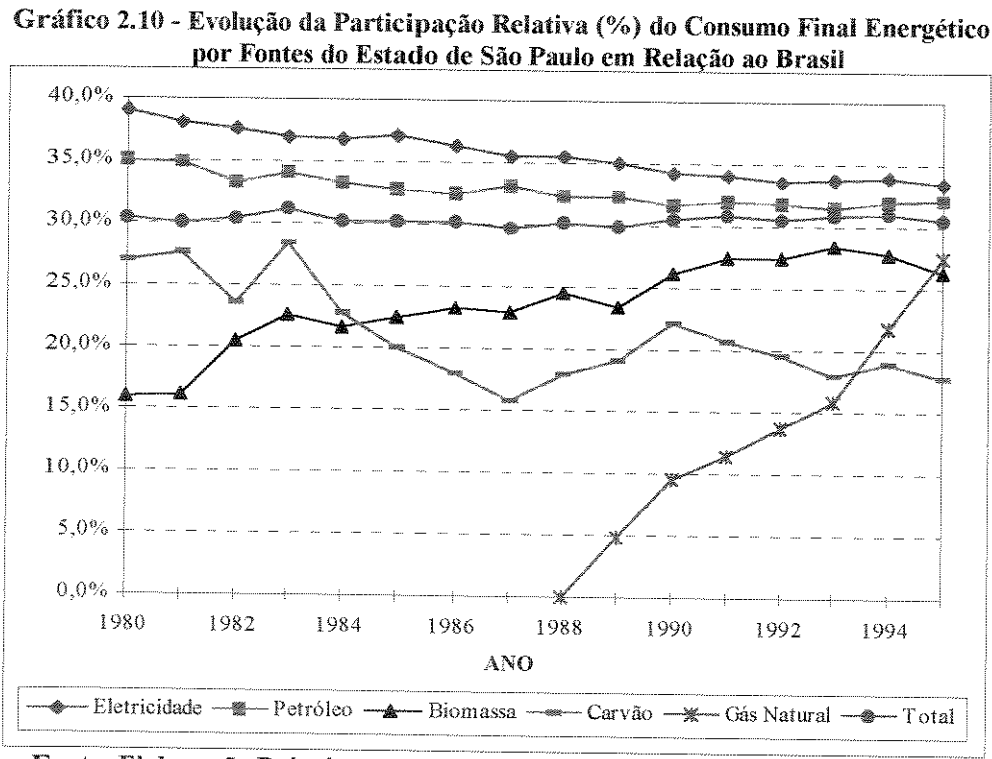


Fonte: Adaptado de (SEESP, 1996)

Verifica-se que esta mudança deu-se através da diminuição do consumo de petróleo no período, o que reflete na sua participação dentro da matriz energética (que passou de 44,6% em 1980, para 32,1% em 1995) e nos aumentos dos consumos de eletricidade e biomassa para o mesmo período, causando um aumento de suas participações na matriz energética, respectivamente de 37,3% para 44,6% e de 14,9% para 19%. Com relação ao carvão mineral e ao gás natural, o primeiro apresenta uma participação constante na sua contribuição à matriz energética (3,5% em média) ao longo do período e o segundo, participa com apenas 1,4% no consumo total do Estado em 1995. Porém, há grandes perspectivas de uma expansão na sua contribuição, após a entrada deste energético proveniente da Bolívia na economia paulista [MIGUEZ et alli, 1993], através da sua utilização pelos seguintes setores: o industrial, o comercial, o residencial e ainda por último, o setor automotivo, sem no entanto, incluímos o

setor energético através da geração termoe elétrica, assunto este que será analisado no Capítulo 4.

No gráfico 2.10, aparecem os dados referentes à evolução da participação paulista no consumo final energético por fontes do Brasil. Esses dados revelam as perdas de 9,2, 5,7 e 2,9 pontos percentuais das participações das fontes energéticas de carvão mineral, eletricidade e petróleo do Estado em relação ao Brasil (passando respectivamente de 27,0% para 17,8%, de 39,0% para 33,3% e de 35,0% para 32,1%), durante o período de 1980 a 1995, sendo que estas perdas ocorreram devido à diminuição do consumo destes energéticos pelo setor industrial, devido principalmente às crises econômicas pelas quais passou esse setor durante este período, conforme descritas anteriormente.



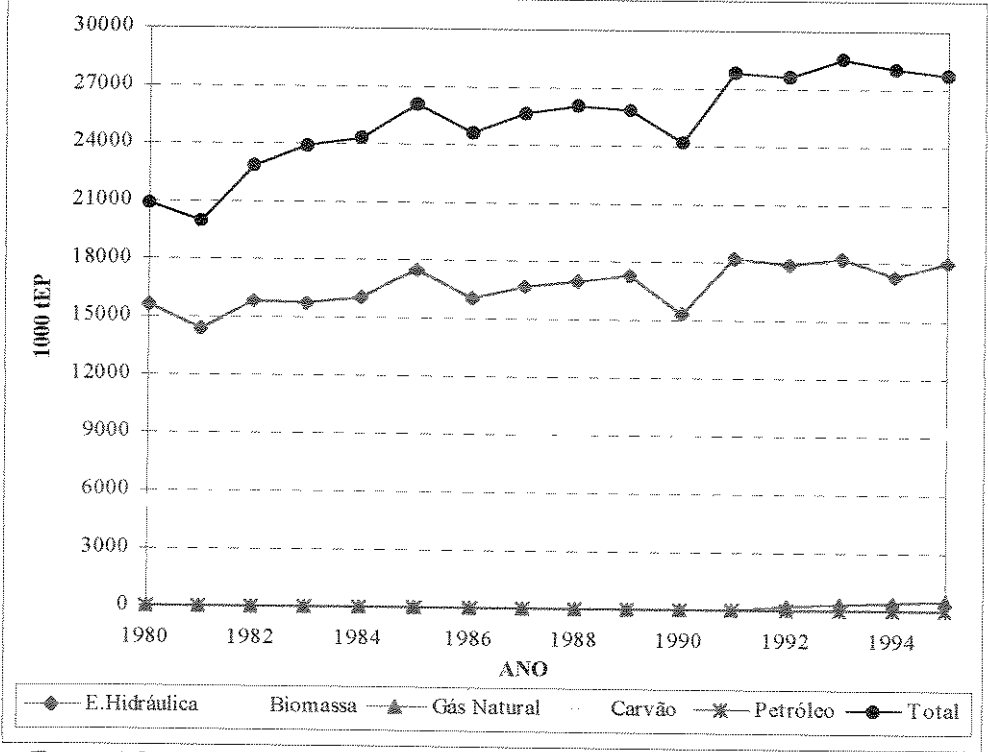
No entanto, durante este mesmo período, ocorre um aumento de 10,3 pontos percentuais da participação da biomassa (que passa de 16,0% para 26,3%) no consumo final energético do Brasil. Este incremento deve-se ao fato da grande participação que possui a biomassa em São Paulo, graças ao desenvolvimento local das indústrias sucro-alcooleira (principalmente após 1975 com a implementação do Proálcool) e de papel e celulose [SEESP, 1996]. Já com relação ao gás natural, a sua participação está em torno de 27,4%. No total, o consumo

energético do Estado corresponde a 30,5% do nacional em 1995, o que demonstra a importância de São Paulo no contexto nacional.

2.3.2 Caracterização Energética da Oferta

Os gráficos 2.11 e 2.12 apresentam a caracterização energética do Estado de São Paulo pelo lado da oferta, sendo que o gráfico 2.11 mostra a evolução da produção energética de São Paulo a partir de fontes primárias de energia no período de 1980 a 1995, onde se verifica que durante este período, ocorre um predomínio quase absoluto das fontes renováveis (energia hidráulica e biomassa) na produção total de energia primária do Estado, que apresenta um incremento da ordem de 32,2%, passando de 20.945 mil tEP em 1980, para 27.696 mil tEP em 1995.

Gráfico 2.11 - Evolução da Produção de Energia a Partir de Fontes Primárias do E.S.P



Fonte: Adaptado de (SEESP, 1996)

OBS: Biomassa = Lenha + Bagaço de Cana + Lixívia + Outras Primárias
Carvão = Carvão Mineral

Dentro do contexto da produção, conforme mostra o gráfico 2.11, destaca-se a importância da biomassa neste período para São Paulo, sendo esta fonte, a principal responsável pelo aumento global da produção, apresentando uma taxa média de crescimento

anual bem superior à da energia hidráulica (respectivamente com 3,7%, contra 0,9%), sendo que a sua produção passa de 5.333 mil tEP, para 9.224 mil tEP em 1995.

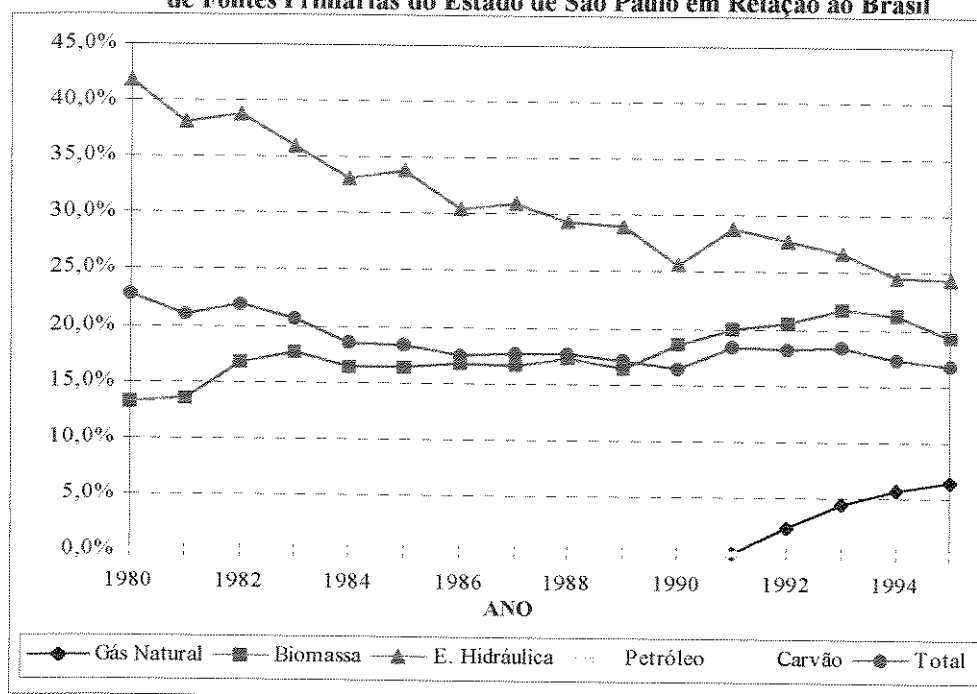
Com relação à energia hidráulica, esta apresenta um baixo crescimento de sua produção neste período (que aumenta de 15.612 mil tEP, para 17.984 mil tEP), tendo ainda uma queda acentuada em 1981, 1986 e 1990, devido a um regime de chuvas fraco naqueles anos, o que provocou uma diminuição nos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas de São Paulo. Portanto, este pequeno incremento na produção de energia hidráulica, além de refletir em uma diminuição da participação desta fonte, na produção global de energia primária do Estado (que passa de 74,5% em 1980, para 64,9% em 1995), provoca uma diminuição da participação paulista na produção de energia hidrelétrica nacional, conforme mostra o próximo gráfico.

Já em relação às fontes não renováveis,⁴ o Estado de São Paulo, devido à quase ausência de reserva de carvão mineral e de total ausência de petróleo, não apresenta nenhuma produção destes energéticos. No entanto, em 1992, quando houve o início da produção de gás natural neste Estado (bacia de Santos) [ASSUMPCÃO e COUTINHO, 1993], este insumo passa a contribuir com uma pequena parcela na produção total, sendo o responsável em 1995, por 488 mil tEP, o que representa 1,8% da produção total de energia primária de São Paulo.

O gráfico 2.12, que complementa o gráfico anterior, apresenta a evolução da participação paulista na produção energética a partir de fontes primárias do Brasil, na qual se observa uma diminuição de 6,2 pontos percentuais na participação da produção total do Estado dentro do contexto nacional, isto é, o montante decresce de 22,8% em 1980, para 16,6% em 1995. Esta queda ocorre devido à também diminuição da participação de São Paulo na produção de energia hidráulica (que passa de 41,8%, para 24,4%), o que significa que a expansão da capacidade de geração do sistema hidrelétrico nacional ocorreu externamente ao Estado de São Paulo. Maiores detalhes sobre este assunto serão vistos no próximo capítulo.

⁴ Como apresenta o capítulo 4, o Estado de São Paulo possui como reserva de fontes não renováveis de energia primária, os seguintes energéticos: a turfa, o xisto e por último o gás natural, sendo que este é o único que se encontra no momento em uma etapa de produção comercial.

Gráfico 2.12 - Evolução da Participação Relativa (%) da Produção de Energia a Partir de Fontes Primárias do Estado de São Paulo em Relação ao Brasil

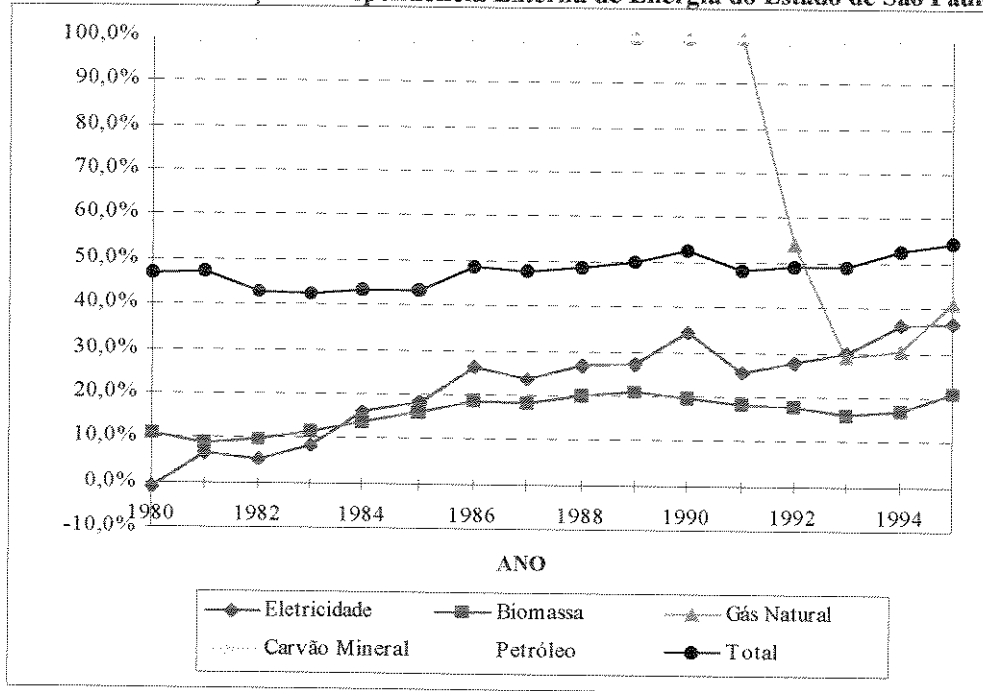


Fonte: Elaboração Própria com Base em (MME, 1996 e SEESP, 1996)

Este gráfico ainda revela que a participação paulista na produção de biomassa do Brasil aumenta cerca de 45,8 pontos percentuais entre o período de 1980 a 1995, passando de 13,1%, para 19,1%. Este aumento de participação deve-se principalmente ao crescimento da produção de bagaço de cana de açúcar em São Paulo, em função do desenvolvimento pelo qual passou o setor sucro-alcooleiro paulista neste período, sendo que este setor foi o responsável por quase 50% da produção nacional de bagaço de cana de açúcar em 1995 [MME, 1996 e SEESP, 1996]. Entretanto, em relação às fontes não renováveis, São Paulo participa apenas com gás natural (cujas produção local corresponde a 6,3% da nacional em 1995), pois conforme mostrava o gráfico anterior, este Estado não possui nenhuma produção tanto de carvão mineral, como de petróleo.

Para finalizar esta seção, o gráfico 2.13 apresenta a evolução da dependência externa de energia do Estado de São Paulo no período de 1980 a 1995, dependência esta, que é calculada através da divisão do resultado da diferença entre a demanda energética (que inclui o consumo final energético mais as perdas⁵) e a produção de energia primária deste Estado, pela demanda energética.

⁵ Estas perdas são as ocorridas durante as atividades de produção, transporte, distribuição e armazenamento de energia, sendo que não se incluem as perdas ocorridas nos centros de transformação [SEESP, 1996].

Gráfico 2.13 - Evolução da Dependência Externa de Energia do Estado de São Paulo

Fonte: Elaboração Própria com Base em (SEESP, 1996)

Portanto, conforme demonstra o gráfico acima, São Paulo não apresenta nenhuma autosuficiência energética em relação a sua demanda de petróleo e carvão mineral, situação esta que já era de se esperar em função do que foi visto no gráfico 2.11. Porém, o mesmo não acontece com o gás natural, sendo que após 1991, este vem diminuindo a sua dependência de fornecimento externo de gás, através do aumento da produção interna desse energético. No entanto, esta situação em 1995 se reverte (com o aumento da dependência para cerca de 40,8%), em função da pequena dimensão (volume) de sua reserva, o que se conclui que esta não terá capacidade suficiente para sustentar o crescimento previsto da demanda deste energético em São Paulo, como mostrará o Capítulo 4.

Com relação às fontes renováveis, observa-se através deste gráfico um aumento da dependência externa de biomassa (que passa de 11% em 1980, para 20,9% em 1995), em função, tanto da diminuição da produção interna de lenha, como do aumento das perdas na produção de bagaço de cana ocorridas neste período. No que concerne à energia elétrica, a partir de 1980, o Estado de São Paulo inverte a sua situação de exportador desse insumo (cerca de 147 mil tEP, o que corresponde a 1,0% da demanda do Estado), para tornar-se um grande importador (com 10.249 mil tEP, o que significa cerca de 36,3% de sua demanda em 1995). Tal situação é uma consequência da estagnação do crescimento da produção de

eletricidade, como visto no gráfico 2.11, com um grande aumento na demanda deste energético durante este período, conforme mostra o gráfico 2.8.

No geral, a dependência externa de energia de São Paulo aumenta de 46,6%, para 54,5% durante este período, devido principalmente ao aumento crescente de importação de eletricidade, necessário para fechar o balanço de energia elétrica deste Estado, assunto este que será visto no capítulo seguinte.

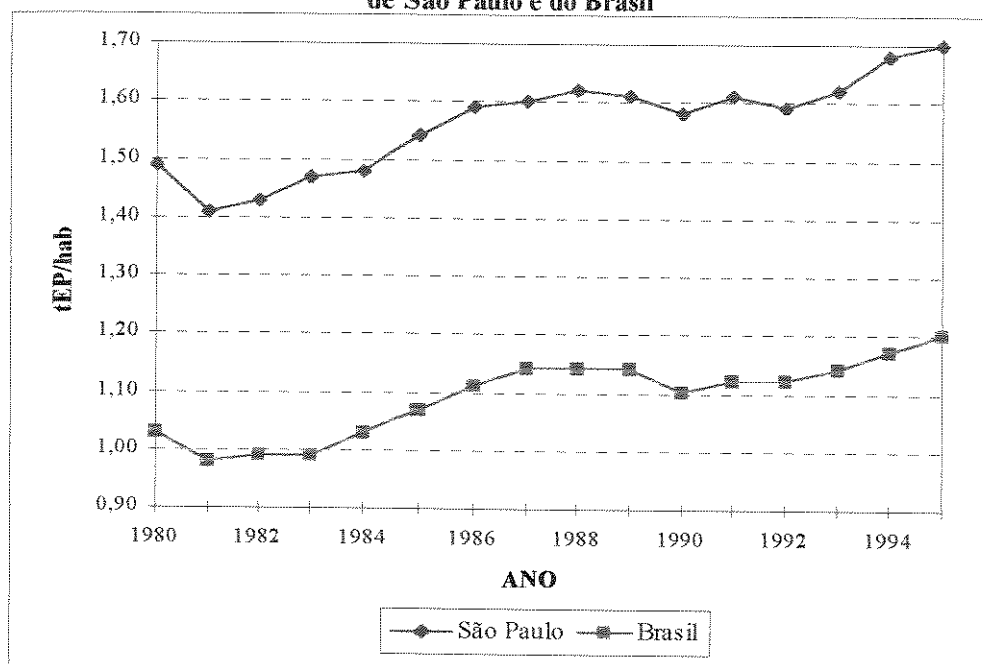
2.4 Intensidade Energética entre São Paulo e Brasil

Os dados sócio-econômicos e os consumos finais energéticos do Estado de São Paulo, bem como do Brasil, que possibilitaram os cálculos das intensidades energéticas por habitante e por produto, estão nas tabelas A e B, expressos no anexo 1.

O gráfico 2.14 apresenta a evolução do consumo per capita de energia do Estado e do Brasil para o período de 1980 a 1995, na qual se verifica que durante este período, São Paulo apresenta uma taxa média de crescimento de sua intensidade energética por habitante ligeiramente inferior à do Brasil, (respectivamente com 0,88% e 1,02% ao ano). Isto se deve ao fato de que durante este mesmo período, a população do Estado cresceu a uma taxa média anual superior à do país respectivamente 2,03% contra 1,84% [IBGE, 1996 e SEADE, 1996], devido ao intenso processo migratório que São Paulo ainda possui em relação aos demais estados.

Verifica-se através deste que o Estado apresenta, durante o período, valores das intensidades bem superiores que o Brasil, o que se explica pelo padrão superior de renda per capita de seus habitantes, em relação aos demais Estados. Outro fator determinante é o peso que possuem os setores secundário e terciário, ambos grandes consumidores de energia, na estrutura da participação da economia paulista (95,4%). No agregado, as intensidades passam de 1,49 para 1,70 tEP/hab para São Paulo, e de 1,03 para 1,20 tEP/hab para o Brasil, durante este período.

Gráfico 2.14 - Evolução do Consumo Per Capita de Energia do Estado de São Paulo e do Brasil



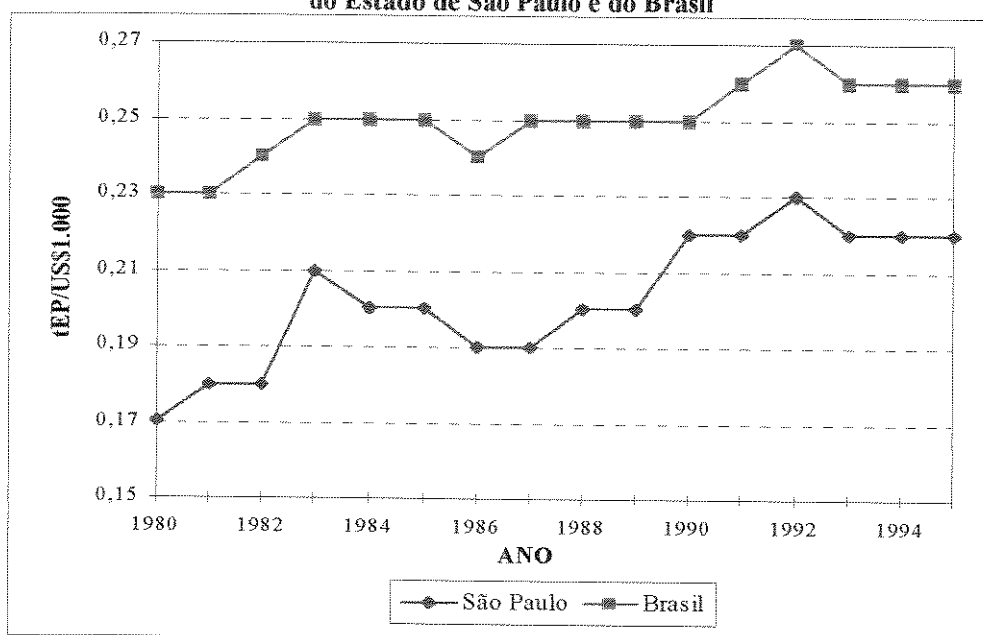
Fonte: Elaboração Própria com Base em (IBGE, 1996 e MME, 1996) e (SEADE, 1996 e SEESP, 1996)

No que se refere à intensidade energética por produto,⁶ verifica-se, através do gráfico 2.15, que São Paulo foi mais afetado que os demais Estados pelas crises econômicas, tanto do início da década de 80 (1981 a 1983), bem como do início da década de 90, períodos nos quais as intensidades energéticas de São Paulo apresentam um crescimento superior às do Brasil, visto que neste mesmo período, ocorre uma queda do PIB paulista superior ao do Brasil, conforme já descrito anteriormente.

Este gráfico ainda revela que o Estado de São Paulo apresenta para todo o período, valores menores de intensidade que o Brasil. Com isso, o Estado, para gerar US\$1.000 de riqueza, necessita de um consumo menor de energia (o que significa uma maior eficiência no uso de sua energia), demonstrando um perfil de economia desenvolvida. No geral, as intensidades passam de 0,17 para 0,22 tEP/US\$1.000 para São Paulo, e de 0,23 para 0,26 tEP/US\$1.000 para o Brasil, durante o período de 1980 a 1995.

⁶ A intensidade energética por produto é a relação que há entre o consumo de energia com o equivalente valor monetário produzido pelo mesmo. Esta intensidade reflete a estrutura econômica e o nível de desenvolvimento de um determinado país, região ou até um Estado, bem como quão eficiente está sendo usada a energia dentro da sua estrutura [MACHADO e SCHAEFFER, 1994].

Gráfico 2.15 - Evolução da Intensidade Energética por Produto do Estado de São Paulo e do Brasil



Fonte: Elaboração Própria com Base em (BCB, 1996 e MME, 1996) e (SEADE, 1996 e SEESP, 1996)

Em síntese, esse capítulo apresenta São Paulo como o principal Estado, tanto em termos econômicos, quanto energéticos, em relação ao Brasil. Todavia, pelos valores aqui apresentados, destaca-se o crescimento da participação da energia elétrica em relação aos demais energéticos de São Paulo, principalmente para o lado da demanda, da qual este insumo participa com 44,6% da matriz energética estadual em 1995. No entanto, conforme mostra o gráfico 2.13, este apresenta uma transformação no setor elétrico paulista, onde passa de exportador de eletricidade em 1980, para grande importador, na qual vem apresentando desde então um crescente déficit deste insumo. Portanto, a partir do próximo capítulo, será analisado apenas este energético, isto é, dentro do que foi estabelecido no contexto desta dissertação.

Capítulo 3

A Energia Elétrica no Estado de São Paulo

Como verificado no capítulo anterior, a energia elétrica vem desempenhando um papel primordial na economia do Estado de São Paulo em relação aos diversos insumos energéticos consumidos por este Estado, sendo que a sua participação na matriz energética, durante o período 1980 a 1995, evoluiu de 37,3%, para 44,6% da demanda total. Portanto, este capítulo tem por objetivo fazer uma análise deste energético em São Paulo, em função tanto de seu mercado e da sua produção, como também, da previsão destes para os próximos vinte anos, finalizando este capítulo com os seus respectivos balanços de energia elétrica.

3.1 O Mercado e a Produção de Energia Elétrica

Esta seção tem por finalidade analisarmos o mercado e a produção de eletricidade do Estado de São Paulo durante o período de 1980 a 1995. Para isto, será analisada a evolução do consumo total¹ de energia elétrica desagregado por classes da atividade econômica, como também a evolução do parque gerador deste Estado, com as suas respectivas produções deste insumo durante este período.

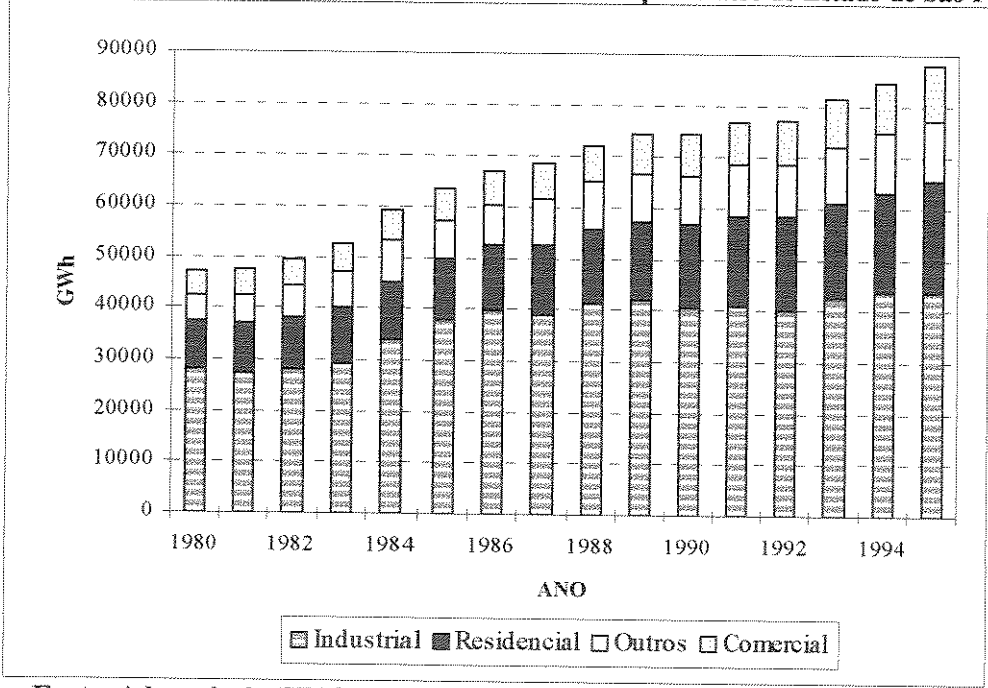
3.1.1 A Evolução do Consumo

O gráfico 3.1 apresenta a evolução do consumo total de eletricidade do Estado de São Paulo, desagregado por classes da atividade econômica para o período de 1980 a 1995.

¹O Consumo Total inclui além da soma de todas as classes de consumo tradicional, a parcela do consumo das energias interruptíveis, mais a parte do consumo dos autoprodutores.

Observa-se através deste que, durante o referido período, o consumo de energia elétrica na classe industrial apresenta um aumento da ordem de 54,5%, passando de 28.241 GWh para 43.638 GWh. Também verifica-se que esta classe foi a única a ter uma diminuição em seu nível de consumo, durante o começo das décadas de 80 (especificamente em 1981, período em que a classe industrial tem uma redução de 878 GWh em relação ao consumo do ano anterior) e 90 (já que em 1992, esta também apresenta uma redução de 1.711 GWh em relação ao consumo de 1989). Este fato ocorre em função das crises econômicas pelo quais o setor industrial passou e cujas causas já foram descritas no capítulo anterior.

Gráfico 3.1 - Evolução do Consumo Total de Eletricidade por Classe do Estado de São Paulo



Fonte: Adaptado de (SEESP, 1996)

Obs: Outros incluem a subclasse: Governo+Agropecuário+Transportes

Apesar dos períodos recessivos pelos quais passou a economia paulista durante 1980 a 1995, conforme mostra o gráfico 3.2, os principais fatores que contribuíram para manter uma taxa média de crescimento de 2,9% ao ano do consumo de eletricidade pela classe industrial, foram [ELETROBRÁS, 1992 a]:

- (i) Prosseguimento do processo de intensificação do uso de energia elétrica pela indústria, que sempre esteve associado à crescente sofisticação industrial, que se constitui numa tendência secular à eletrificação;

(ii) Desenvolvimento das indústrias eletrointensivas, altamente consumidoras de eletricidade, tais como: alumínio, ferroligas, soda-cloro, etc, que apesar da crise, elevaram a produção, voltando os excedentes para exportação; sendo esta categoria, a responsável por quase 20% do consumo nesta classe em 1995 [ELETROBRÁS, 1996].

(iii) Substituição de derivados de petróleo por energia elétrica, induzida por uma maior disponibilidade deste insumo, além de quedas no seu preço e o surgimento das *tarifas especiais*², bastante favoráveis para o setor industrial, o que provocou inclusive, uma má utilização deste energético pelas indústrias.

Quanto às demais classes, o gráfico 3.1 mostra que os segmentos residencial, comercial e outros apresentam um incremento em seus respectivos consumos de energia elétrica da ordem de 141,4% (de 9.035, para 21.815 GWh), 136,2% (de 4.722, para 11.154 GWh) e 123,3% (de 5.177, para 11.561 GWh), durante o período de 1980 a 1995.

O crescimento do consumo de eletricidade da classe residencial foi alavancado durante este período pela forte expansão do consumo médio por consumidor (que passa de 1.682, para 2.509 kWh/ano), que por sua vez, reflete a expansão das vendas e a conseqüente elevação no nível de utilização de aparelhos eletrodomésticos [TOLEDO, 1996]. Além disso, destaca-se também nesta classe de consumo, a influência do crescimento populacional, a urbanização crescente, os planos e programas das concessionárias na ligação de consumidores de baixa renda e por último, o crescimento da economia informal que faz com que as atividades industriais e comerciais sejam exercidas nas residências [ELETROBRÁS, 1992 a]. Tais fatores contribuíram para a contínua expansão deste segmento de mercado no Estado de São Paulo, que cresceu a uma taxa média de 6,1% ao ano durante o período de 1980 a 1995.

²A substituição de derivados de petróleo por energia elétrica no setor industrial ocorreu principalmente devido ao surgimento de *tarifas especiais*, cujos preços são muito inferiores às tarifas normais, e justificadas pela ameaça de crise no fornecimento de derivados de petróleo e pela existência de excedentes de energia elétrica de origem hidráulica no começo da década de 80. A primeira tarifa a ser implementada pelo Governo Federal foi a EGTD (Energia Garantida por Tempo Determinado), que vigorou entre 1982 a 1987, sendo então substituída até o momento, pelas ETST (Energia Temporária de Substituição Térmica) e EST (Energia de Sobre Temporária), ambas de características de serem interruptíveis, o que significa que o fornecimento pode ser suspenso pela concessionária local, isto é, face às condições hidrológicas desfavoráveis. No final de 1993, entrou em vigor uma nova modalidade de *tarifa especial* (E1063), regulada pela Portaria DNAEE nº 1.063, destinada aos consumidores eletrointensivos que necessitavam de aumentar sua competitividade para concorrer com os baixos preços dos produtos no mercado internacional [ELETROBRÁS, 1995].

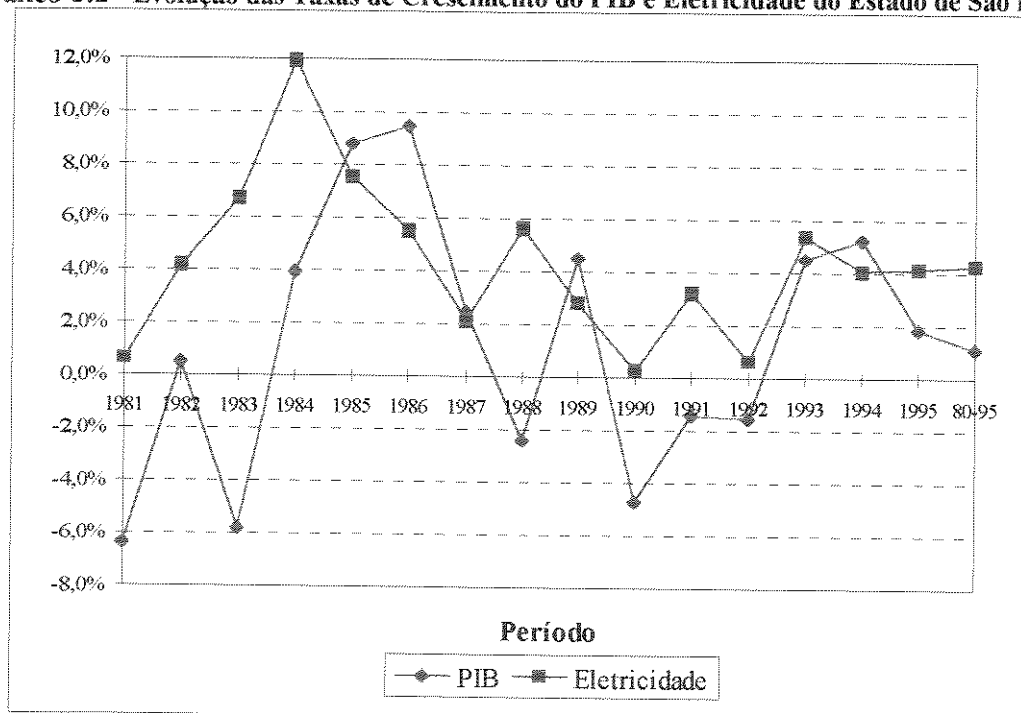
A classe comercial, bastante heterogênea, engloba o segmento varejista e atacadista, a rede bancária, os escritórios, os serviços pessoais de diversão, de reparo, de alojamento, alimentação e comunicação no Estado de São Paulo. O comportamento do consumo desta classe durante 1980 a 1995, pode ser atribuído a um processo contínuo de ingresso de novos consumidores no sistema, pela abertura de novos negócios, em razão da terceirização. O setor de serviços vem ampliando seu leque de atividades, executando tarefas que anteriormente estavam a cargo do setor industrial. Além disso, verifica-se uma fase de modernização neste setor, com a consolidação de lojas de departamentos, abertura de novos shoppings centers e a expansão de franchising nas médias e grandes cidades do Estado, o que torna este segmento mais intensivo em eletricidade [CPFL, 1995], apresentando uma taxa média de 5,9% ao ano no crescimento do consumo de eletricidade ao longo deste período.

A classe *outros* corresponde à soma dos consumos das subclasses: governo, agropecuário e transportes no Estado de São Paulo entre 1980 e 1995. A subclasse agropecuário apresenta durante este período um aumento de 151,9% em seu consumo de energia elétrica, que passa de 813, para 2.048 GWh [SEESP, 1996], sendo este crescimento, uma consequência do desenvolvimento no Estado, da eletrificação rural e dos programas de irrigação [ELETROBRÁS, 1992 a]. Já o consumo de eletricidade da subclasse governo (que engloba o consumo das repartições e autarquias do Estado e seus municípios, bem como a iluminação pública, água, esgoto e saneamento, e os consumos próprios do setor elétrico), cresceu 95,6% durante o período, passando de 4.381, para 8.569 GWh [SEESP, 1996]. Quanto ao consumo da subclasse transporte (que corresponde à soma dos consumos de eletricidade dos trolleybus e dos trens de metrô e de superfície), esta apresenta um incremento de cerca de 55,8% durante o período de 1980 a 1995, sendo que o seu consumo evolui de 606, para cerca de 944 GWh [SEESP, 1996]. A crise econômica, a desestruturação do planejamento urbano e a falta de incentivos (tarifários, creditícios e fiscais) por parte do Governo [BAJAY e CARVALHO, 1994], têm desestimulado o crescimento do transporte de massa eletrificado no Estado de São Paulo, fatores esses que contribuíram para que esta subclasse apresentasse um menor crescimento em seu consumo de energia elétrica durante este período, do que em relação aos outros segmentos desta classe. No agregado, esta classe apresenta uma taxa média de crescimento em seu consumo de eletricidade em cerca de 5,5% ao ano neste período.

No geral, o consumo total de energia elétrica em São Paulo entre o período de 1980 a 1995, aumenta de 47.175 GWh para 88.168 GWh, o que corresponde a um incremento de cerca de 86,9% em sua demanda, conforme mostra o gráfico 3.1. Segundo a **ELETROBRÁS [1992 a]**, este crescimento do consumo tem sido uma consequência dos seguintes fatos: aumento do estoque de equipamentos elétricos (industrial e domiciliar); penetração crescente da eletricidade na modernização de diversos setores da economia; crescimento populacional e expansão contínua da taxa de urbanização; e a extensão e difusão da energia elétrica nas áreas rurais.

Estes fatores têm mais do que compensado a tendência à redução do consumo devido à disponibilidade de tecnologias cada vez mais eficientes no uso da eletricidade e explicam o comportamento da relação entre o crescimento do consumo e do PIB, que se aproxima da unidade nos ciclos mais dinâmicos da economia, e que tende a crescer, chegando mesmo a alcançar valores extremamente elevados nos períodos de recessão, conforme mostra o gráfico abaixo.

Gráfico 3.2 - Evolução das Taxas de Crescimento do PIB e Eletricidade do Estado de São Paulo



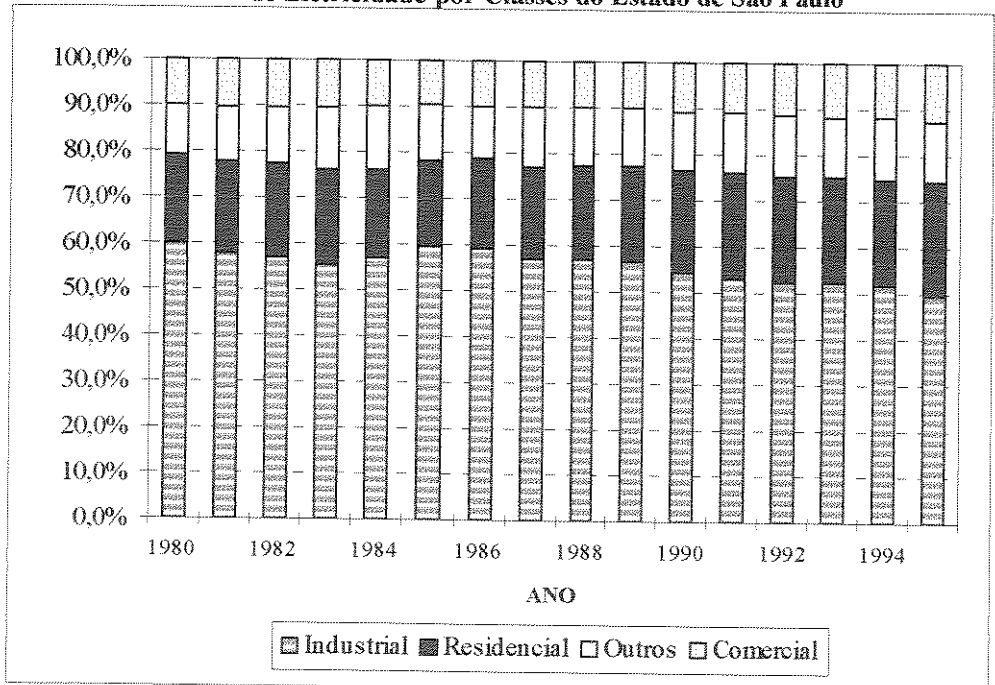
Fonte: Elaboração Própria com Base em (SEADE, 1996 e SEESP, 1996)

O gráfico 3.2 mostra a evolução das taxas de crescimento do PIB e eletricidade do Estado de São Paulo para o período de 1981 a 1995, podendo ser verificado que enquanto o consumo de energia elétrica cresceu em média cerca de 4,3% ao ano, a economia paulista

cresceu na média, a uma taxa de 1,1% ao ano, o que resulta em uma elasticidade-renda de cerca de 3,9. Além disto, como pode ser visto neste gráfico, mesmo em períodos recessivos, como de 1981, 1983, 1988 e de 1990 a 1992, o crescimento do mercado de energia elétrica manteve-se elevado, com a ocorrência de elasticidade-renda muito alta. Esses fatos indicam a existência de uma componente inercial na dinâmica do mercado de energia elétrica, o que induz o seu crescimento, mesmo com a economia em crise.

O gráfico 3.3 apresenta a evolução da estrutura de participação do consumo de energia elétrica do Estado de São Paulo por classes de consumo, durante o período de 1980 a 1995, na qual se observa a transformação que ocorreu na estrutura de consumo deste energético ao longo deste período, em função da diminuição da participação da classe industrial (que passa de 60% para 49,5%) e do crescimento das demais, especialmente a classe residencial (que passa de 19,2% para 24,7%) no consumo total de eletricidade em São Paulo.

Gráfico 3.3 - Evolução da Estrutura de Participação Relativa (%) do Consumo Total de Eletricidade por Classes do Estado de São Paulo



Fonte: Adaptado de (SEESP, 1996)

Esta redução de cerca de 10,5 pontos percentuais na participação da classe industrial no consumo total, deu-se em função de três fatos que estão interligados: i) pela retração das atividades pela quais passaram este setor ao longo deste período e que já foram descritas anteriormente, ii) pelo aumento da eficiência deste setor produtivo e iii) devido ao fato de que parte da expansão (e em alguns casos a própria transferência) de unidades industriais de médio

e grande porte, inclusive algumas eletrointensivas do Estado de São Paulo, fossem para outros Estados da União, devido a facilidades e isenções fiscais oferecidas por eles [CPFL, 1995]. Quanto ao crescimento da participação das classes: residencial, comercial e outros (sendo que estas duas últimas, passam respectivamente de 10%, para cerca de 12,7% e de 11%, para 13,1%), isso se deve ao maior dinamismo observado neste mercado no decorrer deste período e cujas causas já foram descritas neste item.

Já o consumo de energia elétrica per capita, apresentado na tabela 3.1, evolui continuamente ao longo do período de 1980 a 1995. A taxa média da evolução deste parâmetro, cerca de 2,2% ao ano, foi muito superior ao crescimento do consumo energético total per capita, cerca de 0,9% ao ano, o que indica um aumento muito mais expressivo do consumo de energia elétrica do que em relação às demais fontes de energia do Estado de São Paulo ao longo deste período.

Tabela 3.1 - Evolução dos Consumos per Capita de Energia e Eletricidade do Estado de São Paulo no Período de 1980 a 1995

Período	1980	1985	1990	1994	1995
C.Energia - tEP/hab	1,49	1,54	1,58	1,68	1,70
C.E.Elétrica - MWh/hab	1,89	2,29	2,42	2,55	2,61

Fonte: Elaboração Própria com Base em (SEADE, 1996 e SEESP, 1996)

Apesar do consumo per capita paulista (2,61 MWh/hab) ser cerca de 53,5% superior ao consumo brasileiro, cerca de 1,7 MWh/hab [ELETROBRÁS, 1995], para o ano de 1995, este é ainda cerca de menos da metade quando é comparado com o consumo per capita dos demais países desenvolvidos, como por exemplo o Japão e a Alemanha, ambos apresentando um consumo per capita respectivamente de 5,2 MWh/ano e 5,9 MWh/ano [ELETROBRÁS, 1995]. Esse fato demonstra o grande potencial de crescimento que ainda tem o mercado brasileiro e paulista de energia elétrica.

3.1.2 A Evolução da Produção

A capacidade nominal instalada do parque gerador do Estado de São Paulo (centrais elétricas de serviço público) evoluiu de 2.111 MW para cerca de 10.997 MW, ou seja, um incremento de 420,9% entre o período de 1965 a 1995, conforme mostra a tabela 3.2, sendo que a participação das usinas hidrelétricas na capacidade instalada do Estado aumentou de 76,2%, para 95,4% ao longo deste período. Todavia, o crescimento deste parque gerador é

caracterizado por duas fases distintas pela qual passou e ainda está passando o setor elétrico paulista.

Tabela 3.2 - Evolução da Capacidade Nominal Instalada do Parque Gerador do Estado de São Paulo em MW

Ano	Hidráulica	Térmica	Total
1965	1.609	502	2.111
1970	3.646	502	4.148
1975	7.167	502	7.669
1980	9.187	502	9.689
1985	9.490	502	9.992
1990	9.731	502	10.233
1995	10.495	502	10.997

Fonte: Elaboração Própria com base em (CESP, 1996 b; CPFL, 1996 e ELETROPAULO, 1996)

A primeira fase, que corresponde ao período compreendido entre 1965 a 1980, caracteriza-se pelo início da grande presença do Estado no setor elétrico de São Paulo, através da fundação da CESP em 5 de Dezembro de 1966 [DIAS, 1988]. Esta etapa foi marcada por grandes investimentos, principalmente na expansão da capacidade geradora de origem hidráulica, por parte desta empresa. Tal expansão só foi possível, pois, além do realismo tarifário, o setor elétrico paulista contava com recursos de capital por parte dos governos estadual e federal, e recursos externos (empréstimos e financiamentos), já que as taxas de juros internacionais eram bastante favoráveis [SAENZ et alli, 1994].

Como consequência deste modelo estatal e centralizador que foi adotado, a capacidade instalada evolui de 2.111 MW para 9.689 MW, apresentando então uma taxa média de crescimento de 10,7% ao ano, sendo que esta expansão deu-se através da exploração do grande potencial hidráulico de que dispunha São Paulo neste período, através da conclusão e construção das seguintes usinas hidrelétricas pela CESP [DIAS, 1988]:

- UHE de Jupia (1.411 MW) em 1969.
- UHE de Ibitinga (131 MW) em 1969.
- UHE de Chavantes (414 MW) em 1970.
- UHE de Jaguari (28 MW) em 1972.
- UHE de Ilha Solteira (3.230 MW) em 1973.
- UHE de Promissão (264 MW) em 1975.

- UHE de Capivara (640 MW) em 1977.
- UHE de Paraibuna (86 MW) em 1978.
- UHE de Água Vermelha (1.380 MW) em 1979.

Já a segunda fase, que corresponde ao período de 1980 a 1995, caracteriza-se pela continuidade da presença do Estado no setor elétrico de São Paulo. No entanto, esta fase, ao contrário da outra, apresenta uma estagnação no acréscimo da capacidade nominal instalada do parque gerador do Estado, pois este aumenta de 9.689 MW para cerca de 10.997 MW, o que corresponde a uma taxa média de 0,8% ao ano no crescimento da capacidade instalada.

Quanto à evolução da capacidade instalada no País, esta aumenta de 30.700 MW em 1980, para 55.500 MW em 1995 [ELETROBRÁS, 1995], o que equivale a uma taxa média de 4% ao ano. Portanto, comparando essas duas taxas de crescimento, conclui-se que a expansão da capacidade de geração do sistema hidroelétrico nacional ocorreu externamente ao Estado de São Paulo durante este período, sendo que este acontecimento pode ser explicado pela ação de dois fatos que ocorreram simultaneamente.

(i) Em razão da crise institucional e financeira³ pela qual vêm passando as concessionárias do Estado de São Paulo ao longo deste período, o que provocou a insuficiência de recursos, acarretando nos baixos investimentos na expansão da capacidade produtiva do setor elétrico paulista. Esta crise, além de levar a CESP a postergar a entrada em operação, da primeira metade dos anos 80, para início desta década das UHEs de Taquaruçu (505 MW), Rosana (320 MW) e Três Irmãos (646 MW), bem como, o atraso por dez anos na conclusão das UHEs de Porto Primavera (1818 MW) e do complexo de Canoas I e II (155 MW), o que aumentou ainda mais os custos destas obras, em função dos juros pagos durante a construção [LEIVA FILHO, 1995], impediu esta de implementar um parque termoeletrico em São Paulo neste período.

³ A crise do setor elétrico é o resultado do processo de achatamento tarifário (pois estas foram usadas pelo governo Federal como instrumento da política de controle da inflação ao longo da década de 80), combinado com a elevação do endividamento externo durante a segunda metade da década de 70. Portanto, depois de 1979, quando houve o segundo choque mundial do petróleo e tendo como consequência a elevação das taxas de juros do mercado financeiro internacional a patamares de 20% ao ano, as condições de financiamento externo sofreram mudanças radicais, causando a inadimplência deste setor, e provocando desde então, o decréscimo da capacidade de investimento do setor elétrico paulista [SAENZ et alli, 1994].

(ii) Pelo esgotamento do potencial hidrelétrico economicamente aproveitável para usinas de grande porte em São Paulo, sendo que, após a motorização final das UHEs de Três Irmãos, Taquarçu e Rosana em 1996 e da conclusão das UHEs de Porto Primavera e do complexo de Canoas I e II para o ano 2000, cerca de 87,4% do potencial hidrelétrico do Estado estará aproveitado, conforme mostra o capítulo 5.

Portanto, como resultado da conjugação desses dois fatos, temos uma redução de 11,8 pontos percentuais da participação do Estado de São Paulo na capacidade instalada do parque gerador do País, sendo que esta passa de 31,6% em 1980, para cerca de 19,8% em 1995.

A tabela 3.3 apresenta o resumo da potência Instalada e da energia firme por concessionárias do Estado de São Paulo para o ano de 1995, sendo que esta foi elaborada a partir das tabelas A, B e C que constam do anexo 2. Verifica-se que cerca de 95,4% da potência nominal instalada do Estado corresponde a UHEs, enquanto o restante, a usinas térmicas (UTES) que operam a óleo combustível, sendo cerca de 470 MW pertencentes à UTE de Piratininga e 32 MW à UTE de Carioba.

Tabela 3.3 - Resumo da Potência Nominal Instalada - MW e da Energia Firme - MW médio por Concessionárias do Estado de São Paulo em 1995

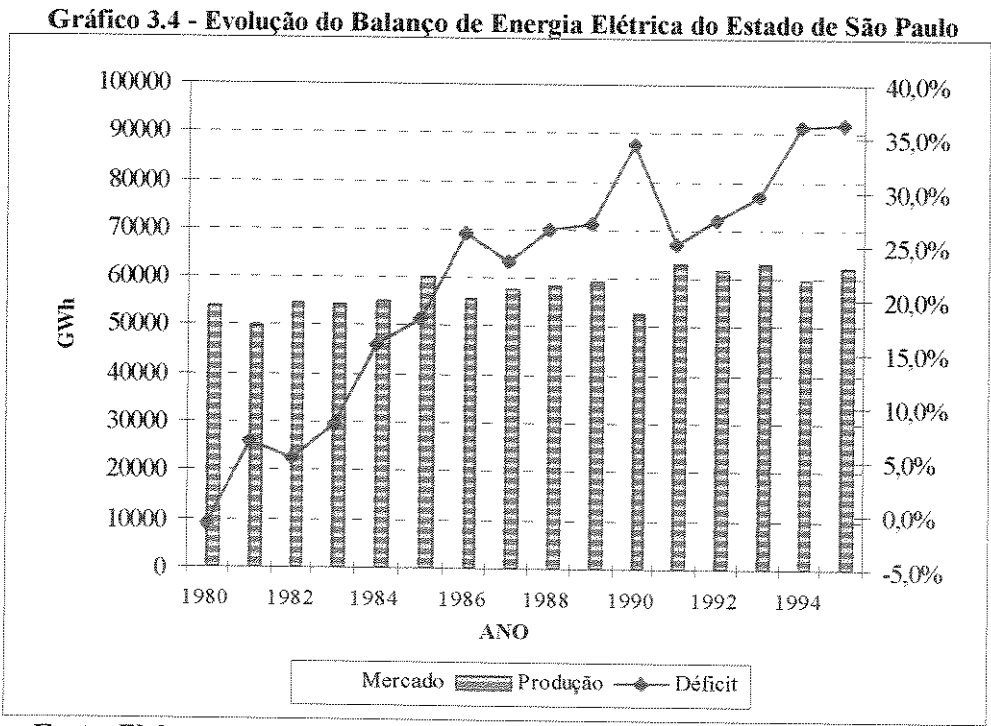
Empresa	Hidráulica	Térmica	Potência Total	Energia Firme
CESP	9.440	-	9.440	4.724
CPFL	107	32	139	83
ELETROPAULO	911	470	1.381	598
Particulares	37	-	37	17
Total	10.495	502	10.997	5.422

Já em relação às concessionárias, a CESP possui uma posição de destaque dentro do Estado, na qual participa com quase 90% da capacidade instalada de origem hidráulica e cerca de 85,8% da potência total. O mesmo acontece em relação à energia firme, sendo a sua participação de 87,1% em São Paulo.

Destaca-se também a quase ausência de participação (cerca de 0,3%) das concessionárias particulares, na estrutura de geração do Estado de São Paulo, situação esta que deve se alterar a partir da nova reestruturação institucional e física pela qual passará o setor elétrico paulista. Isto porque, dentro deste novo arcabouço, além da privatização deste setor, toda a ampliação da oferta de eletricidade do Estado de São Paulo será feita através da

produção independente [FERREIRA, 1996 a], fato esse que provocará o aumento da participação da iniciativa privada na capacidade de geração de energia elétrica do Estado.

A evolução da produção de energia elétrica (que incluem a geração, tanto das centrais de serviço público, como de autoprodutores) do Estado de São Paulo entre 1980 e 1995 é mostrada no gráfico 3.4, na qual se observa que a mesma apresenta uma pequena evolução ao longo deste período e tendo ainda uma queda acentuada em 1981, 1986 e 1990, devido a um regime de chuvas fraco naqueles anos, o que provocou uma diminuição nos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas de São Paulo. No geral, a produção aumenta de 53.834 GWh para cerca 62.014 GWh, o que corresponde a uma taxa média de crescimento de cerca de 0,9% ao ano.



Todavia, este pequeno incremento na produção deste insumo já era de se esperar em função da também baixa taxa de crescimento da capacidade instalada do parque gerador do Estado, cerca de 0,8% ao ano e cujas causas já foram analisadas neste item. Já em relação à participação das concessionárias do Estado na produção de energia elétrica, destaca-se a CESP, sendo a empresa responsável por 96,1% da eletricidade produzida em 1995, e que quase 99% da geração deste insumo em São Paulo, foi de origem hidráulica [CESP, 1996 a].

Para finalizar esta seção, o gráfico 3.4 apresenta a evolução do balanço de energia elétrica do Estado de São Paulo para o período de 1980 a 1995, sendo este balanço um confronto entre o mercado de energia elétrica (que é a soma do consumo total, mais as perdas⁴), com a produção deste insumo no Estado. Portanto, conforme mostra o gráfico, neste período ocorre uma transformação no setor elétrico paulista, que passa a partir de 1980, de exportador (cerca 507 GWh, o que corresponde a 1% do mercado do Estado), para importador de energia elétrica, do qual vem apresentando um déficit crescente, cujo montante em 1995 (35.341 GWh), correspondeu a cerca de 36,3 % de seu mercado. Todavia, esta situação de desequilíbrio que já foi vista no gráfico 2.13, é um reflexo do grande incremento do mercado deste insumo em São Paulo, que aumenta de 53.328 GWh, para 97.355 GWh, o que corresponde a uma taxa média de crescimento de 4,1% ao ano entre 1980 e 1995, e também, da baixa expansão da produção de energia elétrica, cuja taxa média anual de crescimento foi de 0,9 % ao ano, sendo que os fatores que influenciaram esta situação no Estado já foram analisados ao longo deste capítulo.

O déficit crescente de eletricidade apresentado pelo Estado foi no decorrer deste período suprido pelas exportações de energia elétrica das demais concessionárias do sistema interligado Sul-Sudeste, que apresentavam excedentes de produção. No entanto, para os próximos anos, a importação estadual não se repetirá em função da expectativa de crescimento do mercado de eletricidade deste Estado e do País, e da pouca disponibilidade de recursos tanto de São Paulo, como dos demais Estados para expandirem a suas respectivas produções, fatos esses que provocaram um déficit crescente no suprimento de energia elétrica para este Estado, o que será analisado na seção a seguir.

⁴ Perdas totais de energia elétrica, correspondem a diferença entre a geração total do sistema e o consumo total faturado, sendo então classificadas em técnicas e comerciais. A primeira, conhecida também como “perdas de potência” que somadas à demanda instantânea dos consumidores, resulta no requisito total a ser suprido pelo sistema de geração, é formada pelo conjunto de perdas na transmissão e subtransmissão, que corresponde por 30% das perdas técnicas do sistema e pelas perdas na distribuição, que representa cerca de 70% desta perda de potência. Quanto a segunda, que é também conhecida como “perdas não técnicas”, trata-se da ocorrência de fraudes, desvios e roubos de energia elétrica da rede [CARDOSO et alli, 1996]. As perdas totais de energia elétrica no Brasil em 1995 são ordem de 15,5% da geração total do sistema [ELETROBRÁS, 1995], enquanto para o Estado de São Paulo, segundo o BEESP/96, as perdas totais foram nos últimos quinze anos, em média de 10% do que o sistema produz de eletricidade.

3.2 A Previsão do Mercado e da Disponibilidade de Energia Elétrica

Esta seção tem por objetivo analisarmos a previsão do mercado de eletricidade e a disponibilidade de energia garantida para os próximos dez anos (de 1996 a 2005), bem como realizarmos a projeção destes para os dez anos seguintes (2006 a 2015) no Estado de São Paulo. Por último, esta seção finalizará com as evoluções dos respectivos balanços de energia elétrica e as dependências de fornecimentos externo desse insumo no Estado para estes dois períodos distintos.

3.2.1 Metodologia de Previsão do Mercado de Energia Elétrica

De um modo geral, o setor elétrico nacional adota como metodologia para a previsão de seu mercado de eletricidade, a elaboração das seguintes premissas básicas [ELETROBRÁS, 1996]:

- Cenários Macroeconômicos,
- Cenário Demográfico e de Domicílios,
- Perspectivas de Conservação,
- Perspectivas dos Setores Industriais,
- Autoprodução e Cogeração,
- Tarifas de Energia Elétrica.

O cenário macroeconômico adotado tanto pelo setor elétrico nacional, como para o paulista, refere-se ao Cenário II do Plano 2015 da Eletrobrás. Neste cenário, está prevista a retomada da economia (o que já vem acontecendo desde 1993), num primeiro momento, liderada pelo setor industrial. Após o ano 2000, haveria perda deste setor, sendo compensada pelo maior crescimento do setor terciário. Por outro lado, o setor primário continuaria apresentando taxas de expansão inferiores às do PIB global. No agregado, entre 1996 a 2005, a economia paulista deverá crescer em média cerca de 4,5% ao ano [CPFL, 1995].

As dificuldades de previsão demográfica a nível regional e estadual, em função dos fluxos migratórios internos, levam à adoção de um único cenário populacional a ser adotada no estudo de mercado, sendo que para o Estado de São Paulo é adotado uma taxa de 1,3% ao ano para a expansão populacional no período de 1996 a 2005 [ELETROBRÁS, 1995], bem

inferior à taxa registrada entre 1980 a 1995 deste crescimento, que foi de 2,0% ao ano. Quanto ao cenário de domicílios, este crescerá no Estado cerca de 2,6% ao ano para o período descrito acima [ELETROBRÁS, 1995].

Em relação às premissas básicas de: Perspectivas de Conservação de Energia Elétrica, Grandes Consumidores Industriais e da Autoprodução e Cogeração, que são adotadas pela ELETROBRÁS na elaboração da previsão do mercado de energia elétrica do Plano Decenal de Expansão (1996 - 2005), referem-se a valores a nível nacional, não dispondo desses dados desagregado para o Estado de São Paulo neste trabalho. Já para a tarifa de energia elétrica a ser adotada, é prevista a recuperação do nível tarifário deste energético, do patamar de 62 US\$/MWh em 1994, para cerca de 75 US\$/MWh no ano 2000 [ELETROBRÁS, 1996].

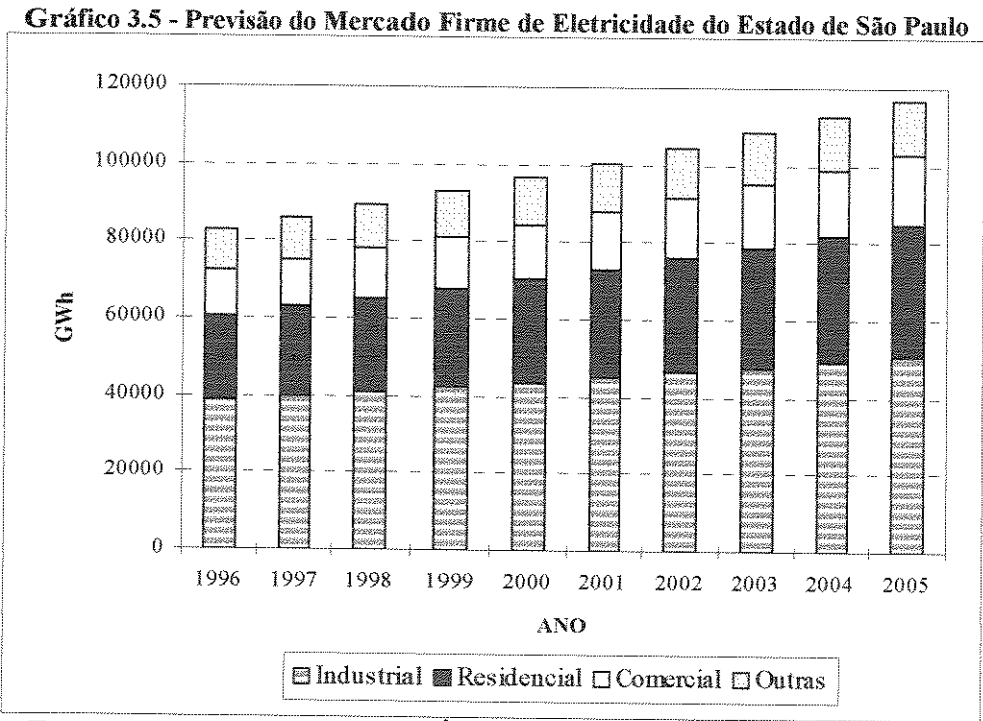
3.2.2 A Previsão do Mercado de Eletricidade no Período 1996 a 2005

A previsão do mercado de eletricidade do Estado de São Paulo no período de 1996 a 2005, referem-se aos fornecimentos de energia elétrica firme aos consumidores finais, ou seja, não estão computados os atendimentos de energias interruptíveis (ETST, EST e Portaria 1063), condicionados a situações hidrológicas favoráveis. Esta previsão já inclui a parcela de energia elétrica que poderá ser conservada ao longo deste período e não inclui o consumo correspondente à autoprodução.

O gráfico 3.5 (página seguinte) apresenta a evolução da previsão do mercado firme de energia elétrica de São Paulo, para o período 1996 a 2005, consolidado por classes de consumo. De acordo com este, observa-se que o consumo total crescerá de 82.854 GWh, para cerca de 117.057 GWh, o que implicará uma taxa anual média de crescimento de 3,9%. Diante do crescimento econômico previsto para o PIB de São Paulo, cerca de 4,5% ao ano, temos então uma taxa de elasticidade renda de 0,87 para este período, o que não é compatível com a taxa apresentada entre 1980 a 1995 (cerca de 3,9), conforme mostra o gráfico 3.2. Tal fato, representa uma previsão aquém das reais necessidades deste mercado.

Para a classe residencial, está previsto um acréscimo médio anual de 4,9% entre 1996 a 2005, sendo que o consumo passará de 22.132 GWh para cerca de 34.204 GWh. Esse resultado reflete uma estimativa de cerca de 4.034 mil novas ligações neste período, bem como

na evolução do consumo por consumidor residencial em função do aumento do estoque de aparelhos eletrodomésticos [CPFL, 1995].



Na classe industrial, prevê-se uma expansão média de 3,1% ao ano, devendo o consumo passar de 38.620 GWh, para 50.750 GWh durante este período. Este nível de crescimento conservador decorre da desaceleração no ritmo de implantação de grandes projetos industriais e na ampliação das indústrias já existentes [CPFL, 1995].

Já para a classe comercial, esta passará de 11.437 GWh em 1996, para cerca de 17.848 GWh em 2005, o que corresponde a uma taxa média de crescimento de 5,1% ao ano. Segundo a ELETROBRÁS [1995], este crescimento no Estado é influenciado principalmente pelos seguintes fatores: a expansão e implantação de Shopping Centers e o prosseguimento do maior uso de equipamentos para refrigeração, climatização e automação; e a intensificação do processo de modernização e expansão do setor terciário. Quanto a classe outras, esta apresentará uma taxa de crescimento média anual de 3,3 %, o que reflete uma expectativa de baixos investimentos, principalmente nos setores governo e agropecuário durante este período [CPFL, 1995].

Para finalizar este item, a tabela 3.4 apresenta a evolução da carga própria de energia, também conhecida como requisito de energia, do Estado de São Paulo para o período de 1996 a 2005. A carga própria ou requisito de energia do Estado corresponde ao fluxo de energia que deve ser fornecida pelo sistema elétrico durante o ano e incorporam, além do mercado firme de energia elétrica das concessionárias deste Estado, o fornecimento de eletricidade para outros Estados (que no caso de São Paulo é somente para Mato Grosso do Sul, via a UHE de Jupiá), como também as perdas do sistema elétrico paulista [GCOI, 1995].

Tabela 3.4 - Evolução da Previsão da Carga Própria de Energia do Estado de São Paulo

Período	Mercado Firme GWh	Fornecimento GWh	Perdas GWh	Carga Própria GWh	Carga Própria MW médio
1996	82.854	384	8.235	91.473	10.442
1997	86.089	417	8.712	95.218	10.870
1998	89.450	455	9.065	98.970	11.298
1999	92.960	475	9.620	103.055	11.764
2000	96.628	441	9.758	106.827	12.195
2001	100.394	559	10.308	111.261	12.701
2002	104.313	609	10.908	115.830	13.223
2003	108.377	647	11.202	120.226	13.724
2004	112.624	586	11.460	124.670	14.232
2005	117.057	628	12.360	130.045	14.845

Fonte: Elaboração Própria com Base em (ELETROBRÁS, 1996)

Verifica-se através da tabela acima que as perdas previstas de energia do setor elétrico paulista correspondem em média a 10% do mercado firme das concessionárias, portanto, bem inferiores as perdas nacionais (cerca de 15,5%). Isto se deve principalmente em função da menor distância que há entre a transmissão de eletricidade das unidades geradoras (UHEs) e os grandes centros de carga do Estado. No agregado, a evolução da carga própria de energia de São Paulo apresenta uma taxa média de crescimento da ordem de 4,0% ao ano, quase equivalente à taxa de expansão do mercado firme das concessionárias, cerca de 3,9% ao ano.

3.2.3 A Previsão da Disponibilidade de Energia no Período 1996/2005

Como forma de atender à evolução crescente da carga própria de energia no Estado de São Paulo durante o período de 1996 a 2005, o setor elétrico paulista, conforme mostra a tabela 3.5, dispõe somente da disponibilidade própria de energia, através da geração adicional por conta da motorização final das UHEs de Três Irmãos, Taquaruçu e Rosana (que acrescentaram somente 25 MW médio de energia garantida ao sistema), bem como a

conclusão das UHEs de Porto Primavera, Canoas I e II, que adicionaram respectivamente ao sistema, cerca de 972, 54 e 45 MW médios.

Tabela 3.5 - Cronograma da Expansão da Geração de Energia Elétrica no Estado de SP - 1996/2005

Ano	Usina	Empresa Estado	Potência Instalada - MW	Ganho de Energia Garantida - MWmédio
1996	UHE Taquaruçu (1)	Cesp	202	10
1996	UHE Rosana (1)	Cesp	80	15
1996	UHE Três Irmãos (1)	Cesp	323	0
1998	UHE Carrapatos (3)	SP	17	10
1998	UHE São José (3)	SP	19	12
1998	UHE Piraju (3)	SP	70	63
1998	UTE Gás Natural I (5)	SP	453	399
1998	UHE Canoas I (2)	Cesp	83	54
1999	UHE Porto Primavera (2)	Cesp	202	108
1999	UHE Canoas II (2)	Cesp	72	45
1999	UHE Anhanguera (3)	SP	20	10
1999	UTE Gás Natural II (5)	SP	453	399
2000	UHE Porto Primavera (2)	Cesp	303	162
2000	UHE Palmeiras (3)	SP	15	7
2000	UHE Retiro (3)	SP	15	7
2000	UHE São Sebastião (4)	SP	19	9
2000	UHE São Domingos (4)	SP	14	7
2000	UHE Monjolinho (4)	SP	22	10
2001	UHE Porto Primavera (2)	Cesp	303	162
2002	UHE Porto Primavera (2)	Cesp	303	162
2002	UHE Ourinhos (4)	SP	44	17
2003	UHE Porto Primavera (2)	Cesp	303	162
2003	UHE Funil - Ribeira (4)	SP	150	76
2004	Porto Primavera (2)	Cesp	202	108
2004	UTE Gás Natural III (5)	SP	453	399
2005	UHE Porto Primavera (2)	Cesp	202	108
2005	UTE Gás Natural IV (5)	SP	453	399
Total	-	-	4.795	2.920

Fonte: Adaptado de (ELETROBRÁS, 1995)

Obs: (1) Usinas em Fase de Motorização Final

(2) Usinas em Fase de Construção

(3) Usinas Planejadas (Projeto Básico) sem Concessão

(4) Usinas Planejadas (Estudo de Viabilidade) sem Concessão

(5) Usinas Planejadas sem Concessão

Esta disponibilidade ocorre devido ao impacto das leis 8.987/95 e 9.074/95 que regulamentam o Artigo 175 da Constituição Federal, extinguindo as concessões das obras de expansão do setor elétrico que não tivessem sido iniciadas ou que se encontrassem paralisadas quando da entrada em vigor destas [ELETROBRÁS, 1995]. Tal fato, fez com que o setor

elétrico de São Paulo (principalmente a CPFL) não contasse com a disponibilidade de energia garantida das demais UHEs da tabela 3.5, pois, além de estarem sem licitação, essas estão em fase de projeto básico e estudos de viabilidade⁵, o que demandara mais tempo para a suas construções.

Portanto, a disponibilidade (recursos) prevista de energia garantida das UHEs das concessionárias paulistas para o período de 1996 a 2005, é apresentada na tabela 3.6 (página seguinte), sendo que para a realização desta simulação por parte da ELETROBRÁS, foram utilizados, além das usinas já em operação, as que se encontram em fase de motorização final e construção, isto é, dentro da recente legislação do setor elétrico nacional. Também é mostrada a cota de energia garantida da UHE de ITAIPU para as empresas do setor.

Do confronto entre os recursos de energia⁶ do Estado de São Paulo com os requisitos (carga própria) de energia de seu sistema elétrico, resulta então o balanço de energia garantida para o período de 1996 a 2005, conforme mostram o gráfico 3.6 e a tabela 3.7, sendo que o primeiro apresenta a evolução deste somente para o Estado, enquanto o segundo mostra o balanço geral do sistema interligado Sul e Sudeste.

Conforme mostra o gráfico 3.6, o Estado de São Paulo apresenta um déficit crescente de energia garantida, pois os recursos disponíveis são inferiores aos requisitos da carga própria para atender o seu mercado, durante o período de 1996 a 2005, sendo que este passará de 104 MW médio, para cerca de 2.656 MW médio ao longo deste período. Além disso, a situação do Estado complica-se ainda mais, conforme mostra a tabela 3.7, na qual se verifica que os demais Estados da região geoeletrica Sul-Sudeste também apresentam um balanço com déficit crescente de energia garantida durante este período. Tal fato significa que São Paulo não poderá mais contar com os excedentes de energia que havia no sistema interligado até o momento para suprir o seu déficit futuro de energia, devendo este buscar em novas fontes alternativas para solucionar este problema.

⁵ As fases de projeto básico e estudos de viabilidade fazem parte das etapas de estudo de um aproveitamento hidrelétrico cujos maiores detalhes sobre este assunto encontram-se no anexo 3.

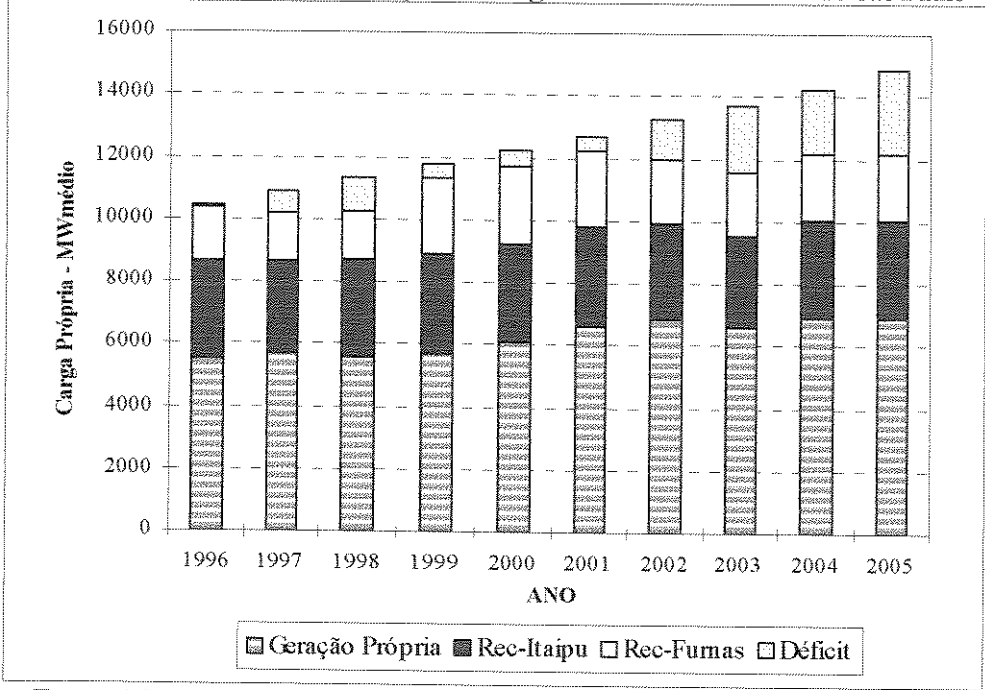
⁶ São considerados como recursos de energia do Estado de São Paulo, a soma das disponibilidades próprias de geração de suas UHEs e UTEs (geração própria), mais a energia proveniente de FURNAS (sistema interligado) e da UHE de ITAIPÚ. Essas disponibilidades próprias de energia são determinadas em função da participação das UHEs e UTEs do Estado no atendimento da oferta de energia do sistema interligado, considerando os critérios de operação do sistema hidrotérmico e da definição dos intercâmbios entre as regiões aprovados pelo GCOI [GCOI, 1995].

Tabela 3.6 - Evolução da Disponibilidade de Energia Garantida por Concessionária do Estado de São Paulo no Período de 1996 a 2005 em MW médio

CESP	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
UHE A.A.Laydner	47	50	51	47	48	50	50	48	51	51
UHE Chavantes	168	180	186	168	170	178	177	171	186	186
UHE L.N.Garcez	54	55	56	54	54	55	55	54	58	58
UHE Canoas 1	0	0	0	6	47	48	48	47	51	51
UHE Canoas 2	0	0	0	50	57	59	59	57	62	62
UHE Capivara	304	306	304	306	317	322	319	313	340	340
UHE Taquaruçu	207	222	222	219	215	220	220	214	231	231
UHE Rosana	185	194	195	193	192	195	194	190	205	205
UHE Barra Bonita	35	34	37	38	39	37	37	36	38	38
UHE A.Souza Lima	52	52	52	55	56	55	55	55	57	57
UHE Ibitinga	63	64	64	67	68	67	68	67	70	70
UHE Promissão	78	79	79	83	84	83	83	81	84	84
UHE N. Avandava	121	122	122	128	129	129	130	127	132	132
UHE T.Irmaãos+Ilha.S	1.713	1.759	1.734	1.749	1.751	1.797	1.782	1.693	1.786	1.786
UHE Jupia	935	898	891	909	929	963	962	918	968	968
UHE P. Primavera	0	0	0	84	347	680	952	927	974	974
UHE Caconde	29	29	30	31	31	32	31	30	32	32
UHE E. da Cunha	47	48	48	49	49	50	50	49	51	51
UHE A.S.Oliveira	14	14	14	15	15	15	15	15	15	15
UHE Água Vermelha	691	702	690	695	710	729	730	707	727	727
UHE Paraibuna	47	49	48	47	48	49	49	49	50	50
UHE Jaguari	13	13	13	13	13	13	14	14	14	14
PCHs	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
<i>Total</i>	4.814	4.881	4.847	5.017	5.380	5.837	6.091	5.873	6.193	6.193
<i>ITAIPU</i>	451	426	455	459	452	456	450	428	446	446
Energia Garantida	5.265	5.307	5.302	5.476	5.832	6.293	6.541	6.301	6.639	6.639
ELETROPAULO	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
UHE Billings	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UHE H.Borden	300	388	319	268	279	353	318	308	330	330
UTE Piratininga - A	127	126	126	121	126	126	127	128	129	129
UTE Piratininga - B	180	180	178	172	177	178	179	179	181	181
PCHs	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
<i>Total</i>	626	713	642	580	601	676	643	634	659	659
<i>ITAIPU</i>	2.093	1.976	2.110	2.129	2.095	2.116	2.088	1.984	2.070	2.070
Energia Garantida	2.719	2.689	2.752	2.709	2.696	2.792	2.731	2.618	2.729	2.729
CPFL	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
UTE Carioba	22	22	22	21	22	22	22	22	22	22
PCHs	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
<i>Total</i>	89	89	89	88	89	89	89	89	89	89
<i>ITAIPU</i>	585	552	589	595	585	591	583	554	578	578
Energia Garantida	674	641	678	683	674	680	672	643	667	667

Fonte: (GCOI, 1995)

Gráfico 3.6 - Evolução do Balanço de Energia Garantida do Estado de São Paulo



Fonte: Adaptado de (GCOI, 1995)

Tabela 3.7 - Evolução dos Balanços de Energia Garantida das Regiões Sul, Sudeste e do Estado de São Paulo em MW médio no Período 1996 a 2005

São Paulo	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Carga Própria	10.442	10.870	11.298	11.764	12.195	12.701	13.223	13.724	14.232	14.845
G.Própria	5.529	5.683	5.578	5.685	6.070	6.602	6.823	6.596	6.941	6.941
Rec-Itaipu	3.129	2.954	3.154	3.183	3.132	3.163	3.121	2.966	3.094	3.094
Rec-Furnas	1.680	1.550	1.499	2.466	2.483	2.480	2.047	2.024	2.154	2.154
Balanço	-104	-683	-1.067	-430	-510	-456	-1.232	-2.138	-2.043	-2.656
Sudeste	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Carga Própria	20.817	21.726	22.399	23.250	24.061	25.036	25.991	26.938	27.871	28.975
G.Própria	13.716	14.111	14.323	15.365	16.248	17.217	17.366	16.817	17.751	17.751
Rec-Itaipu	5.986	5.655	6.034	6.091	5.992	6.054	5.971	5.675	5.920	5.920
Rec-Eletrosul	450	891	331	607	506	415	250	350	329	329
Balanço	-665	-1.069	-1.711	-1.187	-1.315	-1.350	-2.404	-4.096	-3.871	-4.975
Sul	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Carga Própria	5.260	5.544	5.802	6.097	6.415	6.771	7.111	7.487	7.867	8.291
G.Própria	4.146	4.212	4.337	4.987	5.185	5.465	5.256	5.299	5.640	5.640
Rec-Itaipu	1.427	1.348	1.439	1.451	1.428	1.444	1.424	1.353	1.411	1.411
Fomec-Furnas	-450	-891	-331	-607	-506	-415	-250	-350	-329	-329
Balanço	-137	-875	-357	-266	-308	-277	-681	-1.185	-1.145	-1.569

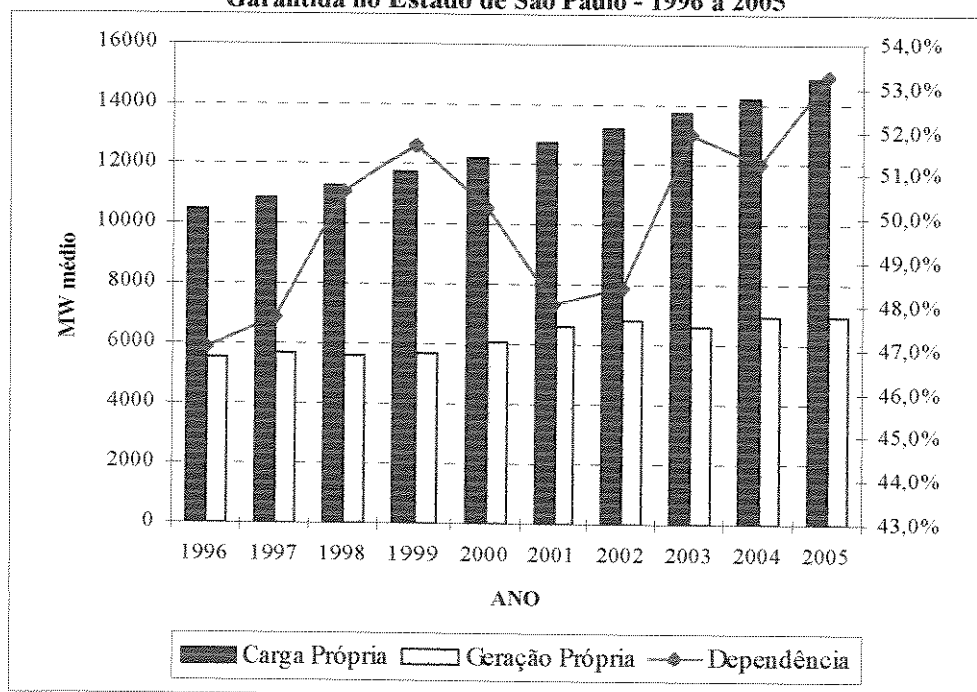
Fonte: (GCOI, 1995)

Este déficit de energia reflete o desnível que há entre o programa de expansão da geração do sistema interligado Sul-Sudeste, com a previsão da demanda de energia elétrica. Tal fato significa a existência de risco de déficit de energia (acionamento) acima de 5%, o que

já vem acontecendo hoje no sistema interligado Sul-Sudeste, pois este já está operando com 15% de risco, que o consumo seja superior a oferta de energia [SILVEIRA, 1997].

Todavia, este atraso na expansão das obras de geração, deve-se em função das crises institucional e financeira pela quais passam a maioria das empresas de energia elétrica deste sistema. No caso de São Paulo, esta crise soma-se também pelo esgotamento de seu potencial hidrelétrico.

Gráfico 3.7 - Evolução da Dependência de Fornecimento Externo de Energia Garantida no Estado de São Paulo - 1996 a 2005



Fonte: Elaboração Própria com Base em (ELETROBRÁS, 1996 e GCOI, 1995)

Para finalizar este item, o gráfico acima apresenta a evolução da dependência do Estado em relação ao fornecimento externo de energia garantida ao longo deste período. Verifica-se que ocorre um aumento desta, passando de 47,1% para cerca de 53,2% da carga própria de energia do Estado. Também é visto que ocorre um aumento da geração própria e como consequência, a queda da dependência a partir de 1999, em função da entrada em fase de operação a UHE de Porto Primavera no sistema, porém esta não é suficiente para sustentar o crescimento da demanda no Estado a partir de 2001.

3.2.4 A Projeção da Carga Própria e da Disponibilidade de Energia no Período 2006 a 2015

A tabela abaixo apresenta a projeção do mercado, ou seja, a carga própria de energia do Estado de São Paulo, bem como também mostra a disponibilidade, ou seja, os recursos de energia firme deste para o período de 2006 a 2015. Neste trabalho, o levantamento do requisito de mercado foi feito considerando as seguintes hipóteses: i) primeiro é considerado uma projeção conservadora para o crescimento do PIB de São Paulo para este período, adotando uma taxa média anual de 2%; ii) segundo é adotado uma taxa de elasticidade renda de 1,0 entre o consumo de eletricidade e o crescimento do PIB paulista, o que nos dá uma taxa de 2% no crescimento do consumo de energia elétrica; iii) terceiro é também considerado que o nível das perdas de energia elétrica seja equivalente à do período anterior (1996 a 2005). Portanto, diante dessas considerações a carga própria de energia do Estado cresce cerca de 2% ao ano, ou seja, metade do que foi previsto pela ELETROBRÁS para o período anterior, evoluindo de 15.142, para 18.096 MW médio.

Tabela 3.8 - Evolução do Balanço e da Dependência de Energia Firme do ESP em MW médio - 2006/2015

Período	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Carga Própria	15.142	15.445	15.754	16.069	16.390	16.718	17.053	17.394	17.742	18.096
Ger-Própria	6.941	6.941	6.941	6.941	6.941	6.941	6.941	6.941	6.941	6.941
Rec-Itaipu	3.094	3.094	3.094	3.094	3.094	3.094	3.094	3.094	3.094	3.094
Rec-Furnas	2.154	2.154	2.154	2.154	2.154	2.154	2.154	2.154	2.154	2.154
Balanço	-2.953	-3.256	-3.565	-3.880	-4.201	-4.529	-4.864	-5.205	-5.553	-5.907
Dependência	54,2%	55,1%	55,9%	56,8%	57,7%	58,5%	59,3%	60,1%	60,9%	61,6%

Fonte: (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

Já em relação à projeção dos recursos disponíveis de energia do Estado, são considerados neste trabalho as seguintes hipóteses: i) primeiro é adotado uma configuração estática do sistema elétrico de São Paulo para este período. Isto ocorre em função da impossibilidade deste estudo de realizarmos a simulação operacional do sistema elétrico interligado, necessária para se calcular a energia garantida deste sistema. Portanto, é adotado o conceito fixo da energia firme, que também é expressa em MW médio; e ii) segundo é considerado que não ocorram nenhum aumento da expansão da geração no Estado, tanto para as UHEs, como para as UTEs, ou seja, considera-se constante para este período a evolução das disponibilidades de energia firme do Estado (cerca de 12.189 MW médio), isto é, tanto para a geração própria, como para os recursos provenientes de ITAIPU e de FURNAS.

Todavia, diante do confronto entre a carga própria com os recursos do Estado, a tabela 3.8 apresenta a evolução do balanço de energia firme de São Paulo e a sua respectiva dependência externa desse energético. Esta dependência é a diferença entre a carga própria do Estado com a geração interna deste, dividido pela carga própria, e expressa o nível real de fornecimento externo necessário para se atender o requisito do mercado paulista ao longo do período de 2006 a 2015. Verifica-se que esta dependência cresce de 54,2% para 61,6% da carga própria de energia de São Paulo. Como já era esperado para este período, o balanço de energia também indica um déficit crescente de energia firme para São Paulo, que aumenta de 2.953 MW médio, para cerca de 5.907 MW médio, expressando a real necessidade de complementação de energia elétrica para São Paulo neste período.

Pelo que foi visto neste capítulo, o principal problema energético que o Estado de São Paulo enfrentará nos próximos vinte anos é o de assegurar o fornecimento de energia elétrica necessário para o seu desenvolvimento econômico e social. Portanto, nos próximos dois capítulos deste trabalho, serão expostas as opções internas de suprimento de energia elétrica, através das fontes não renováveis e renováveis de energia do Estado.

Capítulo 4

Potenciais Energéticos Não Renováveis

Como verificado através de seu balanço energético no capítulo anterior, o Estado de São Paulo apresenta um crescente déficit de energia garantida para os próximos vinte anos. Portanto, considerando-se os recursos¹energéticos de que dispõe este Estado, este capítulo tem por finalidade fazer um levantamento dos possíveis potenciais energéticos de fontes não renováveis que possam ser utilizados para fins de geração de energia elétrica, como forma de contrabalancear esta situação de desequilíbrio. Para o cálculo destes potenciais, são considerados dentro do contexto atual, os aspectos tecnológicos e ambientais que restringem o pleno aproveitamento destes recursos, bem como o levantamento dos custos da geração de energia elétrica para cada tipo de fonte utilizada.

4.1 Fontes Não Renováveis

Dentro do escopo dessa dissertação, esta seção tem como objetivo realizar o levantamento do potencial termoeletrico das fontes de energia não renováveis² que possui o Estado de São Paulo, isto é, em relação à turfa, ao xisto e ao gás natural, sendo que este energético será analisado com maiores detalhes visto a crescente importância que terá este insumo, após a entrada do mesmo, proveniente da Bolívia (1998) no setor energético paulista, através da geração termoeletrica.

¹ Os conceitos de recursos e reservas que estarão presentes neste capítulo, encontram-se no anexo 4.

² Conforme visto no capítulo 1, as fontes de energia não renováveis são formadas além da turfa e dos materiais nucleares (Urânio e Tório), pelo grupo dos combustíveis fósseis: Petróleo, Gás Natural, Carvão Mineral e Xisto.

Com relação ao petróleo e urânio, esses não são mencionados neste trabalho, pois já é do domínio público a ausência da ocorrência do primeiro recurso em território paulista, tanto em relação à plataforma continental como marítima; e o segundo, conforme mostra o **BEESP/96**, também não apresenta nenhuma ocorrência significativa de reservas. Quanto ao carvão mineral³, São Paulo possui apenas uma única jazida, localizada no município de Cerquilho e que devido a sua pequena dimensão, não se configuram possibilidades de aproveitamento termelétrico, pois esta jazida apresenta uma reserva medida com cerca de 2 milhões de toneladas [**KUMOTO, 1985**], o que torna anti-econômica a sua exploração.

4.2 Turfa

4.2.1 Caracterização Geral

A turfa é o primeiro produto da evolução da série dos combustíveis fósseis sólidos (turfa, linhito, carvão mineral), de idade geologicamente recente (formado nos últimos 10.000 anos) e constituída de uma mistura heterogênea de materiais orgânicos (árvores, gramíneas, musgos, etc...) decompostos parcialmente e de materiais inorgânicos que se acumularam em ambientes saturados d'água [**CESP, 1979 a**].

Suas características físicas e químicas variam não só entre as turfeiras de diferentes regiões, mas também ao longo de uma mesma ocorrência, devido principalmente à decomposição diferencial de sua matéria orgânica, e ainda à heterogeneidade que apresentam as suas fibras vegetais. Portanto, dependendo de seu estágio de decomposição, a turfa, em base seca, apresenta uma composição elementar em peso com os seus elementos variando de: 48 a 60% para o Carbono, de 30 a 35% para o Oxigênio, de 5 a 6% para o Hidrogênio, de 1 a 3% para o Nitrogênio e finalmente, de 0,2 a 0,6% para o Enxofre, sendo que o restante é constituído de cinzas. A sua densidade em base seca varia de 0,05 a 0,3 g/cm³, e o seu teor de umidade "in situ" pode chegar até 95% [**CESP, 1979 a**].

³ Apenas como esclarecimento, segundo o **BEN/96**, os recursos e reservas medidas, indicadas e inferidas de carvão mineral em território nacional em 1995, são da ordem de 32,4 bilhões de toneladas, sendo que 27,3 milhões correspondem ao carvão mineral energético e o restante ao carvão metalúrgico. Cerca de 90% deste potencial está localizado no RS e o restante nos estados de SC e PR. Todavia, devido ao seu alto teor de cinzas, em média 51%, o uso deste energético para a geração termelétrica torna-se competitivo, quando é utilizado somente na boca da mina, o que restringe a sua utilização às regiões de RS e SC [**NETO et alli, 1993**].

Com relação ao conteúdo energético, a turfa seca apresenta um Poder Calorífico⁴ Superior (PCS) entre 4.400 a 5.500 kcal/kg e já com um teor de umidade de 40%, possui um Poder Calorífico Inferior (PCI) na faixa de 2.230 a 2.890 kcal/kg, isto é, para as turfas localizadas nos países do hemisfério Norte. Entretanto, as turfas do Estado de São Paulo apresentam conteúdos energéticos menores, em relação às do hemisfério Norte (em média, possuem respectivamente um PCS de 3.250 kcal/kg e um PCI com cerca de 1.550 kcal/kg, isto para um teor de umidade de 40%), pelo fato de apresentarem um maior teor de cinzas, cujo conteúdo em base seca, varia de 9,9 a 62% [CESP, 1979 a].

4.2.2 Utilização e Consumo

Quanto à sua utilização, a turfa apresenta diversas formas de aplicações, tais como: o uso energético (para a geração de calor, vapor e eletricidade), o uso na agricultura (como condicionador de solos, fertilizante, etc...), e ainda outras formas de empregos, como a absorção de petróleo derramado no mar, obtenção de produtos químicos, fabricação de remédios, etc... [CHESF, 1987 a], sendo que dentro do escopo deste trabalho, analisaremos apenas o uso como fonte energética, para a produção de eletricidade.

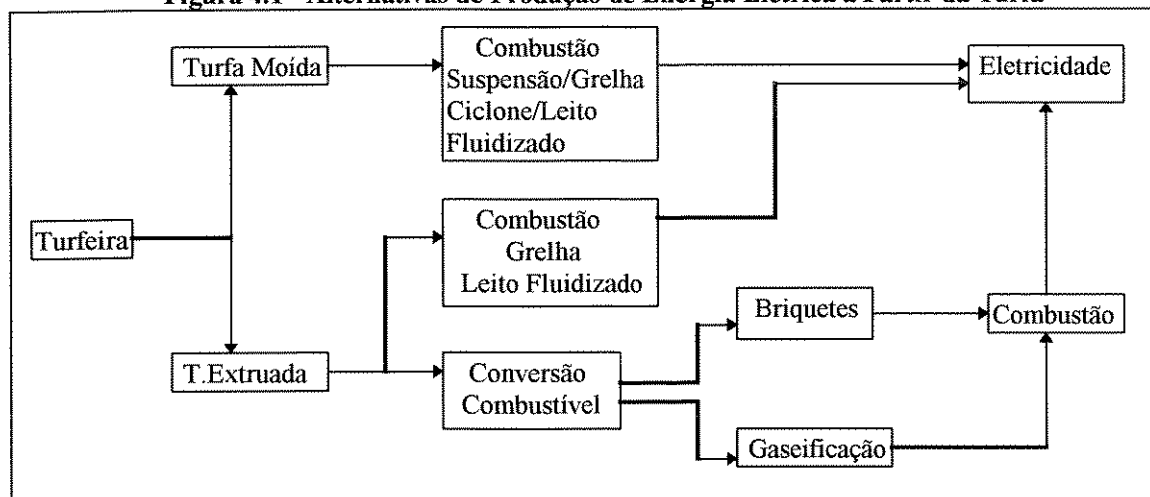
Portanto, como fonte energética, a turfa pode ser empregada como combustível para a geração de energia elétrica por meio de duas maneiras, conforme mostra a figura 4.1. A primeira, via o ciclo de Rankine, é através da queima direta, isto é, quando a turfa na forma moída, extruada, ou em briquete é queimada numa caldeira, através de diferentes métodos (podendo ser em suspensão, em grelha, em leito fluidizado e em ciclone), que dependem além da capacidade exigida da planta termoeletrica, também do tipo e a qualidade da turfa empregada [CHESF, 1987 a].

Já a outra maneira, para a turfa na forma extruada, pode ser via o emprego de sua gaseificação integrada a um ciclo combinado⁵(IGCC), cujo processo apresenta um rendimento térmico bem superior ao da queima direta. Porém, a utilização desta tecnologia só será viável somente daqui a alguns anos, pois esta ainda se encontra em processo de desenvolvimento

⁴ Segundo LORA [1995], o Poder Calorífico é a quantidade de calor que se desprende durante a combustão completa da unidade de massa do combustível podendo ser medida em kcal/kg. Define-se o PCI, ao invés de PCS, quando não se considera o calor latente de condensação da umidade dos produtos da combustão. A diferença entre o PCS e o PCI é a energia requerida para evaporar a umidade presente no combustível.

(isto porque semelhante à madeira, a gaseificação da turfa apresenta o inconveniente de gerar um gás combustível contendo alcatrão e materiais particulados, o que provoca corrosão nas palhetas da turbina a gás), estando em fase de demonstração técnica [KUMOTO, 1985].

Figura 4.1 - Alternativas de Produção de Energia Elétrica a Partir da Turfa



Fonte: (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

Entretanto, apesar da aplicação mais difundida ser a queima direta da turfa pulverizada em suspensão [CHESF, 1987 a], para o Estado de São Paulo, devido ao alto teor de cinzas que contém as suas turfas, conforme visto no item anterior, o conveniente seria o emprego de caldeiras que utilizassem o processo de combustão em leito fluidizado circulante à pressão atmosférica. Este tipo de caldeira, além de permitir uma maior flexibilidade em relação à qualidade do combustível a ser utilizado, podendo ser: carvão, xisto, turfa, etc..., com altos teores de cinza (até 60%), umidade e enxofre, ainda apresenta uma eficiência de combustão quase completa e uma baixa emissão de poluentes [BRUECKNER e CAMARGO, 1989].

Segundo os seus últimos respectivos Balanços Energéticos, tanto o Brasil, como o Estado de São Paulo, não apresentam nenhuma produção deste energético, quanto mais o seu consumo. Isto se deve ao fato de que ambos não possuem reservas significativas de turfa e nem tradição em seu emprego, visto que a sua última utilização em São Paulo ocorreu no período da Segunda Guerra Mundial, pois era utilizado como combustível para os trens da Estrada de Ferro Central do Brasil, em substituição ao carvão mineral que era importado [CESP, 1979 a]. O mesmo não pode ser dito em relação aos países que possuem grandes reservas como a ex-

⁵ Ciclo Combinado com Gaseificação Integrada - IGCC. Para maiores detalhes, a visão global deste processo encontra-se no anexo 5.

URSS, Irlanda e Finlândia, que consumiram em 1980, respectivamente cerca de 88,9%, 6,7% e 3,4% da demanda mundial de turfa para fins energéticos [MILKO, 1982].

4.2.3 Reserva e Produção

A maior parte das reservas mundiais de turfa (quase 92%) são encontradas em ambientes úmidos e frios de clima temperados, que estão localizados nos seguintes países: ex-URSS, Estados Unidos, Canadá e Finlândia, conforme mostra a tabela 4.1. Quanto ao Brasil, este apresenta uma participação irrisória, possuindo em seu território apenas 0,5% das reservas inferidas globais de turfa, o que corresponde a 2,2 bilhões de toneladas e cerca de 188,6 milhões de toneladas em reservas medidas. No entanto, em relação ao Estado de São Paulo, verifica-se através da tabela 4.1, que apresenta uma reserva medida de 39 milhões de toneladas, correspondendo a 20,7% das reservas nacionais. Quanto à sua localização, estas reservas estão espalhadas numa área de 600 km² na região do Vale do Rio Paraíba, entre os municípios de Jacareí e Roseira.

Tabela 4.1 - Reservas Mundiais e Brasileiras de Turfa com 40% de Umidade em Milhões de Toneladas

País	Reserva ⁶	Estado/Região	Reserva ⁷
ex-URSS	162.500	Norte	-
EUA	120.300	Nordeste	46,7
Canadá	98.000	Centro Oeste	-
Finlândia	18.000	Sul	20
Brasil	2.200	Sudeste - SP	82,9
Outros	34.000	São Paulo	39
Total	435.000	Total	188,6

Fonte: (CESP, 1979 a e ELETROBRÁS, 1993 a)

Entretanto, quase 91% da produção mundial deste energético em 1980 está concentrada na ex-URSS, o que corresponde a uma produção de 200 milhões de toneladas, sendo cerca de 80 milhões para fins energéticos e o restante para aplicação na agricultura. O segundo maior produtor de turfa para fins energéticos é a Irlanda (que produziu cerca de 6 milhões de toneladas), sendo este energético, o responsável pela geração de 25% do total da energia elétrica consumida neste país [MILKO, 1982]. Todavia, como dito no item anterior, o Brasil e São Paulo não apresentam nenhuma produção.

⁶ Correspondem às reservas Inferidas em 1978.

4.2.4 Potencial Termoelétrico

O potencial energético de uma determinada reserva de turfa depende principalmente de seu volume⁸ e poder calorífico⁹. No entanto, para que este potencial seja transformado em energia elétrica, é preciso levar em consideração, além desses dois fatores, outros que impedem a plena utilização dessas reservas no Estado de São Paulo: a grande densidade populacional e industrial da região em que estão localizadas essas reservas (sendo que as melhores jazidas estão entre as cidades de Jacareí e Caçapava), e a ação dos problemas ambientais (de origem hídrica) que são ocasionadas durante o processo de produção e beneficiamento deste energético [MILKO, 1982], o que também dificulta a sua exploração.

Portanto, dentro deste contexto, admite-se que somente 60% das reservas de turfa do Estado (o que corresponde a 23,4 milhões de toneladas), possam ser utilizadas para a geração de energia elétrica, significando então um potencial¹⁰ instalável de cerca de 120 MW, e considerando-se um fator de capacidade de 70%, teríamos então uma disponibilidade para o setor elétrico paulista de cerca de 85 MW médio de energia firme durante vinte anos. Quanto ao custo de geração de eletricidade via esta fonte, este é apresentado no capítulo seguinte (tabela 5.4).

⁷ Correspondem às reservas medidas em 1992, sendo que desde 1983, o montante dessas permanece constante, segundo o BEN de 1996.

⁸ Para as jazidas com volumes inferiores a 400 mil m³ “in situ”, tornava-se anti econômica a sua exploração [CESP, 1979 a].

⁹ O poder calorífico depende diretamente do teor de cinzas da turfa, sendo que este, quanto mais alto, implica uma diminuição de seu conteúdo energético, e como consequência, provoca um aumento nos custos de transporte por unidade de energia transportada [CESP, 1979 a], sendo que para fins de geração de eletricidade, no Estado, o aproveitamento mais econômico seria aquele em que a UTE estaria localizada o mais próximo possível das melhores jazidas deste energético.

¹⁰ Este potencial é obtido, levando-se em consideração alguns aspectos técnicos: que a conversão deste energético em eletricidade, seja feita através de uma central termelétrica (cuja combustão se dá numa caldeira de leito fluidizado circulante à pressão atmosférica) com um rendimento térmico de 35%; uma vida útil de 20 anos; e ainda, que o combustível utilizado tenha um PCI (com 40% de umidade) de 1.550 kcal/kg.

4.3 Xisto

4.3.1 Caracterização Geral

O xisto é uma denominação genérica dada às rochas sedimentares oleígenas, que contém disseminado na sua matriz mineral, argilosa ou calcárea, um complexo orgânico conhecido como querogênio, (cujo teor em peso pode variar de 20 a 30% numa mesma formação, e que apresenta uma composição elementar em média com os seguintes elementos: 77% de Carbono, 10% de Hidrogênio, 4,5% de Nitrogênio, sendo o restante constituído de Oxigênio e outros), e que se decompõe termicamente, produzindo hidrocarbonetos similares aos presentes no petróleo e gás natural [CHESF, 1987 b].

Dependendo do tipo de deposição da sua matéria orgânica e também da reação química ocorrida ao longo do tempo, o xisto pode ser classificado em betuminoso ou pirobetuminoso. O betuminoso contém disseminada em seu meio mineral, matéria orgânica quase fluida (betume), da qual, o seu óleo é facilmente extraído, sob a ação de solventes comuns. Já o pirobetuminoso (que é o tipo de xisto encontrado em São Paulo), possui como matéria orgânica, o querogênio, que só se transforma em óleo de xisto e hidrocarbonetos gasosos quando aquecido a uma temperatura elevada. Essa operação de aquecimento é conhecida por retortagem ou pirólise [CHESF, 1987 b].

Tabela 4.2 - Características Físicas e Químicas de Alguns dos Principais Xistos

Características (1)	Unidade	Austrália	Paraná (2)	S.Paulo (3)	Estônia (4)	EUA	China
Densidade	g/cm ³	1,6	1,18	1,14	1,16	2,16	2,29
Umidade	%	-	5,3	33	17	-	-
Cinzas	%	-	83,1	56,7	40	-	-
Enxofre	%	-	3,8	0,5	1,6	-	-
P.C.I	kcal/kg	3.500	1.395	1.100	1.600	1.450	830
Ensaio Fischer (5)							
Óleo	%	30,9	7,7	6	5,8	10,6	3
Gases e Perdas	%	4,3	3,9	3,1	5,6	2,1	1,8
Xisto Retortado	%	64,1	78,4	87,7	80,5	86,6	90,3
Rendimento	l/t	315	77	57	55	106	55

Fonte: (CESP, 1979 b e VILENSKI et alli, 1985)

- (1) Características da rocha
- (2) e (3) Correspondem as características das jazidas de São Mateus do Sul (PR) e de Tremembé (SP)
- (4) Corresponde as características das jazidas que são utilizadas para a geração de energia elétrica
- (5) Ensaio Fischer em base seca

A tabela 4.2 apresenta as principais características e propriedades de diversos xistos em várias regiões do globo e das duas principais jazidas nacionais, tanto em base seca (ensaio fischer), como em base úmida, onde se verifica uma certa semelhança em relação aos teores de cinzas, óleo e umidade, entre o xisto estôniano (que é utilizado como combustível para a geração de energia elétrica) e o xisto paulista.

4.3.2 Utilização e Consumo

O xisto, como recurso energético, pode ser utilizado tanto para a produção de óleo cru sintético (que quando processado em uma refinaria produz derivados idênticos ao do petróleo), como também para a geração de energia elétrica. No entanto, no Brasil, o xisto é somente utilizado para produção de óleo, sendo que para tal fim, foi desenvolvida pela Petrobrás uma tecnologia conhecida como “Processo Petrosix”, que permite em escala industrial e comercial, a recuperação do seu potencial energético, sob a forma de óleo e gás [IVO, 1985].

Entretanto, após vários estudos do xisto paulista (vale do rio Paraíba), a Petrobrás concluiu que o mesmo não oferece boas perspectivas econômicas de sua exploração para fins de produção de óleo sintético, devido principalmente, a sua alta umidade (33% em peso) e baixo conteúdo de óleo por tonelada minerada (pois este apresenta em média um teor de óleo¹¹ com 4% em peso na base úmida), o que resulta numa alta demanda calórica para a sua retortagem, originando então um balanço energético final pouco compensador e tendo como consequência, um custo final elevado [KUMOTO, 1985].

Por esta razão, a Petrobrás abandonou, no começo dos anos 60, os estudos de exploração comercial deste xisto, concentrando-o em São Mateus do Sul - PR (pois esta jazida, apresenta um teor médio de óleo de 7,7% e de 5,3% para a umidade, conforme mostra a tabela 4.2), onde inicialmente instalou em 1972 uma usina protótipo, vindo a implementar somente no final de 1991, em escala maior, um complexo denominado módulo industrial, onde são beneficiadas diariamente cerca de 8.870 toneladas “in natura” de xisto, resultando em uma produção diária de cerca de 531 toneladas de óleo, 50 toneladas de GLP, 132 toneladas de gás

¹¹ Um teor médio de óleo no mínimo de 7% é o principal fator que a Petrobrás considera para que seja viável economicamente a exploração, para fins de produção de óleo, de uma determinada reserva de xisto [ELETROBRÁS, 1993 a].

combustível e por último cerca de 98 toneladas de enxofre, isto, com um custo final de US\$ 26 por barril de óleo [NOVICKI, 1993].

Já para fins termelétricos, o xisto, a exemplo da turfa, também pode ser utilizado por duas maneiras: uma através da queima direta “in natura”; e a outra, via o emprego da tecnologia ciclo combinado com gaseificação integrado - IGCC. Com relação ao processo de queima direta, este pode ser aplicado, tanto para modelos de grande escala, cuja combustão deste energético se dá na forma pulverizada em grandes usinas térmicas a exemplo da Estônia (a qual emprega somente xisto) e China (que utiliza uma mistura de xisto com linhito ou turfa), como para modelos de escala menor, empregados pela Suécia, Finlândia, Rússia, que utilizam a tecnologia de caldeiras em leito fluidizado atmosférico [SUCZYNSKI, 1982].

Quanto ao emprego da tecnologia IGCC, esta depende principalmente do processo de gaseificação a ser adotado. Todavia, os Russos desenvolveram duas tecnologias de gaseificação para o xisto. Uma é conhecida por processo “Gasoter”, que produz um gás combustível sintético com alto PCI (de 10.000 a 12.000 kcal/Nm³), e a outra, conhecida por processo “Kiviter”, produz um gás combustível com baixo PCI, na ordem de 900 a 1.000 kcal/Nm³ [SUCZYNSKI, 1982]. Porém, para ambos os processos, deve ser verificada a sua composição química, pois de acordo com o resultado, o gás combustível pode ser adaptado ou não ao ciclo combinado, provocando ou não danos à turbina a gás.

4.3.3 Reserva e Produção

O xisto é a maior fonte de hidrocarbonetos conhecida no mundo e é encontrado em quase todos os países em quantidades e características variáveis, indicando um potencial, com reservas inferidas equivalente a quase 3,3 trilhões de barris de óleo (o que corresponde a mais de três vezes as reservas provadas de petróleo), sendo o Brasil, o detentor da segunda maior reserva mundial deste energético, avaliado em 800,8 bilhões de barris de óleo (quase 24,5% do total), conforme apresenta a tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Reservas Mundiais e Brasileiras de Xisto em Milhões de Barris de Óleo

País	Reserva (1)	Estado	Reserva (2)
Estados Unidos	2.166.200	Paraná	1.167
Brasil	800.840	Santa Catarina	729
Ex-URSS	112.600	Rio Grande do Sul	700
Zaire	100.640	São Paulo	119
Canadá	50.000	Maranhão	80
Outros	33.470	Bahia	5
Total	3.263.750	Total	2.800

Fonte: (CHESF, 1987 b)

(1) Inferida e (2) Medida, isto é, para uma cobertura de até 45 metros

Entretanto, levando em consideração os fatores tecnológicos, econômicos e ambientais, em cima deste enorme potencial, somente é considerado como reserva medida em território nacional, algo em torno de 2,8 bilhões de barris. Como verifica a tabela acima, São Paulo possui uma reserva medida de 119 milhões de barris de óleo, correspondendo a menos de 5% do total, estando esta reserva localizada no município de Tremembé no Vale do Rio Paraíba, em uma área com 10 km² de extensão. No entanto, considerando-se uma área de ocorrência com cerca de 200 km², entre os municípios de Taubaté e Roseira, o valor inferido dessas reservas podem chegar a cerca de 1,3 bilhões de barris de óleo [CESP, 1979 b].

Segundo o balanço energético de São Paulo, este não apresenta nenhuma produção, nem o consumo deste energético em 1995, sendo que a última experiência na produção e comercialização de seus subprodutos em São Paulo, remontam ao início da década de 60, quando a Petrobrás abandonou a exploração de xisto neste Estado, concentrando-se na formação de Irati (jazida de São Mateus do Sul - PR), por razões já descritas. No entanto, conforme descrito no item anterior, somente o Estado do Paraná produz e comercializa em escala industrial este energético.

4.3.4 Potencial Termoeletrico

O xisto paulista, apesar de não ser considerado apto pela Petrobrás para a produção de óleo sintético, apresenta um enorme potencial energético e que se encontra ainda em um estado inexplorado. Portanto, dentro das atuais condições técnicas e ambientais, este insumo pode ser aproveitado para a geração de energia elétrica cujo potencial termoeletrico possível de ser instalado é da ordem de 1.000 MW, o que corresponde então a uma energia firme para o

setor elétrico paulista de 700¹² MW médio durante os próximos vinte anos, isto é considerando um fator de capacidade de 70%. Tal potencial é obtido considerando-se a hipótese de que seja possível termos um fator de recuperação de 80% para a jazida de Tremembé. Todavia, se considerarmos toda a reserva inferida de xisto do vale do rio Paraíba, este potencial teórico pode ser até decuplicado. Da mesma forma que a turfa, encontra-se na tabela 5.4, o custo da produção de eletricidade via este energético.

4.4 Gás Natural

4.4.1 Caracterização Geral

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos derivados da decomposição de matéria vegetal e animal em meio carente de oxigênio, sob condições de alta pressão e temperatura, durante milhões de anos. Pode ser classificado como gás associado (quando é encontrado junto ao petróleo, ou dissolvido nele), e não-associado (quando seu reservatório apresenta pouca quantidade de petróleo, ou apenas gás natural). Seu principal composto é o metano (que participa em média com 70%, no caso do gás associado, e com até 92%, para o não-associado), e ainda, em menores proporções, temos o etano, propano, butano e outros hidrocarbonetos de maior peso molecular [RACHID, 1991].

O seu transporte pode ser por meio de dutos, quando se encontra no estado gasoso, ou através de navios e barcaças criogênicas, quando se encontra na forma líquida (Gás Natural Liquifeito - GNL). No entanto, devido ao seu estado gasoso e principalmente, quando esta no estado líquido, o custo de seu transporte é mais rígido e mais caro que o do carvão e principalmente, do que petróleo, sendo que o seu transporte é o responsável por até 50% do seu custo técnico total [MARTIN, 1992].

Quanto à movimentação deste energético no mercado internacional em 1994, verifica-se que 24,2% do volume de gás natural exportado, foi realizado sob a forma líquida (GNL), e o

¹² Para o cálculo deste potencial, considera-se o aproveitamento do volume de óleo que contém a jazida de Tremembé (cerca de 119 milhões de barris), cujo rendimento é de 57 litros de óleo por tonelada processada, conforme mostra a tabela 4.2, o que se conclui que esta possui um volume de xisto numa área de 10 km² de 331,9 milhões de toneladas. Todavia, considerando-se um fator de recuperação de 80% dessa jazida, significa um volume de 265,6 milhões de toneladas de xisto, que podem ser queimados “in natura” durante vinte anos através de caldeiras de leito fluidizado atmosférico circulante em uma planta cuja eficiência térmica é da ordem de 35%. Tal combustível apresenta um PCI de 1.100 kcal/kg, para uma umidade de 20%.

restante, na forma gasosa [CEDIGAZ, 1995], sendo que o custo do transporte sob a forma líquida através de navios conhecidos como “metaneiros” (onde, de acordo com a distância a ser transportado, o custo do GNL varia de 1,8 a 3,8 US\$/MBtu), começa a ser competitivo em relação ao gasoduto somente para distâncias superiores a 6000 Km [GIRAUD, 1995].

4.4.2 Utilização e o Consumo

O gás natural, para ser utilizado, necessita ser processado através de um conjunto de unidades industriais¹³, visando à produção do gás seco (basicamente metano) para a sua comercialização. Isto, devido à presença de certas impurezas, mesmo em baixos teores, como o nitrogênio, o dióxido de carbono, a água e os compostos de enxofre.

Portanto, após ser processado em uma UPGN, este energético está apto para ser comercializado e pelas vantagens que apresenta em relação ao petróleo e ao carvão mineral, através de sua maior pureza, maior eficiência de queima, características de não poluentes, maior facilidade de manuseio e ainda a não necessidade de estoques [RODRIGUES, 1990] tem diversas opções de utilização, nas quais destacamos:

(i) como combustível térmico para os seguintes setores: o industrial (usado para o aquecimento de caldeiras, de fornos, estufas, etc..., podendo a vir substituir o óleo combustível, o óleo Diesel, GLP, o carvão, e até a eletricidade para este fim), o comercial e residencial (empregado principalmente para a cocção de alimentos e aquecimento de água, substituindo neste caso o GLP e a eletricidade) e ainda o setor automotivo (através do uso do gás natural comprimido-GNC nas frotas de ônibus coletivos e de táxis, vindo neste caso a substituir o óleo Diesel, a gasolina e o álcool combustível).

¹³Para ser comercializado, o gás natural passa por duas unidades industriais, sendo a primeira unidade conhecida como Unidade de Tratamento de Gás Natural - UTGN, que é responsável pelo processo de dessulfurização e desidratação do gás in natura, sendo realizadas nos locais de extração. Após passar por este processo, o gás é enviado para a segunda unidade industrial, que é a Unidade de Processamento de Gás Natural - UPGN, onde ocorre então o processo de separação da mistura de seus hidrocarbonetos em duas partes. De uma parte obtem-se o gás seco, composto basicamente de metano e etano (que são hidrocarbonetos leves), onde, este passa a ser comercializado pelas distribuidoras. E de outra parte, obtem-se o líquido de gás natural - LGN (formado pelos hidrocarbonetos mais pesados), onde este sofrerá um processo de fracionamento, de onde retira-se o GLP (mistura de propano e butano), e a gasolina natural (que é formada por pentano e demais hidrocarbonetos pesados) [PETROBRÁS, 1993].

(ii) ainda como combustível térmico, pode ser utilizado, tanto para fins de cogeração (produção conjunta de calor e de energia elétrica ou mecânica) pelos setores industrial e comercial, como para a geração de eletricidade pelo setor elétrico.

(iii) para fins não energéticos, como matéria-prima para as indústrias petroquímicas e de fertilizantes (em substituição a nafta), bem como o seu uso como redutor siderúrgico em substituição ao coque de carvão mineral.

Entretanto, o gás apresenta uma desvantagem, que é ligada à sua quase ausência de um mercado cativo, sendo na verdade, um energético de substituição em relação aos seus concorrentes. Por isso, o seu preço é dependente do preço do petróleo, sendo que a maioria dos contratos de fornecimentos incluem cláusulas de indexação cuja referência é o preço do petróleo ou de um derivado deste, como o óleo combustível [MARTIN, 1992].

4.4.3 Reserva e Produção

Em termos comparativo, conforme apresenta a tabela 4.4, tanto o Brasil em relação a outros países, como o Estado de São Paulo em relação aos demais estados da União, não apresentam volumes muito significativos de suas reservas provadas de gás natural.

Tabela 4.4 - Reservas Provadas de Gás Natural no Mundo e por Estados do Brasil em Bilhões de Nm³ em 1994

Países	Valor	Países	Valor	Estado	Associado	N.Associado	Total
Argentina	515	Rússia	57.868	Alagoas	1,3	11,1	12,4
Bolívia	126	Irã	20.764	Amazonas	15,2	9,7	24,9
Brasil	146,5	A.Saudita	5.154	Bahia	12,4	15,5	27,9
Chile	108	USA	4.632	Ceará	1,2	-	1,2
Colombia	350	Algéria	3.720	Esp.Santo	1,2	1,1	2,3
Equador	107,5	Nigéria	3.450	Paraná	0,8	0,6	1,4
México	1.937	Indonésia	3.235	Rio de Janeiro	54,5	1,5	56,0
Peru	340	Noruega	2.868	R.G. do Norte	8,1	2,7	10,8
Trin.Tobago	294	Outros	39.335	São Paulo	-	5,9	5,9
Venezuela	3.925	Sub-Total	141.026	Sergipe	3,0	0,7	3,7
Sub-Total (1)	7.849	Total (2)	148.875	Total (3)	97,7	48,8	146,5

Fonte: (CEDIGAZ, 1995 e CME, 1995)
OBS: (1) (2) (3) Correspondem respectivamente às reservas provadas de gás natural da América Latina, do mundo e do Brasil.

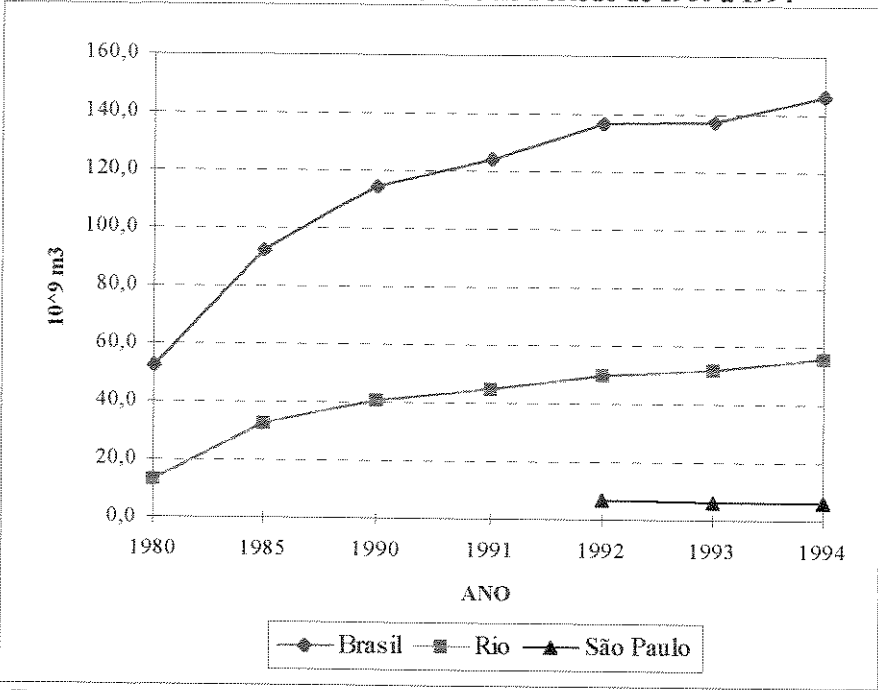
Portanto, apresentando uma reserva com um volume de cerca de 146,5 Bilhões de Nm^3 de gás natural em seu território, o Brasil participa respectivamente com apenas 0,1% e 1,9% das reservas provadas de gás, tanto em relação ao mundo, como em relação a da América Latina. Já o Estado de São Paulo, cuja reserva de gás natural é do tipo não associado, possui um volume de cerca de 5,9 Bilhões de Nm^3 , o que corresponde respectivamente a uma participação de cerca de 4% e 9% das reservas de gás, tanto em relação ao Brasil, bem como em relação às regiões Sul e Sudeste.

Verifica-se também, através da tabela 4.4, que a distribuição das reservas de gás natural se dá de maneira desigual, tanto no mundo (onde em apenas dois países concentram-se 52,8% das reservas provadas deste energético, que são respectivamente a Rússia e o Irã), como no Brasil (sendo que nos Estados da Bahia, Amazonas e do Rio de Janeiro, concentram-se quase 74,3% das reservas provadas de gás nacional). Quanto ao tipo de gás encontrado, verifica-se que dois terços das reservas provadas brasileiras são de gás associado (cuja produção dependem do perfil e das características técnicas da produção de petróleo), sendo o restante de não associado.

O gráfico 4.1 apresenta a evolução das reservas de gás natural do Brasil e dos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, no período de 1980 a 1994. Verifica-se que, enquanto as reservas do Brasil e do Rio de Janeiro (que estão localizadas na bacia de Campos) cresceram a uma taxa média de 7,6% e de 10,9% ao ano entre 1980 e 1994, passando respectivamente de um volume de 52,5 para 146,5 bilhões de Nm^3 e de 13,1 para 56 bilhões de Nm^3 , a reserva de gás do Estado de São Paulo¹⁴ decresceu a uma taxa média de 5,4% ao ano. Isto corresponde a uma redução do volume desta reserva da ordem de 700 milhões de Nm^3 , ou seja, o volume passou de 6,6 bilhões para 5,9 bilhões de Nm^3 entre os anos de 1992 e 1994. Este declínio deve-se em primeiro lugar, a uma estagnação da evolução de suas reservas, provocadas pela ausência da ocorrência de novas descobertas nesta bacia, e em segundo lugar, pelo fato desta bacia já estar em plena produção deste 1992, o que provoca o deplecionamento do volume desta reserva.

¹⁴As reservas de gás natural do Estado de São Paulo são do tipo não associado, e estão localizada na bacia de Santos (campos de Merluza e de Coral), a uma distância aproximadamente de 200 Km do litoral, e a uma profundidade de cerca de 200 metros. Foram descobertas no final dos anos 80 e desde 1992, estes campos estão em produção [ASSUMPÇÃO e COUTINHO, 1993].

Gráfico 4.1 - Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural no Brasil, São Paulo e Rio de Janeiro no Período de 1980 a 1994



Fonte: Adaptado de (PASSOS et alli, 1995 e PETROBRÁS, 1996)

Entretanto, em relação à produção de gás natural, o Brasil e o Estado de São Paulo (que produziram respectivamente 23 e 1,3 milhões de Nm³/dia de gás em 1994), não apresentam volumes expressivos de produção deste energético, sendo o primeiro em relação à América Latina e ao mundo (cujo volume produzido corresponde a uma participação de cerca de 5,8% e 0,3% respectivamente), e o segundo, em relação aos demais Estados (participando somente com 5,6% da produção nacional) conforme mostra a tabela 4.5. Esta pequena participação da produção, tanto do Brasil, como de São Paulo, refletem nas suas pequenas disponibilidade de gás que possuem nestas duas regiões.

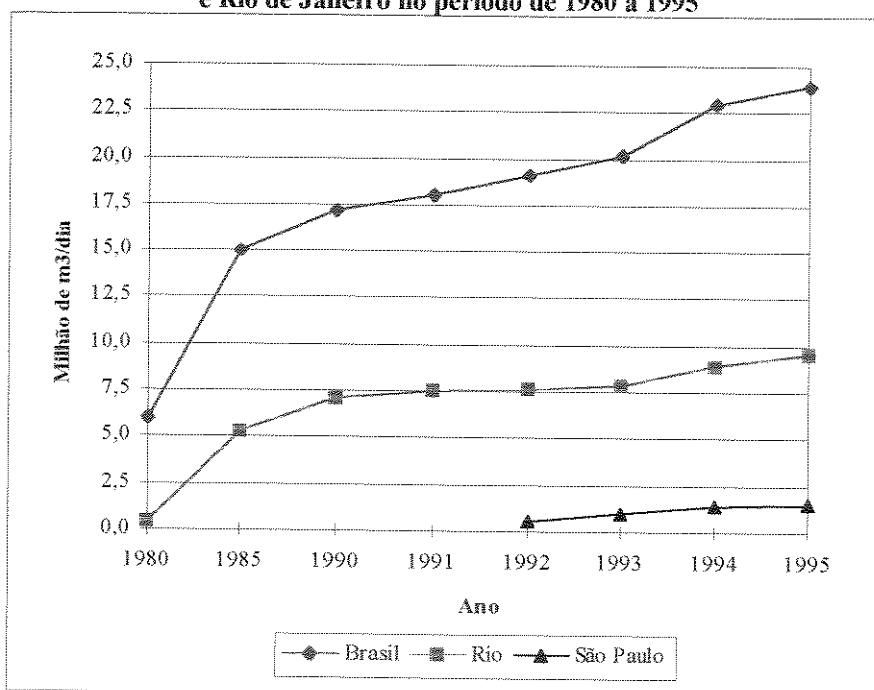
Tabela 4.5 - Produção de Gás Natural no Mundo e por Estados do Brasil em Milhões de Nm³/dia - 1994

País	Valor	País	Valor	Estados	Associado	N.Associado	Total
Argentina	74,7	T. Tobago	26,5	AL/SE/BA	4,6	3,8	8,4
Bolívia	16,2	Venezuela	121,7	CE/RN	2,7	0,0	2,7
Brasil	23,0	A.Latina	396,8	Amazonas	0,0	0,7	0,7
Chile	11,6	USA	1840,0	Paraná	0,4	0,0	0,4
Colômbia	15,1	Rússia	2020,0	Espirito Santo	0,3	0,3	0,6
Equador	1,8	Argélia	354,5	R. de Janeiro	8,0	0,9	8,9
México	102,6	Outros	2767,9	São Paulo	0,0	1,3	1,3
Peru	3,6	Mundo	7379,2	Total	16,0	7,0	23,0

Fonte: (CEDIGAZ, 1995 e CME, 1995)

Verifica-se, através da tabela 4.5, que 53,3% da produção de gás natural no mundo concentra-se basicamente em dois países (Rússia e USA), enquanto na América Latina, 75,3% da produção está concentrada na Argentina, México e Venezuela, países nos quais concentram-se as maiores reservas da região. Em relação ao Brasil, os Estados da região Nordeste mais o Estado do Rio de Janeiro (que possuem quase 76,5% das reservas provadas de gás, conforme mostra a tabela 4.4), são responsáveis por 87% da produção nacional de gás natural. Com relação ao tipo de gás que é produzido no Brasil, verifica-se que 69,5% do gás é associado, sendo o restante não associado.

Gráfico 4.2 - Evolução da Produção de Gás Natural no Brasil, São Paulo e Rio de Janeiro no período de 1980 a 1995



Fonte: Adaptado de (PASSOS et alii, 1995 e PETROBRÁS, 1996)

Enquanto a produção de gás natural no Brasil cresceu a uma taxa média de 9,6% ao ano no período de 1980 a 1995 (em que o volume produzido passou de 6 para 23,9 milhões de Nm^3/dia), os Estados do Rio de Janeiro e São Paulo, apresentam taxas de crescimento bem superiores à do Brasil, respectivamente com 21,7% e 44,2% ao ano (onde os volumes produzidos passaram de 0,5 para 9,5 milhões de Nm^3/dia e de 0,5 para 1,5 milhão de Nm^3/dia), conforme mostra o gráfico 4.2.

A produção de gás natural teve início no Rio de Janeiro em 1978, quando a Petrobrás começou produzir petróleo na bacia de Campos. Em 1995, este Estado foi o responsável pela produção de quase 40% do gás nacional, o que se explica pelo fato de que quase 39% das

reservas deste energético localizam-se nesta bacia e também pela característica deste gás ser do tipo associado, o que implica que a sua exploração esteja associada ao perfil da produção do Petróleo, e sendo a bacia de Campos a maior produtora nacional de óleo, como consequência, também a maior produtora de gás [PASSOS et alli, 1995], apresenta a taxa de 21,7% ao ano de crescimento. Já o Estado de São Paulo, produziu em 1995, um volume da ordem de 1,5 milhão de Nm³/dia de gás natural não associado que é extraído da bacia de Santos (campos de Merluza e Coral), e que corresponde a apenas 6,3% da produção nacional. Tanto o Brasil, como o Rio de Janeiro, apresentam uma relação entre as suas reservas e produções, na faixa de 16 anos, enquanto São Paulo apresenta uma relação reserva/produção menor, na faixa de 11 anos.

4.4.4 Mercado e a Oferta de Gás Natural

O gás natural não possui nenhum mercado cativo como energético, mas é um excelente substituto para quase todos os demais combustíveis em muitos usos finais, podendo ser utilizado nos setores industrial, geração de energia elétrica, residencial, transporte e serviços. Além disso, o gás natural é tido como um energético de excelentes qualidades ambientais, pois apresenta uma eficiência de combustão elevada e uma baixa emissão de poluentes, quando comparadas com os seus concorrentes. No entanto, apesar dessas qualidades, o consumo deste energético em São Paulo foi de 2,6 milhões de Nm³/dia em 1995, conforme mostra a tabela 4.6, o que corresponde a uma participação insignificante de 1,4% na matriz energética paulista.

Tabela 4.6 - Consumo de Gas natural no Brasil e nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro no ano de 1995 em mil Nm3/dia

Finalidade	Brasil	São Paulo	Rio	Outros
Combustível	6.853	2.452	2.624	1.777
Fertilizantes	2.122	-	-	2.122
Petroquímico	668	-	363	305
Doméstico	351	-	351	-
Redutor	348	-	-	348
Automotivo	263	148	115	-
Total	10.605	2.600	3.453	4.855

Fonte: (PETROBRÁS, 1996)

Apesar do grande potencial do mercado de gás natural que possui este Estado, conforme mostra a tabela 4.7, os dois principais fatores que limitam atualmente a expansão deste

mercado são a limitação da oferta deste produto (ver tabela 4.8) e o seu preço relativo frente aos seus principais competidores, especialmente o óleo combustível [GOMES, 1994].

Tabela 4.7 - Projeção do Mercado de Gás Natural na Região Sudeste (mil Nm³/dia)

Estado	2000	2005	2010
SP	17.712	20.528	34.567
RJ	7.500	12.000	18.000
MG	8.000	10.352	14.000
ES	866	1.100	1.400
Total	34.078	43.980	67.967

Fonte: (BAJAY e RODRIGUES, 1996)

A tabela 4.8 apresenta a previsão da oferta de gás natural que estará disponível para atender ao mercado deste insumo nos Estados da região Sudeste, durante o período de 2000 a 2010. O cálculo desta disponibilidade, refere-se somente à produção de gás natural, utilizando-se as reservas já existentes nesses Estados, não incluindo as futuras descobertas.

Tabela 4.8 - Previsão da Oferta de Gás Natural na Região Sudeste (mil Nm³/dia)

Estado	2000	2005	2010
SP	1.600	1.600	1.600
RJ	9.500	10.000	9.500
ES	530	530	530
Total	11.630	12.130	11.630

Fonte: (LEITÃO, 1996)

Entretanto, comparando as duas tabelas acima, verifica-se que a oferta doméstica está aquém do mercado a ser atendido, o que provoca uma demanda reprimida considerável deste energético, tanto no Estado, como na região Sudeste ao longo desse período. Todavia, essa pequena previsão da disponibilidade de gás, deve-se em função da limitação das reservas desse insumo no Brasil e principalmente no Estado de São Paulo, conforme mostra a tabela 4.4.

Portanto, como forma de adequar a demanda com a oferta, entra em cena a importação do gás natural da Bolívia a partir de 1998, cujas reservas provadas¹⁵ são da ordem de 120 bilhões de Nm³ [SIQUEIRA, 1996], através da assinatura do acordo comercial entre Brasil e Bolívia em Julho de 1996, na qual prevê a construção de um gasoduto com 2.857 km ligando esses dois países, num empreendimento que deverá demandar investimentos da ordem de US\$ 2 Bilhões [MELLONI, 1996 b].

¹⁵ O volume das reservas provada de gás natural da Bolívia são suficientes para o atendimento ao mercado nacional durante vinte anos.

Através deste gasoduto, será possível transportar, inicialmente, cerca de 9,2 milhões de Nm^3/dia de gás natural para o Brasil, aumentando esta cota gradualmente até chegar a um volume de 16,3 milhões de Nm^3/dia no oitavo ano. A partir deste ano até o vigésimo, este volume permanecerá constante, quando termina então o contrato de fornecimento entre os dois países. Quanto ao Estado de São Paulo, este receberá uma cota de cerca de 50% do gás da Bolívia, volume este que significa inicialmente 4 milhões de Nm^3/dia , passando ao longo do período para cerca de 8,1 milhões de Nm^3/dia [SIQUEIRA, 1996].

No projeto desse gasoduto com a Bolívia, a Petrobrás e seus parceiros firmaram um acordo quanto ao preço deste energético no City-Gate¹⁶ de São Paulo de 2,8 US\$/Mbtu [FERREIRA, 1996 b]. Diante deste preço, considerado pela CONGÁS como elevado demais, já que ele não possibilita o retorno sobre o investimento para a distribuidora da ordem de 12 a 15% e que seja capaz de provocar uma substituição maciça dos óleos combustíveis de elevado teor de enxofre, de baixo preço e elevada demanda, fica difícil a colocação inicial no mercado paulista de cerca de 4 milhões de Nm^3/dia de gás natural [GOMES, 1994]. Este fato compromete a viabilidade econômica e financeira do gasoduto, pois o mesmo necessita de uma receita elevada e constante ao longo do tempo, que acaba sendo repassada aos usuários do projeto na forma de contratos de fornecimentos do tipo Take-or-Pay, ou seja, paga-se pelo volume contratado, mesmo que não consumido [RAMOS e ENNES, 1994].

Portanto, diante deste quadro, entra a participação do setor elétrico paulista (e que precisa deste energético a curto prazo, como forma de amenizar o seu déficit crescente de energia garantida), através da instalação de UTEs a gás natural em São Paulo, o que proporcionará uma saída para o caso do Gasoduto Brasil-Bolívia. A presença destas centrais termelétricas tem por objetivo criar uma demanda firme para o gás natural, principalmente nos anos iniciais do empreendimento, em que o mercado de gás, no nível de distribuição, ainda não se encontraria consolidado. Desse modo, procurar-se-ia garantir um fluxo de caixa adequado para a viabilização deste projeto.

¹⁶ A expressão “city-gate” corresponde a um determinado local onde se situa a estação final de recebimento de gás natural proveniente de um gasoduto, na qual ocorre então o processo de medição de: volume, temperatura e pressão deste energético. Depois do city-gate, o gás é armazenado em uma tubulação em forma de anel até que ocorra a sua distribuição aos consumidores finais.

Deste arranjo institucional, o setor elétrico paulista será o responsável pela demanda de aproximadamente 7 milhões de Nm^3/dia de gás natural, o que corresponde a cerca de 85% do fornecimento do gasoduto, isto, considerando-se a hipótese de que as futuras UTEs (cerca de quatro unidades de 453 MW de potência nominal com 48% de eficiência térmica), operem na base com um fator de capacidade de 80% e também é considerado que o gás tenha um PCI de $8.865 \text{ kcal}/\text{Nm}^3$. Tal fato provocará um aumento da participação de 1,4% para cerca de 3,8% do gás natural na matriz energética de São Paulo.

No entanto, a maneira como o gás natural está sendo introduzido na matriz energética paulista, via o setor elétrico, provoca alguns questionamentos ainda não resolvidos, tais como:

(i) A questão do fator de capacidade, ou seja, se a operação das usinas térmicas será feita na base, como querem a Petrobrás e seus parceiros comerciais neste empreendimento (gasoduto), ou apenas para atender a ponta da demanda de energia elétrica do sistema, como querem as concessionárias de energia elétrica do Estado. Esta questão implica na possibilidade de ocorrer o vertimento de água (energia secundária) das UHEs do sistema elétrico paulista durante o período hidrológico de cheias (no verão), ao mesmo tempo que este setor é obrigado por força de contrato (take or pay) a operar as UTEs na base (fator de capacidade de 80%). Isto significa que haverá o consumo de gás natural (importado) pelo setor elétrico, em vez de se utilizar a energia hidráulica disponível do sistema.

(ii) A questão da figura do PIE (Produtor Independente de energia elétrica) e a sua inserção e otimização no sistema interligado.

(iii) A questão da possibilidade ou não da ocorrência do mix tarifário entre o preço da energia nova, com a existente do sistema e quem pagará este subsídio, caso ocorra o mix.

Quanto ao levantamento do potencial termoeletrico do gás natural de que dispõe o Estado de São Paulo, este não é considerado neste trabalho para fins de geração de energia elétrica em função de dois fatos:

i) Primeiro, em relação à pequena dimensão de suas reservas (cerca de 5,9 bilhões de Nm^3), o que corresponderiam somente a uma energia firme de 300 MW médio durante dez anos, ou seja somente o tempo de esgotamento desta reserva.

ii) Segundo, devido ao fato de que se a produção paulista (cerca de 1,5 milhões de Nm^3/dia) já é insuficiente para atender a demanda do mercado industrial deste energético, que segundo a CONGÁS, está em torno de 3,5 milhões de Nm^3/dia , quanto mais a um parque térmico no Estado, que demandaria cerca de mais de quatro vezes a produção local.

Quanto ao custo de geração de eletricidade via o gás natural, este é calculado para o gás proveniente da Bolívia, já que cerca de 85% deste estará comprometido com esta finalidade, e é mostrado no capítulo seguinte (tabela 5.4).

Diante de um déficit de energia garantida que passará de 104 MW médio em 1996, para cerca de 5.907 MW médio em 2015, conforme foi visto no capítulo anterior, verifica-se então que as disponibilidades energéticas de fontes não renováveis (cerca de 785 MW médio) do Estado de São Paulo, não são suficientes para compensar este desequilíbrio. Portanto, o capítulo seguinte realizará o estudo dos potenciais renováveis deste Estado.

Capítulo 5

Potenciais Energéticos Renováveis

Como foi visto no capítulo anterior, o potencial termelétrico das fontes não renováveis de energia de que dispõe o Estado de São Paulo não são suficientes para suprir o déficit de energia garantida que apresenta este. Portanto, considerando-se os recursos energéticos de que dispõe São Paulo, este capítulo tem por finalidade fazer um levantamento dos possíveis potenciais energéticos de fontes renováveis que possam ser utilizados para fins de geração de energia elétrica, como forma de contrabalancear esta situação de desequilíbrio. Para o cálculo destes potenciais, são considerados dentro do contexto atual, os aspectos tecnológicos e institucionais que restringem o pleno aproveitamento destes recursos, bem como o levantamento dos custos da geração de energia elétrica para cada tipo de fonte utilizada.

5.1 Fontes Renováveis

Dentro do escopo desse trabalho, este capítulo tem como objetivo realizar o levantamento do potencial hidrelétrico e termelétrico das fontes de energia renováveis¹ que possui o Estado de São Paulo. No entanto, em função das limitações de ordem de grandeza de valores e aspectos tecnológicos, este capítulo irá levantar, somente os potenciais energéticos da biomassa (apenas com a utilização do bagaço de cana de açúcar) e do potencial hidrelétrico remanescente dentro do Estado de São Paulo.

¹ Conforme foi visto no capítulo 1, temos seis formas de energia renováveis, que são: a hidráulica, a das marés, a eólica, a geotérmica, a biomassa e por último a energia solar, sendo que quase todas as fontes de energia (renováveis ou não) são originadas da energia solar.

5.2 O Potencial Hidrelétrico

O Estado de São Paulo possui um potencial hidrelétrico total de 15.430 MW, o que corresponde a cerca de 5,9% do potencial total brasileiro (261.400 MW), sendo que, em termos de energia firme, o potencial paulista corresponde a 7.715 MW médio, conforme mostra a tabela 5.1. Verifica-se também que o Estado já possui uma potência nominal instalada de origem hidráulica no seu parque gerador correspondente a cerca de 10.495 MW, o que significa 68% de utilização de seu potencial hidráulico total.

Tabela 5.1 - Potencial Hidrelétrico Brasileiro - 31/12/94

Região ou Estado	Aproveitado MW (1)	Disponível MW (2)	Potencial Total MW	Total - Energia Firme MWmédio
Norte	4.243	105.433	109.676	54.838
Nordeste	7.637	18.710	26.347	13.173
C. Oeste	724	29.982	30.706	15.353
Sul + MS	13.226 (3)	35.414	48.640	24.320
Sudeste - SP	12.740	17.861	30.601	15.300
São Paulo	10.495	4.935	15.430	7.715
Brasil	49.061	212.339	261.400	130.700

Fonte: Elaboração Própria com Base em (ELETROBRÁS, 1992 b e GCOI, 1995)

OBS : (1) Corresponde ao potencial que já esta em operação

(2) Corresponde aos Potenciais que já estão em construção, mais os que estão em fase de estudos de inventário, de viabilidade, de projeto básico e o potencial estimado

(3) Incluem a potência de 6300 MW da UHE de Itaipú

Quanto ao potencial hidrelétrico nacional, verifica-se através da tabela acima que cerca de 63,8% deste potencial disponível, encontra-se localizado nos Estados das regiões Norte (cerca de 105.466 MW) e Centro-Oeste (29.982 MW), regiões nas quais constituem-se a Amazônia legal. No entanto, apesar dessas duas regiões estarem com seu potencial ainda pouco aproveitado, possuem sérias dificuldades, dentro da conjuntura mundial para obterem financiamentos externos, através do Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento-BIRD, também conhecido como Banco Mundial, necessários para a implementação de novos projetos hidrelétricos nesta região, pelo setor elétrico nacional.

Estas dificuldades são de ordem econômica e ambiental. A primeira ocorre, pois o Banco Mundial condiciona a aprovação de novos empréstimos ao setor elétrico, desde que este estabeleça uma política tarifária que restaure a sua capacidade financeira (através de um aumento de suas tarifas, de forma a permitir uma taxa de remuneração mínima de 10%), e também desde que este setor promova uma reforma institucional, visando a uma participação

mais ampla do setor privado. A segunda ocorre quando o BIRD (devido às pressões de movimentos ambientalistas internacionais e nacionais) evita a liberalização de recursos para a construção de novas UHEs na região, de forma a evitar que se repitam os desastres sócio-ambientais² que provocaram as usinas hidrelétricas de Balbina, Tucuruí e Samuel, ambas localizadas na região amazônica [MAMMANA, 1994].

Tabela 5.2 - Evolução da Potência Instalada do Parque Gerador do Estado de São Paulo no Período de 1995 a 2005

Período	UHEs	UTES	Total
1995	10.495	502	10.997
1996	11.100	502	11.602
1997	11.100	502	11.602
1998	11.289	955	12.244
1999	11.583	1.408	12.991
2000	11.971	1.408	13.379
2001	12.274	1.408	13.682
2002	12.621	1.408	14.029
2003	13.074	1.408	14.482
2004	13.276	1.861	15.137
2005	13.478	2.314	15.792

Fonte: Elaboração Própria com Base em (ELETROBRÁS, 1995)

Já em relação ao esgotamento do potencial hidrelétrico paulista, verifica-se através da tabela acima, que o Estado de São Paulo estará em 2005, com uma capacidade nominal instalada de 13.478 MW de origem hidráulica em seu parque gerador, isto é, se todas as obras previstas neste último Plano Decenal de Expansão forem compridas dentro do prazo planejado.

Portanto, de um potencial hidráulico total de 15.430 MW, significa que cerca de 87,4% deste já estará aproveitado, restando somente algo em torno de 1.952 MW para ser utilizado sob a forma de MCHs e PCHs, o que também corresponde a uma disponibilidade teórica de 976 MW médio de energia firme ao sistema, isto é considerando um fator de capacidade (FC) médio de 50%. Quanto ao custo, em US\$/MWh desta energia produzida e a sua contribuição no balanço de energia garantida do Estado, estas são apresentadas respectivamente na tabela 5.4 e no gráfico 5.1.

²Os desastres sócio-ambientais que provocam as UHEs, são em relação aos aspectos tocantes a perda da terra, devido à inundação que provocam as barragens, o deslocamento e remanejamento de populações indígenas e trabalhadores rurais, à perda de ecossistemas e de paisagens naturais, à extinção de espécies e quebra de equilíbrio ecológico, etc... [MAMMANA, 1994].

5.3 O Potencial do Bagaço de Cana de Açúcar

A participação do setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo, através da cogeração via sistema BIG/STIG (Gaseificação Integrada da Biomassa associada a Turbina a Gás com Injeção de Vapor), pode ser uma alternativa viável para contribuir num futuro próximo com um aumento considerável na oferta de eletricidade deste. Tal fato permite uma redução do déficit previsto de energia garantida, bem como pode provocar um novo surto de desenvolvimento na região do interior do Estado, onde se concentra a produção de açúcar e álcool.

Isto seria possível porque existe o grande potencial energético da biomassa (bagaço de cana de açúcar), ainda praticamente inexplorado para fins de geração de eletricidade no Estado, o que foi responsável pelo processamento de 149 milhões de toneladas de cana de açúcar, correspondendo à cerca de 53% da safra nacional em 1994 [MME, 1996 e SEESP, 1996]. Há também a necessidade no setor sucroalcooleiro de diversificar a sua produção para que seja possível a redução dos custos de seus produtos tradicionais: açúcar e principalmente o álcool [WALTER et alli, 1993], bem como a reestruturação do setor elétrico, tanto a nível Federal, como Estadual, possibilitando um espaço maior para a geração descentralizada [CRESTANI, 1994].

Portanto, diante desses fatos, nesta seção, veremos quais são as perspectivas e os problemas de ordem técnica e institucional da implementação deste sistema de cogeração via o sistema BIG/STIG no setor sucroalcooleiro de São Paulo, para os próximos anos, bem como o custo desta energia produzida.

5.3.1 O Processo de Desenvolvimento da Tecnologia BIG/STIG

O processo de desenvolvimento da tecnologia BIG/STIG é uma adaptação para a indústria sucroalcooleira, da tecnologia BIG-GT (Biomass Integrated Gasification - Gas Turbine), que se encontra no momento em um estágio de desenvolvimento tecnológico [TRINDADE, 1997]. No entanto, o desenvolvimento da tecnologia BIG-GT está inserido dentro de um projeto, conhecido como Fundo de desenvolvimento Global (GEF), coordenado pela Organização das Nações Unidas (ONU) e pelo Banco Mundial (BIRD), com a participação de vários países, dentre eles, o Brasil [ELLIOTT e BOOTH, 1993].

Este projeto, conhecido no Brasil como “Brazilian Biomass Power Demonstration/Sistema Integrado de Gaseificação de Madeira para Produção de Eletricidade (WBP/SIGAME)”, cujos participantes no Brasil são: Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS), Companhia Vale do Rio Doce (CVRD), Fundação de Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Sul (CIENTEC) e Shell Brasil, visa demonstrar a viabilidade comercial da geração de eletricidade, a partir da madeira (biomassa florestal), através da utilização da tecnologia de gaseificação integrada a uma turbina a gás, com a instalação na Bahia de uma planta industrial com uma potência de 30 MW, cujo investimento chega a US\$ 70 milhões [CARPENTIERI et alii, 1995].

Este projeto está dividido em 5 fases, sendo a fase inicial (1), uma investigação preliminar que foi completada em 03/92; a fase (2), que consiste no desenvolvimento de equipamentos e processos no qual competiram duas empresas para o fornecimento do tipo de gaseificador: a BIOFLOW (que é o resultado de uma joint venture entre a A.Ahlstrom Corporation da Finlândia com a Sydkraft AB da Suécia), com o desenvolvimento de um gaseificador de leito fluidizado pressurizado, através da construção da planta IGCC de Värnamo (cerca de 15 MW) na Suécia, que já está em fase de demonstração técnica desde 1993 e a TPS Termiska Processer (uma companhia independente da Suécia, que trabalha com pesquisa e desenvolvimento na área de energia renovável), desenvolvendo o mesmo tipo de gaseificador, só que atmosférico [COPERSUCAR, 1994], sendo que esta fase já foi terminada com a escolha do gaseificador a ser fornecido por esta última empresa, ou seja, o de leito fluidizado atmosférico; a fase (3) e (4), com a implementação e operação em regime pré-comercial da unidade de demonstração técnica na Bahia, e finalmente, a fase (5), prevista somente para o ano 2000, através da entrada em operação comercial desta tecnologia. Entretanto, já está estabelecido que o fornecedor das turbinas a gás (aeroderivativas) para o projeto, será a General Electric (GE), através da LM 2500 [ELLIOTT e BOOTH, 1993].

5.3.2 A Gaseificação da Biomassa

A gaseificação é definida como a conversão da biomassa ou de qualquer combustível sólido em um gás combustível de baixo poder calorífico (1.300 a 2.300 kcal/Nm³), através da

oxidação parcial a temperaturas elevadas. Esta conversão pode ser realizada em vários tipos de reatores, tais como reatores de leito fixo e de leito fluidizado.

Os gaseificadores tipo leito fixo caracterizam-se pelo fato de ter o combustível “empilhado”, descendo gradualmente à medida em que é consumido. Deverão ser alimentados com matéria prima sólida em pedaços da ordem de 150 mm na menor dimensão, adentrando no reator pela parte superior e retirando-se as cinzas pelo inferior. Trata-se de um sistema convencional de gaseificação, muito utilizado no passado [LORA, 1995].

Os gaseificadores tipo leito fluidizado caracterizam-se por utilizar a matéria prima em partículas de pequenas dimensões (5 a 15 mm), mantidas em suspensão através da injeção do meio gaseificador (ar ou oxigênio e vapor) que passa pelo leito a uma velocidade suficiente para fluidizá-lo, assegurando-se um excelente contato sólido-gás. Também por sua operação em temperaturas mais baixas do que a temperatura dos gaseificadores de leito fixo, reduz significativamente os teores de enxofre e de material particulado, além de diminuir a formação de óxidos de nitrogênio. Sua principal vantagem reside no fácil controle da temperatura do leito pela variação na alimentação de ar e de combustível, como também na maior flexibilidade quanto ao tipo de combustível a ser empregado desde que este possua baixa densidade [LORA, 1995].

Portanto, pelas qualidades apresentadas por este e também devido à necessidade de elevadas vazões de gás combustível para alimentar a turbina à gás no sistema BIG/STIG, esta tecnologia de gaseificação (leito Fluidizado) é aceita como a mais adequada e tendo sido escolhida por praticamente todos os projetos de desenvolvimento que estão em andamento no mundo [COPERSUCAR, 1994].

Segundo sua pressão de operação, os gaseificadores de leito fluidizado podem ser classificados em atmosférico e pressurizado. Considerando as aplicações em turbinas a gás, no gaseificador atmosférico, o combustível gaseificado é comprimido e injetado na câmara de combustão, enquanto que no gaseificador pressurizado o ar é comprimido no compressor da turbina a gás e uma fração do ar é extraída para o gaseificador, sendo em seguida, injetado diretamente na câmara de combustão [NOGUEIRA et alii, 1995]. No entanto, discute-se muito sobre a conveniência ou não de utilizar gasificadores pressurizados nos sistemas BIG-GT.

Especialistas da firma sueca Studsvik A.B recomendam a utilização de gaseificadores pressurizados somente para instalações com capacidades instaladas superiores a 150-200 MW, onde seriam economicamente vantajosos [LORA e SANCHEZ, 1994]. Os gaseificadores atmosféricos, apesar de possuírem sistemas mais simples de alimentação de biomassa, requerem o resfriamento do gás e sua posterior compressão, o que provoca perdas no ciclo. Com a utilização de gaseificadores pressurizados, é esperada uma elevação de 1 a 2% na eficiência térmica global do sistema e a possibilidade de operação de unidades de maior capacidade, em relação aos atmosféricos [NOGUEIRA et alii, 1995].

5.3.3 A Tecnologia BIG/STIG

A figura 5.1 mostra uma proposta de formulação do sistema **BIG/STIG** para uma indústria sucroalcooleira. O gaseificador de leito fluidizado, pressurizado ou não (1) é alimentado com bagaço de cana de açúcar mais o agente de gaseificação (ar + vapor), obtendo como resultado da conversão termo-química deste energético, um gás combustível de baixo poder calorífico, que é composto por CO, H₂, CH₄, N₂, CO₂, O₂ e hidrocarbonetos.

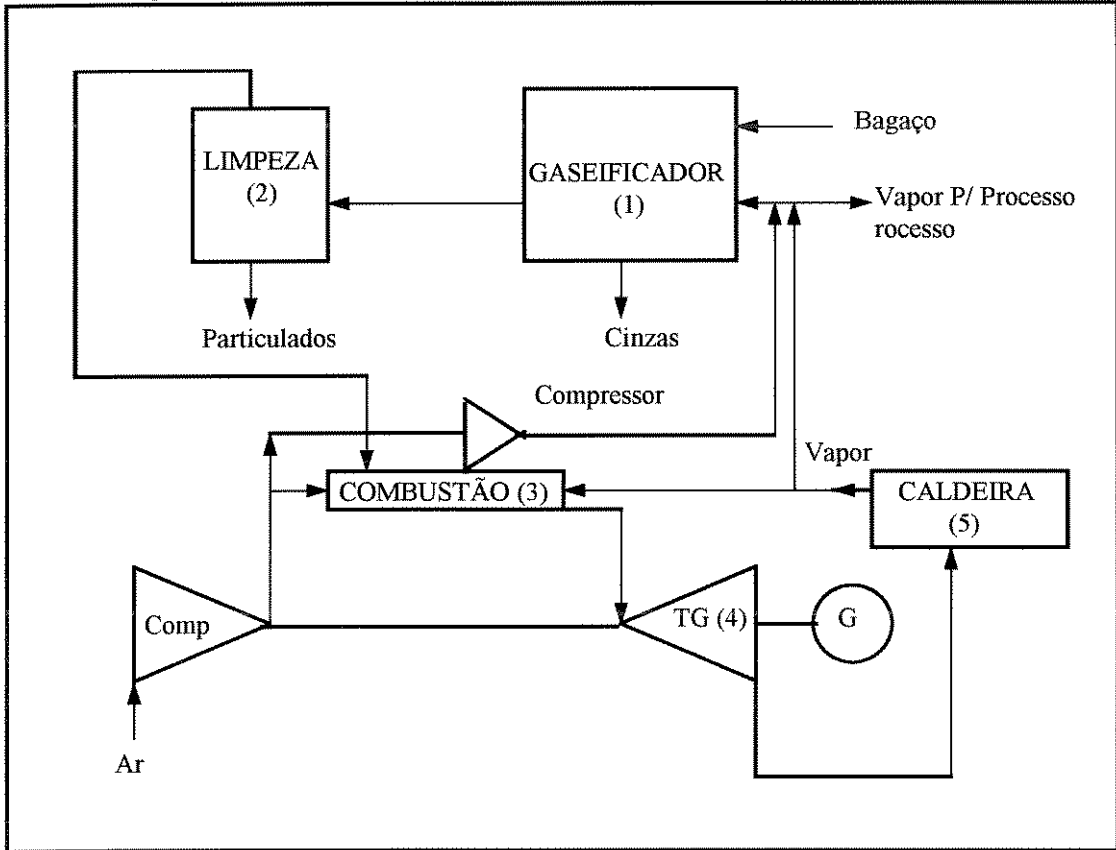
Um sistema de limpeza do gás quente obtido (2) permite eliminar através do emprego de catalizadores, separadores ciclônicos e filtros, os materiais particulados, os compostos alcalinos e o alcatrão, que afetam a operação da turbina a gás, pois causam erosão e corrosão das pás da turbina [BEENACKERS e MANIATIS, 1993].

O gás limpo é conduzido para uma câmara de combustão (3) da turbina a gás (4), onde se injeta também vapor, o que permite a elevação da potência de eixo, em função do aumento mássico e da injeção de um fluido de maior calor específico do que o dos gases de combustão. Outra vantagem adicional disto, está na diminuição no nível das emissões de NO_x da turbina a gás.

Os gases quentes, (500 a 550 °C) após saírem da turbina a gás, são conduzidos até uma caldeira de recuperação de calor (5), onde se produz vapor para o gaseificador, para a injeção na câmara de combustão da turbina a gás (o que provoca um aumento de sua potência e rendimento no ciclo) e para o processo tecnológico da produção de açúcar e álcool. Entretanto, devido ao elevado custo dos ciclos combinados inferior a 150 MW, por causa do

alto custo das turbinas a vapor de escala pequena, não é interessante, no momento, a associação da tecnologia BIG com o ciclo combinado [LARSON et alii, 1989].

Figura 5.1 - Sistema BIG/STIG para a Cogeração em Usina Sucroalcooleira



Fonte: (TRINDADE, 1997)

A principal vantagem para o emprego desta tecnologia na indústria sucroalcooleira é sua substancial economia da demanda de vapor de processo, de 480 kg vapor/tc das atuais usinas e destilarias, para menos de 280 kg vapor/tc. Isto é possível porque parte do vapor produzido na caldeira de recuperação de calor (cerca de 30% de 400 kg vapor/tc) destina-se ao processo de gaseificação do bagaço, restando 70% do vapor produzido para o processo industrial, o que eleva sua disponibilidade, para a produção de energia elétrica excedente [ELETROBRÁS, 1993 b].

5.3.4 Dificuldades Técnicas e Institucionais

Todavia, a implementação do sistema de cogeração proposto acima nas indústrias sucroalcooleiras do Estado de São Paulo, fica comprometida para os próximos dez anos em função, tanto das dificuldades técnicas, como das institucionais.

Os problemas técnicos que impedem a implementação em escala comercial do sistema BIG/STIG, são em função dos gargalos tecnológicos, que ainda não estão resolvidos, tais como:

(i) O sistema de alimentação do gaseificador, isto é, quanto à forma que se dará o transporte do bagaço (pneumático, rosca transportadora, etc...) e o seu estado, ou seja, na forma de in natura, peletizado, pulverizado, briquetado, etc [GOMES e LORA, 1995].

(ii) O sistema de limpeza a quente dos gases provenientes do gaseificador, para poder queimá-los sem nenhum prejuízo ao desempenho da turbina a gás. Isto porque, os sistemas de filtros e separadores ciclônicos disponíveis comercialmente não são compatíveis com a pressão e a temperatura em que os gases são produzidos (800 a 900 °C), sugerindo a necessidade de resfriamento, o que provocará perdas de eficiência do sistema, sendo que a solução deste problema está no uso de materiais cerâmicos e filtros de metal sinterizado, o que não está disponível comercialmente [TRINDADE, 1995].

(iii) Necessidade de mudanças estruturais no processo de fabricação do álcool e açúcar das atuais usinas e destilárias autônomas ou anexas do parque sucroalcooleiro de São Paulo. Isto porque, em média, a operação de uma usina demanda cerca de 480 kg de vapor por tonelada de cana moída, sendo que o consumo médio de eletricidade das usinas pode ser estimado em 20 kWh/tc [ELETROBRÁS, 1993 b]. Portanto, para que esta mesma usina possa operar com cerca de 280 kg de vapor/tc, de tal forma que ocorra um aumento substancial na disponibilidade de energia elétrica excedente, é necessário que o atual processo de fabricação passe por um processo de melhorias, tais como: o uso de evaporadores de filme descendente de quádruplo efeito (consumo reduziria até 40%) e o uso de painéis de vácuo contínuo. Desta forma, o consumo de vapor de processo sofreria uma redução de 40 a 50%. No entanto, essas mudanças significam investimentos elevados na atual estrutura de fabricação, que só seriam viáveis de acordo com uma política realista em relação ao preço a ser pago pela concessionária local a esta energia cogenerada pelo usineiro [WALTER et alli, 1993].

Quanto aos dois primeiros problemas citados acima, a Unicamp através da Faculdade de Engenharia Mecânica, vem desenvolvendo nos últimos anos, pesquisas em relação a um sistema completo de gaseificação do bagaço de cana de açúcar [TRINDADE, 1997], ou seja, além do gaseificador de leito fluidizado atmosférico, temos também o desenvolvimento dos

sistemas de alimentação do bagaço e a limpeza a quente do gás combustível proveniente do gaseificador, de modo a resolver esses dois gargalos que impedem o pleno desenvolvimento desta tecnologia.

Já as questões institucionais que precisam ser resolvidas ainda, referem-se [TRINDADE, 1997]:

(i) À não definição de um piso para a negociação das tarifas de compra dos excedentes dos autoprodutores;

(ii) Às baixas tarifas oferecidas pelo setor elétrico para a compra da energia excedente de cogeneradores, em função de distorções tarifárias ou de uma postura pouco receptiva por parte das concessionárias do Estado;

(iii) À falta de uma estrutura legal adequada;

(iv) À falta de mecanismos de apoio financeiro e fiscal por parte do governo.

5.3.5 O Potencial de Geração de Energia Elétrica

A avaliação do potencial termodinâmico (teórico) da produção de eletricidade via tecnologia BIG/STIG, junto ao setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo, é feita neste trabalho para um período de dez anos, tendo início somente em 2006, quando entrará em fase de operação comercial esta tecnologia. Entretanto, admite-se para esta avaliação, a hipótese de um cenário, no qual somente 10% das usinas e destilarias deste Estado usariam este processo neste ano. Já para o ano 2015, este índice de inserção desta tecnologia pelo setor passaria para 85%. Assim, para a determinação deste potencial, há duas condições básicas: (i) a projeção da moagem de cana para o período entre 2006 e 2015 e (ii) o índice específico de eletricidade excedente, que depende principalmente das características químicas e físicas do bagaço utilizado e do tipo de tecnologia empregado neste processo, o que varia de 130 kWh/tc até 400 kWh/tc; este último, com tecnologia dificilmente disponível a custos competitivos [ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1992].

Com relação à primeira condição, segundo WALTER [1994], a produção de cana de açúcar deverá crescer a uma taxa média de 1,7% ao ano, e a moagem desta passará de 149

milhões de toneladas/ano em 1994, para cerca de 212,3 milhões de toneladas/ano em 2015. Quanto à segunda condição, segundo a **ELETROBRÁS [1993 b]**, a disponibilidade líquida de produção de energia elétrica usando a tecnologia BIG/STIG para uma indústria sucroalcooleira, está em torno de 193 kWh/tc. Portanto, para uma produção em torno de 149 milhões de toneladas de cana em 1994 no Estado **[SEESP, 1996]**, teremos então um potencial teórico de 28.757 GWh por safra, o que corresponde a uma energia firme de 3.283 MW médio, isto, sem levarmos em consideração a utilização de pontas e folhas da cana de açúcar (que praticamente duplica este potencial), conforme mostra a tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Disponibilidade de Energia Firme Excedente para o E.S.P Via Tecnologia BIG/STIG

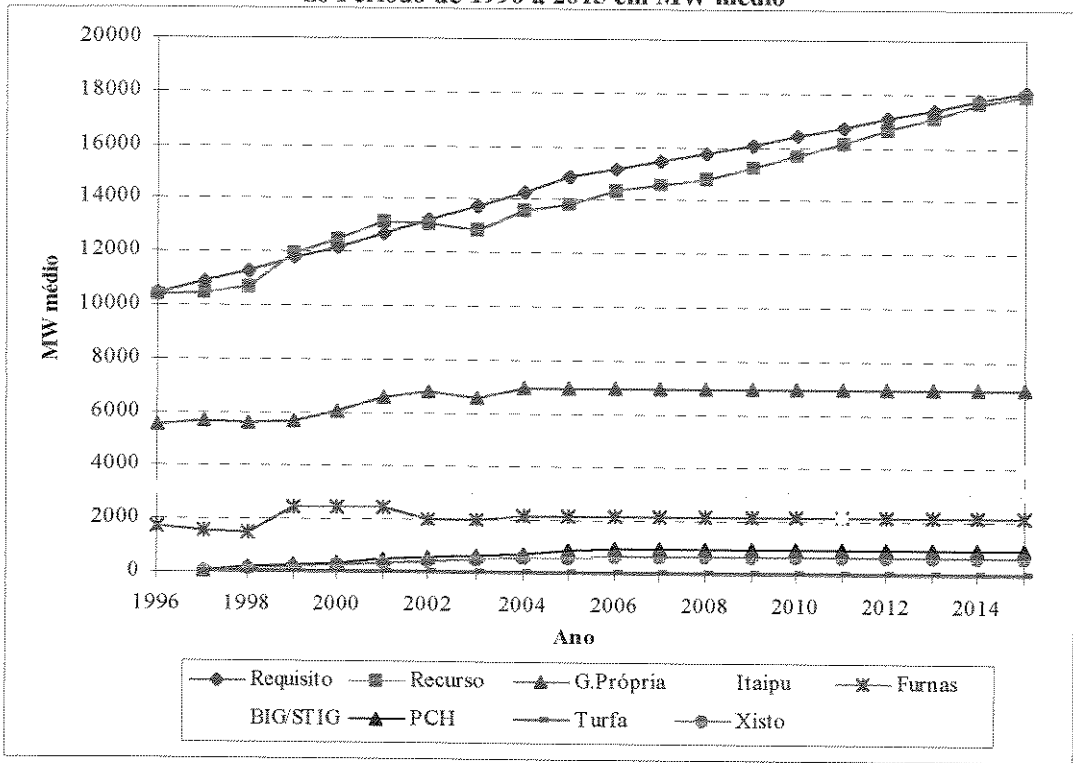
Ciclo	Ef (1) Total	Produção Total (2)	Consumo (3)	Excedente Líquido	Safra de cana	Geração Total	Energia Firme (4)
BIG/ STIG	0.36	238 kWh/tc	45 kWh/tc	193 kWh/tc	149*10 ⁶ ton	28.757 GWh	3.283 MW

Fonte: (Elaboração Própria)

- (1) Ef - Eficiência = Ef do Gaseificador (80%) x Ef da Turbina (45%).
- (2) Uma tonelada de cana com 15% de umidade (PCI=3.272 kcal/kg), corresponde à cerca de 173,5 kg de bagaço peletizado, o que equivale a 567.692 kcal. Multiplicando este valor pela eficiência total de 36% e dividindo por 860 kcal, temos então a produção de 238 kWh por tonelada de cana processada de energia excedente.
- (3) Considerando um consumo interno médio de energia elétrica na indústria sucroalcooleira de 30 kWh/tc, mais o consumo do pelotizador de 15 kWh/tc.
- (4) Operando com 8.760 horas/ano.

Portanto, de acordo com o índice específico de eletricidade excedente verificado na tabela acima e da expansão na produção de cana de açúcar para o período de 1996 a 2015, é calculado o potencial teórico de produção de energia elétrica para o Estado de São Paulo em MW médio (sem levarmos em consideração a utilização de pontas e folhas da cana de açúcar), isto, conforme o cenário estabelecido anteriormente. Todavia, o gráfico 5.1 apresenta a evolução deste potencial, que corresponde em 2015 a um volume de energia superior à que o Estado é obrigado a comprar por força de Lei de Itaipu (cerca de 3.094 MW médio). Verifica-se também, que a tecnologia BIG/STIG pode contribuir significamente (com cerca de 3.976 MW médio) para a redução do déficit de energia garantida do Estado de São Paulo em quase a sua totalidade no final deste período.

Gráfico 5.1 - Evolução do Balanço de Energia Elétrica do Estado de São Paulo no Período de 1996 a 2015 em MW médio



Fonte: (Elaboração Própria)

Para finalizar este item, o gráfico acima apresenta a evolução do balanço de energia em MW médio do Estado de São Paulo para o período de 1996 a 2015, na qual verifica-se, através deste, que a disponibilidade dos recursos energéticos de que dispõe São Paulo, é suficiente para equilibrar o seu déficit de energia garantida que apresenta este conforme foi visto no capítulo 3. Isto, devido à participação principalmente das fontes renováveis de energia do Estado de São Paulo. Também verifica-se que se todo esse potencial fosse utilizado pelo setor elétrico paulista, a participação da geração de energia elétrica via o gás natural importado da Bolívia somente seria necessário durante dez anos (entre 2002 a 2012), quando este passa a ter um déficit médio de energia em torno de 800 MW médio em seu sistema elétrico.

5.3.6 O Custo da Energia Elétrica

Como a tecnologia BIG/STIG encontra-se em desenvolvimento, tanto no Brasil como em outros países, o custo unitário de investimento (CUI) na planta de 1.380 US\$/kW, inclusive com juros durante a construção, apresentado pela **ELETROBRÁS [1993 b]**, é uma estimativa baseada na tecnologia similar já desenvolvida e com unidades em operação comercial nos Estados Unidos da América (USA), da gaseificação do carvão mineral associado

a uma turbina a gás com injeção de vapor (CIG/STIG). Porém, os custos da tecnologia BIG/STIG deverão ser menores que o da tecnologia do carvão mineral, principalmente pelo fato da gaseificação da biomassa não necessitar da remoção a quente do enxôfre (entre 15 a 20 % do custo estimado do capital) [LARSON et alii, 1989].

Para uma planta hipotética, o custo³ total de geração de energia elétrica durante a safra com bagaço e pontas e folhas na entressafra, está em torno de 43,3 US\$/MWh (conforme mostra a tabela 5.4), isto considerando os seguintes aspectos econômicos e técnicos: preço do bagaço 10 US\$/t e de pontas e folhas 7 US\$/t [ELETROBRÁS, 1993 b], rendimento termodinâmico do ciclo BIG/STIG de 36%, combustível utilizado com PCI de 3.272 kcal/kg, fator de capacidade 70%, custo de operação e manutenção equivalente a 2% do custo unitário de investimento, vida útil de 20 anos e finalmente, uma taxa anual de desconto de 10%. Entretanto, utilizando-se os mesmos aspectos econômicos e considerando-se somente a operação com bagaço durante a safra (fator de capacidade de 40%), este custo sobe para 61,5 US\$/MWh.

Apesar deste custo (43,3 US\$/MWh) hoje ser superior ao custo marginal de expansão da geração (38 US\$/MWh), apresentado no último Plano Decenal de Expansão da ELETROBRÁS (1996/2015), o custo de geração ainda é no momento baixo se comparado aos de outras fontes de combustíveis, bem como de outros processos tecnológicos que são analisados neste trabalho, conforme mostra a tabela 5.4.

Tabela 5.4 - Custos de Geração de Energia Elétrica para Diversos Combustíveis e Processos Tecnológicos*

Tipo de Unidade	Preço do Combustível ⁴	C.Invest US\$/MWh	C.O&M US\$/MWh	C.Combust US\$/MWh	Custo Total US\$/MWh
Bagaço - BIG/STIG	17,0 US\$/t	26,4	4,5	12,4	43,3
Gás Nat - CC (1)	0,097 US\$/m ³	21,1	3,6	19,6	44,3
PCH e MCH (2)	-	38,3	6,5	-	44,8
Turfa - Rankine (3)	14,0 US\$/t	42,2	7,2	22,2	71,6
Xisto - Rankine (4)	12,0 US\$/t	42,2	7,2	26,8	76,2

Fonte: (Elaboração Própria)

³ As parcelas que compõe o custo total de geração, também conhecido como índice Custo/Benefício (ICB) de uma determinada usina é mostrado no anexo 6 deste trabalho.

⁴ O preço do gás natural utilizado nesta tabela para o cálculo do custo total de geração, corresponde ao valor do gás boliviano que será entregue no City Gate de São Paulo, ou seja 2,8 US\$/Mbtu. Já o preço da turfa, este foi retirado do Plano 2015 (Projeto 4 - Fontes Alternativas). Em relação ao xisto, o seu preço de 12 US\$/t é estimado neste trabalho em função do custo de produção do carvão mineral nacional.

* Para estas tecnologias, são utilizados os seguintes parâmetros: Fator de Capacidade de 70%, vida útil de 20 anos, taxa anual de desconto de 10% e Custo unitário de Operação e Manutenção equivalente a 2% do CUI.

(1) Ciclo Combinado com CUI de 1.100 US\$/kW [GALLO e WALTER, 1994], eficiência de 48% e Gás Natural com PCI de 8.865 kcal/m³.

(2) Pequenas Centrais Hidrelétricas e Médias Centrais Hidrelétricas, com CUI de 2.000 US\$/kW [MARTINEZ, 1994].

(3) (4) Ciclos Rankine, cujas eficiências são respectivamente de 35%, pois utilizam caldeiras de leito fluidizado circulante à pressão atmosférica, com CUIs de 2.200 US\$/kW [GALLO e WALTER, 1994] e turfa e xisto com PCIs respectivamente de 1.550 kcal/kg e 1.100 kcal/kg.

Finalizando este capítulo, a tabela 5.4 apresenta o custo total de geração de energia elétrica para cada tipo de fonte energética que foi analisada neste trabalho, na qual verifica-se que os custos mais competitivos correspondem as fontes renováveis, isto é, para a cogeração com bagaço de cana de açúcar, via tecnologia BIG/STIG e o aproveitamento do potencial hidráulico remanescente no Estado, via principalmente PCH, que apresenta a grande vantagem do custo zero em relação ao preço do combustível.

Entretanto, para as fontes não renováveis, somente o custo da energia produzida via o gás natural seria atualmente competitivo no mercado paulista e nacional de eletricidade. Isto, devido principalmente ao elevado custo unitário de investimento (cerca de 2.200 US\$ por kW instalado), na planta termoeletrica, em função da gama de equipamentos necessários para controlar a emissão de poluentes, o que fazem com que o xisto e a turfa tenham um alto custo de geração de energia elétrica. Portanto, o capítulo seguinte apresenta a conclusão deste trabalho na qual serão analisados as vantagens e desvantagens para cada tipo de fonte utilizada neste estudo.

Capítulo 6

Conclusão

Ao final deste trabalho, cuja finalidade principal foi de verificar as “**Perspectiva de Expansão da Oferta de Eletricidade no Estado de São Paulo Via Fontes Renováveis e Não Renováveis de Energia**”, pode-se dizer que o dimensionamento das fontes de geração de energia elétrica constitui-se em uma das atividades principais do planejamento da expansão de um sistema elétrico. Isto ocorre principalmente no caso de São Paulo, onde este, além de apresentar o deplecionamento de seu potencial hidráulico, possui uma elevada participação da energia elétrica em sua matriz energética (cerca de 44,6% em 1995), uma crescente dependência de importação estadual deste insumo (cerca de 36,3% de seu mercado em 1995), e ainda terá nos próximos vinte anos, um déficit crescente de energia garantida em seu sistema elétrico, que chegará a 5.907 MW médio em 2015.

Portanto, em relação ao levantamento das disponibilidades dos potenciais energéticos de que dispõem o Estado de São Paulo para fins de geração de energia elétrica, verificamos neste trabalho que as fontes renováveis de energia, isto é, em relação ao bagaço de cana de açúcar e ao potencial hidrelétrico remanescente no Estado, são as melhores opções internas de suprimento de energia elétrica que possui São Paulo para os próximos vinte anos, tanto em relação ao custo de geração deste insumo, como da própria quantificação desta disponibilidade.

Neste estudo, foi constatado que o emprego da tecnologia de cogeração via sistema **BIG/STIG** pelo setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo apresenta grandes perspectivas a longo prazo, ou seja, depois do ano 2005, principalmente por ser esta a opção renovável de suprimento interno de energia elétrica de que dispõe São Paulo para o próximo século, de baixo custo (cerca de 43,3 US\$/MWh) e disponível em praticamente todo o interior do Estado,

como uma maneira de contrabalancear este déficit crescente de energia garantida em seu setor elétrico.

Esta tecnologia proporciona, para este setor, uma diversificação de negócios com a venda da energia elétrica produzida para o setor elétrico estadual. Isto acarreta em um aumento considerável na oferta futura de energia ao longo deste período (cerca de 3.976 MW médio), adiando investimentos públicos para este fim e diminuindo o déficit de energia garantida de São Paulo em cerca de 67,3% no ano 2015, bem como reduz a concentração de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera, o que ajuda a diminuir os efeitos do aquecimento global (efeito estufa).

Quanto ao gás natural, a princípio, destacamos a importância que este representará na expansão da geração do setor elétrico paulista nos próximos dez anos. Porém, a inserção do gás na matriz energética do Estado de São Paulo não pode se dar somente via o setor elétrico, sendo necessária a sua utilização pelos demais setores, principalmente o industrial e o de transporte, carentes de um energético de excelentes qualidades ambientais.

Este trabalho também verifica a necessidade, por parte da PETROBRÁS, de realizar um esforço maior no sentido de aumentar as suas reservas e como consequência, a sua produção deste insumo, principalmente em relação às bacias de Campos (RJ) e de Santos (SP). Assim, aumentará a disponibilidade deste energético, principalmente para o uso no setor industrial de São Paulo, que representa cerca de 50% a 60% do mercado potencial de gás natural, de tal forma que este setor possa substituir por gás natural o seu consumo de óleo combustível, liberando este energético como uma alternativa para ser empregado na expansão futura do setor elétrico paulista.

Todavia, diante do comprometimento de 50% do gás boliviano com os demais Estados da região Sul e Sudeste e da incerteza por parte da PETROBRÁS de que esta aumente a disponibilidade futura de gás nacional para São Paulo, mais uma vez constata-se a importância que terá para o setor elétrico paulista o enorme potencial ainda não explorado da biomassa (bagaço de cana de açúcar), principalmente como um vetor energético renovável para a expansão da geração de eletricidade, através da cogeração.

O principal obstáculo à utilização da turfa e do xisto, para fins de geração de eletricidade da-se em função do elevado custo desta energia produzida. Isto, se deve principalmente ao elevado custo unitário de investimento (cerca de 2.200 US\$ por kW instalado), na planta termoeétrica, em função da gama de equipamentos necessários para controlar a emissão dos poluentes da combustão desses, como também das questões ambientais que envolvem principalmente a produção da turfa e da elevada densidade demografica da região em que se situam as reservas desse energético no Estado (Vale da Paraíba). Todavia, foi constado que de imediato São Paulo dispõe de cerca de 785 MW médio de energia firme para os próximos vinte anos através dessas duas fontes, sendo cerca de 700 MW médio para o xisto e o restante para a turfa.

Portanto, para uma possível continuidade deste trabalho, sugerimos as seguintes recomendações a serem realizadas:

i) Quantificar com mais detalhes o potencial de produção de energia elétrica via a tecnologia **BIG/STIG**, a partir dos subprodutos da cana de açúcar no Estado, ou seja em relação a pontas e palhas.

ii) Acompanhar o desenvolvimento dos projetos de gaseificação da biomassa (especificamente para o bagaço) em leito fluidizado atmosférico e pressurizado, e em especial as tecnologias de limpeza à quente dos gases combustíveis provenientes do gaseificador.

iii) Realizar um novo levantamento quanto a localização e dimensionamento dos potenciais da turfa e xisto no Estado, visto que os dados que foram utilizados neste trabalho já devem estar desatualizados em função das modificações populacionais e econômicas pelas quais já passaram o Vale do Paraíba desde o começo da década de 80.

iv) Fazer um levantamento completo sobre o potencial de conservação de energia elétrica no Estado de São Paulo, principalmente em seu setor industrial. Isto, em função da importância que representará a conservação de energia para o setor elétrico paulista, principalmente pelo fato de que o custo da eletricidade conservada ser um terço da energia gerada para suprir uma determinada demanda deste insumo. Portanto, a conservação de energia elétrica pode se tornar numa ótima opção, tanto econômica como ambiental, para se evitar o déficit de energia garantida no Estado já nos próximos vinte anos.

Anexo 1.

Tabela A - Evolução da Intensidade Energética por Habitante e por Produto de São Paulo

Ano	C.F.E (10 ³ tEP)	POP (10 ³ hab)	PIB (US\$10 ⁶)	I.E (tEP/hab)	I.E (tEP/US\$10 ³)
80	37.117	24.953	214.595	1,49	0,17
81	35.910	25.483	198.283	1,41	0,18
82	37.184	26.023	201.483	1,43	0,18
83	39.023	26.575	190.049	1,47	0,21
84	40.264	27.139	200.312	1,48	0,20
85	42.680	27.715	216.605	1,54	0,20
86	44.939	28.303	236.515	1,59	0,19
87	46.259	28.904	244.228	1,60	0,19
88	47.883	29.517	237.090	1,62	0,20
89	48.586	30.143	247.205	1,61	0,20
90	48.781	30.783	226.416	1,58	0,22
91	50.686	31.436	227.186	1,61	0,22
92	50.978	32.103	223.450	1,59	0,23
93	52.961	32.669	236.715	1,62	0,22
94	55.711	33.163	253.651	1,68	0,22
95	57.314	33.720	260.814	1,70	0,22

Fonte: Elaboração Própria com Base em (SEADE, 1996 e SEESP, 1996)

OBS: C.F.E - Consumo Final Energético

POP - População

PIB - Produto Interno Bruto em dolares de 1995

Tabela B - Evolução da Intensidade Energética por Habitante e por Produto do Brasil

Ano	C.F.E (10 ³ tEP)	POP (10 ³ hab)	PIB (US\$10 ⁶)	I.E (tEP/hab)	I.E (tEP/US\$10 ³)
80	122.167	118.563	536.488	1,03	0,23
81	119.383	121.213	513.687	0,98	0,23
82	122.405	123.885	517.951	0,99	0,24
83	125.560	126.573	502.775	0,99	0,25
84	133.699	129.273	529.925	1,03	0,25
85	141.361	131.978	571.518	1,07	0,25
86	149.326	134.653	614.325	1,11	0,24
87	155.833	137.268	636.011	1,14	0,25
88	159.166	139.819	635.629	1,14	0,25
89	162.407	142.307	655.715	1,14	0,25
90	159.702	144.724	627.191	1,10	0,25
91	164.413	147.074	629.324	1,12	0,26
92	166.820	149.358	624.163	1,12	0,27
93	172.273	151.572	650.316	1,14	0,26
94	180.061	153.726	689.270	1,17	0,26
95	187.674	155.822	718.495	1,20	0,26

Fonte: Elaboração Própria com Base em (BCB, 1996; IBGE, 1996 e MME, 1996)

OBS: C.F.E - Consumo Final Energético

POP - População

PIB - Produto Interno Bruto em dolares de 1995

Anexo 2.

Tabela A - Características Técnicas das Usinas em Operação da ELETROPAULO - 1995

Usina	Rio	Município	Tipo de Turbinas	Potência Instalada MW	Energia Firme MWmédio
H.Borben	-	Cubatão	Pelton	880	275
Rasgão	Tietê	Pirapora B.Jesus	Francis	14,4	7,4
Porto Góes	Tietê	Salto	Francis	10,5	5
Salesópolis	Tietê	Salesópolis	Francis	2	1,4
Izabel	Sacatrapo	Pindamonhangaba	Pelton	2,6	1,4
Sodré	Piagui	Guaratinguetá	Pelton	0,9	0,4
Bocaina	Bravo	Cachoeira Paulista	Francis	0,6	0,4
Piratininga	-	São Paulo	Vapor	470	307 (1)
Total	-	-	-	1.381	598

Fonte: (ELETROPAULO, 1996)
(1) Corresponde a um FC¹ de 65,3%

Tabela B - Características Técnicas das Usinas em Operação da CPFL - 1995

Usina	Rio	Município	Tipo de Turbinas	Potência Instalada MW	Energia Firme MWmédio
Americana	Atibaia	Americana	Francis	30	10
Capão Preto	Quilombo	São Carlos	Francis	5,5	2,5
Cariobinha	Rib.Quilombo	Americana	Francis	1,3	0,8
Chibarro	Chibarro	Araraquara	Francis	2,3	0,7
Dourados	Sapucai Mirim	Nuporanga	Francis	6,4	6
Eloy Chaves	Mogi-Guaçu	Esp.Sto.Pinhal	Francis	19	12
Esmeril	Rib.Esmeril	Patrocinio	Francis	1,8	1
Gavião Peixoto	Jacaré Guaçu	Araraquara	Francis	4,1	2,2
Jaguari	Jaguari	Pedreira	Francis	12	9
Lençóis	Lençóis	Macatuba	Francis	1,7	1,7
Monjolinho	Monjolinho	São Carlos	Francis	0,6	0,4
Salto do Pinhal	Mogi-Guaçu	Esp.Sto.Pinhal	Francis	0,6	0,3

¹FC - Fator de Capacidade é a relação entre a energia gerada anualmente e a que podia ser gerada se trabalhasse todas as horas do ano.
$$FC = \frac{\text{Energia gerada em Mwh}}{\text{Potência em MW} \times 8.760 \text{ hs}}$$

Pinhal	Mogi-Guaçu	Esp.Sto.Pinhal	Francis	7	4
Salto Grande	Atibaia	Campinas	Francis	3,3	3,3
Santana	Jacaré-Guaçu	São Carlos	Francis	4,3	2,9
São Joaquim	Sapucaí Mirim	Guará	Francis	5,5	3
Socorro	Rio do Peixe	Socorro	Kaplan	1	0,6
Três Saltos	Pinheirinho	Torrinha	Francis	0,6	0,6
Carioba	-	Americana	Vapor	32	22 (1)
Total	-	-	-	139	83

Fonte: (CPFL, 1996)

(1) Corresponde a um FC de 68,7%

Tabela C - Características Técnicas das Usinas em Operação da CESP - 1995

Usina	Rio	Município	Tipo de Turbinas	Potência Instalada MW	Energia Firme MWmédio
Água Vermelha	Grande	Iturama	Kaplan	1.380	652
Ilha Solteira	Paraná	Ilha Solteira	Francis	3.230	1.390
Jupia	Paraná	Castilho	Kaplan	1.411	882
Jurumirim	Paranapanema	Piraju	Kaplan	98	53
Chavantes	Paranapanema	Chavantes	Francis	414	190
Salto Grande	Paranapanema	Salto Grande	Kaplan	70	58
Capivara	Paranapanema	Taciba	Francis	640	355
Taquaruçu	Paranapanema	Sandovalina	Kaplan	303	221
Rosana	Paranapanema	T. Sampaio	Kaplan	240	190
Barra Bonita	Tietê	Barra Bonita	Kaplan	141	32
Bariri	Tietê	Bariri	Kaplan	143	45
Ibitinga	Tietê	Ibitinga	Kaplan	131	54
Promissão	Tietê	Promissão	Kaplan	264	78
N. Avandava	Tietê	Buritama	Kaplan	302	107
Três Irmãos	Tietê	Pereira Barreto	Francis	323	268
Caconde	Pardo	Caconde	Francis	80	29
E. da Cunha	Pardo	S.J.do R.Pardo	Francis	109	43
Limoeiro	Pardo	S.J.do R.Pardo	Kaplan	32	12
Jaguari	Jaguari	Jacareí	Francis	28	13
Paraibuna	Paraibuna	Paraibuna	Francis	86	44
PCHs	-	-	-	15	8
Total	-	-	-	9.440	4.724

Fonte: (CESP, 1996 b)

Anexo 3 - Etapas de Estudo de um Aproveitamento Hidrelétrico

Segundo **FORTUNATO et alli [1990]**, a necessidade de conhecimento antecipado das características dos aproveitamentos hidrelétricos para a realização dos estudos de planejamento do sistema de geração, e mesmo para a construção da usina, faz com que o estudo de um aproveitamento hidrelétrico se desenvolva em cinco etapas principais, com diferentes graus de profundidade, que são:

Etapa 1 - Estimativa: Representa uma análise preliminar das características das bacias hidrográficas, especialmente quanto aos aspectos topográficos, hidrográficos e geológicos, a partir de avaliações em escritório. Define uma primeira estimativa do potencial hidrelétrico, do número de locais barráveis, dos custos de desenvolvimento dos empreendimentos, dos custos dos estudos de inventário das bacias envolvidas e seus prazos de execução.

Etapa 2 - Inventário: Representa a definição do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica, o estudo da divisão de queda e a estimativa do custo de cada aproveitamento hidrelétrico a nível de orçamentos-padrão.

Etapa 3 - Viabilidade: Consiste na definição da concepção global de um determinado aproveitamento da alternativa de divisão de queda escolhida na etapa anterior. Leva-se em consideração sua otimização técnico-econômica-ambiental, seu dimensionamento final, a definição do melhor eixo de barramento, arranjo geral, níveis d'água operativos, quedas, volume do reservatório, potência a ser instalada, número e tipo de unidades, além de benefícios e custos associados.

Etapa 4 - Projeto Básico: Consiste no detalhamento do aproveitamento, de acordo com sua concepção na etapa de viabilidade, com a elaboração do seu orçamento final e a definição das obras civis e dos equipamentos permanentes visando as respectivas licitações e a construção da usina.

Etapa 5 - Projeto Executivo: Detalhamento do projeto básico a nível construtivo, com a elaboração dos desenhos, detalhamento das obras civis e dos equipamentos eletromecânicos necessários à execução da obra e montagem dos equipamentos.

Anexo 4

A definição sobre os conceitos de *recursos e reservas* que são utilizados nesta dissertação, estão expostos abaixo e foram retirados do **BEESP/96**.

- **Recurso** : É uma concentração de materiais sólidos, líquidos ou gasosos que ocorre tanto no interior, como na superfície da Terra, de tal forma que a sua extração econômica é usual ou potencialmente viável.
- **Recursos Identificados** : São os depósitos de materiais sólidos, líquidos ou gasosos cuja localização, qualidade e quantidade são conhecidas através de evidências ou pesquisas geológicas com maior ou menor grau de detalhamento.
- **Reserva** : É a parte de um recurso identificado na qual uma matéria, ou a utilidade energética pode ser econômica e legalmente extraída na época de sua determinação.

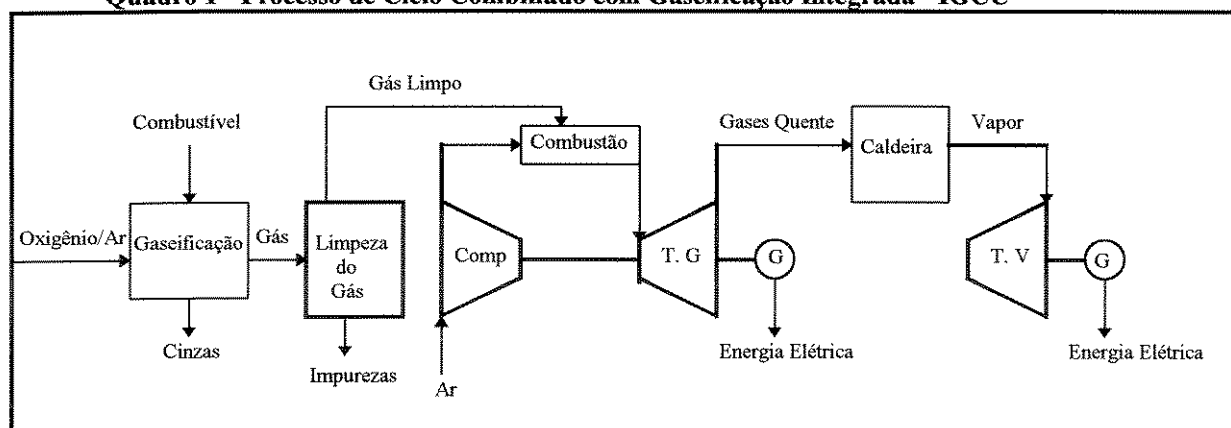
Dependendo do grau de detalhamento dos trabalhos que foram realizados, tanto as reservas, como os recursos identificados, podem ser do tipo: *medida, indicada e inferida*.

- **Medida** : Material para o qual as estimativas de quantidade e qualidade foram computadas com uma margem de erro menor que 20%, através de trabalhos geológicos detalhados.
- **Indicada** : Material para o qual as estimativas de quantidade e qualidade foram computadas parcialmente através de trabalhos geológicos.
- **Inferida** : Material para o qual as estimativas de quantidade e qualidade são baseadas apenas em algumas evidências e projeções geológicas.

Anexo 5 - Tecnologia IGCC

O processo tecnológico que foi citado no capítulo 4 corresponde a uma tecnologia de geração térmica de ciclo combinado com gaseificação integrada - IGCC, que foi desenvolvida pelos Norte Americanos para o emprego de seu carvão mineral no começo dos anos 80, dentro de um programa denominado “Clean Coal Techonology Demonstration” levado a cargo pelo Departamento de Energia, cuja primeira unidade a entrar em operação foi a Usina de Cool Water na Califórnia em 1984. Todavia, esta tecnologia, atualmente, está sendo adaptada para utilizar outros combustíveis além do carvão mineral [JUNIOR, 1994]. Este processo é realizado em três etapas distintas que ocorrem simultâneamente, conforme mostra o quadro 1.

Quadro 1 - Processo de Ciclo Combinado com Gaseificação Integrada - IGCC



Fonte: (JUNIOR, 1994)

A primeira etapa consiste no processo de gaseificação do combustível, sendo que, além do carvão mineral, podem ser empregados outros tipos como a biomassa (madeira, bagaço de cana de açúcar), resíduos de petróleo, linhito, turfa, etc..., tendo como resultado final um gás combustível que, dependendo do agente gaseificante empregado, pode ser de baixo poder calorífico (cerca de 1.000 a 1.500 kcal/Nm³, isto é, quando se utiliza o ar), ou de médio poder calorífico (cerca de 2.500 a 4.000 kcal/Nm³, quando se emprega o oxigênio). Quanto aos principais sistemas de gaseificação que são empregados em escala comercial, estes podem ser:

o processo Lurgi, que se utiliza reatores de leito fixo, o processo Koppers-Totzek, que emprega reatores a leito de arraste, e por último, o processo Winkler, que usa reatores de leito fluidizado, tanto a pressão atmosférica, como pressurizado [KRAUSE e BAUM, 1989].

A segunda etapa consiste no processo de limpeza a quente dos gases oriundos do gaseificador, ou seja, é a retirada de material particulado, compostos de enxofre e alcatrão, que causam erosão e corrosão nas palhetas da turbina a gás. No entanto, para a gaseificação da biomassa e da turfa, o ponto crucial para o desenvolvimento desta tecnologia está justamente na limpeza deste gás, com a remoção do alcatrão e material particulado [HILBERT et alli, 1993].

Finalmente, a última etapa consiste no ciclo combinado (que é o resultado da conjugação dos ciclos Brayton e Rankine), em que o gás combustível proveniente da unidade de limpeza é injetado na câmara de combustão, onde ocorre então a sua queima, produzindo trabalho na turbina a gás, que aciona o compressor e o gerador elétrico. Todavia, o calor proveniente dos gases quente da exaustão, são recuperados numa caldeira de recuperação de calor, gerando vapor que é utilizado para acionar a turbina a vapor, o que proporciona uma geração adicional de energia elétrica, elevando, desta forma, o rendimento térmico deste ciclo, sendo que em algumas plantas já está na casa dos 46% [HILBERT et alli, 1993]. Quanto ao custo deste ciclo, os processos de gaseificação e limpeza são responsáveis por quase 60% do custo total de instalação desta planta [KRAUSE e BAUM, 1989].

Anexo 6 - Índice Custo/Benefício

Segundo FORTUNATO et alli [1990], o Índice Custo/Benefício (ICB) em US\$/MWh de uma usina geradora de energia elétrica pode ser decomposto nas seguintes parcelas:

$$\text{ICB} = \text{C.I} + \text{C.O\&M} + \text{C.C}, \text{ onde :}$$

1) **CI** - Custo anual do Investimento da usina em US\$/MWh, que é dado por:

$$\text{CI} = (\text{CUI} * \text{FRC}) / (8,76 * \text{FC}), \text{ onde:}$$

CUI é o Custo Unitário de Investimento na usina em US\$/kW e já incluem os juros durante a construção desta,

FC é o Fator de Capacidade desta usina,

FRC é o Fator de Recuperação do Capital, que é dado por:

$$\text{FRC} = i * (1+i)^v / ((1+i)^v - 1), \text{ onde } i: \text{ é a taxa anual de desconto e } v: \text{ é a vida útil em anos;}$$

2) **C.O&M** - Custo anual de Operação e Manutenção da usina em US\$/MWh, que é dado por:

$$\text{C.O\&M} = \text{CUOM} / (8,76 * \text{FC}), \text{ onde:}$$

CUOM é o Custo Unitário de Operação e Manutenção na usina em US\$/kW;

3) **C.C** - Custo anual do Combustível da usina em US\$/MWh, que é dado por:

$$\text{C.C} = \text{C.U.C} * \text{REND}, \text{ onde:}$$

C.U.C é o Custo Unitário do Combustível em US\$/t ou em US\$/m³ e

REND é o consumo específico médio da usina em t/MWh ou em m³/MWh.

REFERÊNCIA

- ABDO, J.M.M.** É Grande o Risco de Racionamento de Energia Elétrica nos Próximos Anos ? Folha de São Paulo, 1 de Fevereiro de 1997.
- ASSAD, S.L.** Aquisição de Energia Elétrica Excedente de Autoprodutores: Aspectos Econômicos e Financeiros. I Simpósio Brasileiro Sobre Co-Geração de Energia na Indústria, Ed. Unicamp, Campinas, 1989, pp. 73-99.
- ASSUMPTÃO, J.B. e COUTINHO, C.M.** Perspectivas de Fornecimento de Gás Natural Para as Regiões Sul e Sudeste do Brasil. IV Seminário Internacional Sobre Gás Natural, Rio de Janeiro, 1993, pp. 226-232.
- AZZONI, C.R.** Economia de São Paulo Ainda a Locomotiva ? Revista São Paulo em Perspectiva, Junho de 1993, pp. 02-13.
- BAJAY, S.V. e CARVALHO, E.B.** Avaliação do Desempenho do Setor Elétrico Brasileiro no Período de 1981 a 1992. II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Campinas, 12 a 14 de Dezembro de 1994, pp. 61-76.
- BAJAY, S.V. e RODRIGUES, M.G.** Diagnóstico e Perspectivas do Setor de Gás Natural no Brasil. Revista Brasileira de Energia, Vol. 5 nº 1 - 1º Semestre de 1996, pp. 24-47.
- BAJAY, S.V., FILHO, B.P. e BERNI, M.D.** Reestruturação do Proálcool. VII Congresso Brasileiro de Energia e II Seminário Latino Americano de Energia, vol. 2, Rio de Janeiro, Outubro de 1996, pp. 1176-1187.

- BCB - BANCO CENTRAL DO BRASIL.** Boletim do Banco Central do Brasil. Departamento Econômico, vol. 31, nº 12, Brasília, 1996, pp. 54-55.
- BEENACKERS, A.A.C.M. e MANIATIS, K.** Gas Cleaning in Electricity Production via Gasification of Biomass: Conclusions of the Workshop. Proceedings of the Conference Advances in Thermochemical Biomass Conversion - 1992, Interlaken, Edited by Bridgewater A.V., 1993, pp. 540-548.
- BRUECKNER, H. e CAMARGO, J.V.J.** Vantagens e Desvantagens dos Diferentes Sistemas de Queima de Combustível em Leito Fluidizado em Comparação com um Sistema de Queima Convencional. X Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo II, Curitiba, 1989.
- BRUNETTI, J.L. e GUERRA, S.M.G.** Limites da Política Tarifária na Reforma do Setor Elétrico Brasileiro. VII Congresso Brasileiro de Energia e II Seminário Latino Americano de Energia, vol. 2, Rio de Janeiro, Outubro de 1996, pp. 1038-1048.
- CARDOSO, A.F., FLEURY, M.E.V. e LAGE, W.F.** Perdas de Energia: Totais, Técnicas e Não Técnicas. Eleticidade Moderna, Janeiro de 1996, pp. 109-114.
- CARPENTIERI, A.E., FILHO, H.F.C. e LEÃO, A.J.H.C.** Um Caso Prático da Aplicação da Tecnologia BIG-GT, Visando o Aproveitamento de Biomassa para a Produção Comercial de Eletricidade. XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - Grupo II, Florianópolis, 1995.
- CEDIGAZ - CENTRE INTERNATIONAL D'INFORMATION SUR LE GAZ NATUREL.** Natural Gas In The Word 1995 Survey, Paris, Julho de 1995.
- CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO.** Estudo das Possibilidades de Aproveitamento da Turfa no Estado de São Paulo. Relatório Nº 12.761, São Paulo, 1979 a.
- CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO.** Estudo de Fontes Alternativas de Energia para o Estado de São Paulo - Relatório Final. Engevix S.A., vol. A, São Paulo, 1979 b.

CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO. Boletim Estatístico: Acompanhamento do Mercado de Energia Elétrica. Série Indicadores-002, nº 290, São Paulo, 1996 a.

CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO. Usinas da CESP - Características Técnicas. Relatório de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - CESP - 1995, São Paulo, 1996 b.

CHESF - COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO. Fontes Energéticas Brasileiras / Inventário e Tecnologia - Turfa. Brascep Engenharia Ltda, vol. 1, Rio de Janeiro, 1987 a.

CHESF - COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO. Fontes Energéticas Brasileiras / Inventário e Tecnologia - Xisto. Brascep Engenharia Ltda, vol. 1 e 2, Rio de Janeiro, 1987 b.

CME - CONSELHO MUNDIAL DA ENERGIA - COMITÊ BRASILEIRO. Estatística Brasileira de Energia. Boletim Anual, Nº 40, Rio de Janeiro, 1995.

CME - CONSELHO MUNDIAL DA ENERGIA - COMITÊ BRASILEIRO. A Reestruturação do Setor Elétrico Paulista. Boletim Anual, Nº 41, Rio de Janeiro, 1996.

CONTI, V.L. Comparações Econômicas e Sociais. Revista São Paulo em Perspectiva, Dezembro de 1988, pp. 63-69.

COPERSUCAR - COOPERATIVA DE PRODUTORES DE CANA DE AÇÚCAR E ÁLCOOL DO ESTADO DE SÃO PAULO. Gasification Technology Report. R.T - 687 - Centro de Tecnologia Copersucar, Piracicaba, 1994.

CPFL - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. Tendências Sócio-Econômicas e de Energia Elétrica para o Estado de São Paulo - Premissas Básicas para as Projeções de Mercado das Classes Residencial e Comercial - Ciclo de Planejamento 1995 - 2006. Departamento de Planejamento do Sistema Elétrico, Julho de 1995.

- CPFL - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ.** Usinas da CPFL - Características Técnicas. Divisão de Planejamento Energético e da Transmissão, Campinas, 1996.
- CRESTANI, M.S.** O Produtor Independente Entra Em Cena. Eletricidade Moderna, Junho de 1994.
- CRESTANI, M.S.** Perfil do Setor de Energia Elétrica - 1996. Eletricidade Moderna, Julho de 1996.
- DIAS, R.F.** Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, Rio de Janeiro, 1988, pp. 333.
- D.O.U - DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO.** Atos do Poder Legislativo. Imprensa Nacional, 8 de Julho de 1995.
- ELETROBRÁS.** Plano 2015 - Projeto 3: Perspectivas do Mercado e da Conservação de Energia Elétrica Oferta de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 1992 a.
- ELETROBRÁS.** Plano 2015 - Projeto 4: A Oferta de Energia Elétrica, Sub-projeto "Potencial Hidrelétrico", Rio de Janeiro, 1992 b.
- ELETROBRÁS.** Plano 2015 - Projeto 4: A Oferta de Energia Elétrica, Sub-projeto "Fontes Alternativas de Energia", Rio de Janeiro, 1993 a.
- ELETROBRÁS.** Plano 2015 - Projeto 4 : A Oferta de Energia Elétrica, Subprojeto "Resíduos de Cana de Açúcar", Rio de Janeiro, 1993 b.
- ELETROBRÁS.** Plano 2015 - Projeto 1: Metodologia e Processo de Planejamento da Expansão do Setor Elétrico, Rio de Janeiro, 1994.
- ELETROBRÁS.** Plano Decenal de Expansão 1996-2005, Rio de Janeiro, 1995.
- ELETROBRÁS.** Mercado de Energia Elétrica Ciclo 1995/1996. Relatório Analítico, Vol I e II, Rio de Janeiro, 1996.

- ELETROPAULO - ELETRICIDADE DE SÃO PAULO.** Usinas da Eletropaulo - Características Técnicas. Superintendência de Operação de Sistema da Eletropaulo, São Paulo, 1996.
- ELLIOTT, P. e BOOTH, R.** Brazilian Biomass Power Demonstration Project. Special Project Brief, Setembro de 1993.
- FERREIRA, R.** Produção Independente: O Pouco que Falta, Ainda é Muito. Brasil Energia, Agosto de 1996 a, pp. 38-44.
- FERREIRA, R.** Comgás Admite Margem Menor. Brasil Energia, Agosto de 1996 b, pp. 34.
- FORTUNATO, L.A.M., ARARIPE, T.A., ALBUQUERQUE, J.C.R. e PEREIRA, M.V.F.** Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica. Editores da Universidade Federal Fluminense, Niterói, 1990, pp. 232.
- GALLO, W.L.R. e WALTER, A.C.S.** Planejamento da Expansão da Geração na ELETROPAULO - Informações Sobre Custos: Geração Termoelétrica. Relatório Final, NIPE/PRDU/UNICAMP, 1994.
- GCOI - GRUPO COORDENADOR PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA.** Plano de Operação para 1996 - Sistemas Interligados Sul/Sudeste. Relatório SCEN/GTPL - SE/S-02, Dezembro de 1995.
- GIRAUD, A.** Géopolitique De L'Énergie Dans Un Monde En Transition. Revue de L'Énergie, nº 472, Novembre de 1995, pp. 697-705.
- GOMES, I.C.** Perspectivas para a Cogeração na Indústria usando Gás Natural. I Simpósio Brasileiro Sobre Co-Geração de Energia na Indústria, Ed. Unicamp, Campinas, 1989, pp. 187-193.

- GOMES, I.C.** Preços de Gás Natural Boliviano: A Ótica do Mercado. II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Campinas, 12 a 14 de Dezembro de 1994, pp. 274-279.
- GOMES, E.O. e LORA, E.S.** Constructive Features, Operation and Sizing of Fluidized-Bed Gasifiers for Biomass. Energy for Sustainable Development, Vol II Nº 4, November 1995, pp. 52-57.
- HILBERT, V.R., LUESKA, C.A.D. e KLEIN, V.S.** Ciclo Combinado - Estado da Arte, Combustíveis, Custos e Viabilidade Econômica de Implantação. XII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo II, Recife, 1993.
- IBGE - FUNDAÇÃO INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA.** Anuário Estatístico do Brasil, Rio de Janeiro, 1996.
- IVO, O.C.** Xisto. In ROVERE, E.L., ROSA, P.L. e RODRIGUES, A.P. Economia e Tecnologia de Energia, Ed Marco Zero, Rio de Janeiro, 1985, pp. 453-473.
- JUNIOR, C.V.** Usina de Ciclo Combinado Com Gaseificação Integrada. Eleticidade Moderna, Março de 1994, pp. 52-57.
- KRAUSE, G.G e BAUM, M.** Utilização de Gás Natural em Usinas Termelétricas com Posterior Conversão para Sistemas Integrados Gaseificação - Ciclo Combinado Oportunidades para o Brasil nos Anos 90. X Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo II, Curitiba, 1989.
- KUMOTO, E.T.** Minerais Energéticos: Carvão, Turfa e Rochas Oleígenas. CESP - Série Pesquisa e Desenvolvimento - 014, São Paulo, 1985, pp. 20-55.
- LARSON, E. D., SVENNINGSSON, P. e BJERLE, I.** Biomass Gasification for Gas Turbine Power Generation. In Electricity: Efficient End-Use and New Generation Technologies, and Their Planning Implications, Eds. Johansson, T.B., Bodlund, B. e Williams, R, Lund University Press, 1989, pp. 697-739.

- LEITÃO, M.** Por Enquanto a Produção Atende à Demanda. Brasil Energia, Janeiro de 1996, pp. 30-31.
- LEIVA FILHO, J.O.** Falta de Energia Ameaça Região Sudeste. Folha de São Paulo, 23 de Julho de 1995.
- LORA, E.S. e SANCHEZ, C.G.** La Gasificación del Bagazo de Cana de Azúcar. International Seminar on Commercial Energy Generation in the Cane Industry, Guatemala City, 1994.
- LORA, E.S.** Gaseificação, Apostila da Disciplina : Tecnologias de Conversão Energética da Biomassa, Unicamp, 1995, pp. 14-65.
- MACHADO, G.V e SCHAEFFER, R.** Intensidade Energética: Conceitos, Evidências Internacionais e o Caso Brasileiro. II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Campinas, 12 a 14 de Dezembro de 1994, pp. 131-138.
- MAMMANA, G.P.** Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro e as Políticas de Meio Ambiente e de Conservação de Energia. Dissertação de Mestrado, PPE/FEM/UNICAMP, 1994.
- MARTIN, J.M.** A Economia Mundial da Energia. Editora da Universidade Estadual Paulista, 1992, pp. 135.
- MARTINEZ, C.B.** Interações entre o Planejamento de Usinas Hidrelétricas e o Caso das Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil. Tese de Doutorado, PPE/FEM/Unicamp, Campinas, 1994.
- MELLONI, E.** Setor Elétrico: Em Busca de um Novo e Eficiente Modelo. Gazeta Mercantil, 7 de Junho de 1996 a.
- MELLONI, E.** São Paulo Define Suprimento do Gás da Bolívia. Gazeta Mercantil, 8 de Julho de 1996 b.

- MIGUEZ, J.D.G., FIGUEREDO, E. e PASSOS, M.F.** Importação do Gás da Bolívia Fator de Integração Latino-America. VI Congresso Brasileiro de Energia e I Seminário Latino Americano de Energia, vol. 2, Rio de Janeiro, 1993, pp. 533-539.
- MILKO, P.** Aspectos Ambientais na Utilização de Turfa como Fonte de Energia. Energia Fontes Alternativas, vol. 4, Número 21, 1982, pp. 31-36.
- MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA.** Balanço Energético Nacional - Ano Base 1995. Brasília, 1996, pp. 150.
- NETO, A.C., FILHO, A.P. e SILVA, S.P.R.** Carvão Mineral Importado - Competitividade Para Geração de Energia Elétrica no Nordeste. VI Congresso Brasileiro de Energia e I Seminário Latino Americano de Energia, vol. 3, Rio de Janeiro, 1993, pp. 931-938.
- NOGUEIRA, L.A.H., BORTOLAIA, L.A e NASCIMENTO, M.A.R.** Ciclos Térmicos com Biomassa Gaseificada: Configurações e Desempenhos. XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - Grupo II, Florianópolis, 1995.
- NOVICKI, R.** Módulo Industrial - Petrosix Atinge a Escala Comercial. VI Congresso Brasileiro de Energia e I Seminário Latino Americano de Energia, vol. 3, Rio de Janeiro, 1993, pp. 869-874.
- PASSOS, M.F., SILVEIRA, R. e CECCHI, J.C.** O Equilíbrio de Oferta e Demanda de Gás Natural no Estado do Rio de Janeiro. Revista Brasileira de Energia, Vol.4 Nº 2, 1995, pp. 100-117.
- PETROBRÁS - PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.** Informação Técnica. Departamento de Produção - Divisão de Gás Natural. Rio de Janeiro, 1993.
- PETROBRÁS - PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.** Principais Indicadores de Produção. Departamento de Produção - Divisão de Gás Natural. Rio de Janeiro, 1996.
- RACHID, L.B.F.** Origem e Natureza do Gás Natural. Petro&Gás, Dezembro de 1991, pp. 12-15.

- RAMOS, D.S. e ENNES, S.A.W.** A Competitividade Térmica no Parque Gerador Interligado Sul/Sudeste Brasileiro: O Caso do Gás Natural. Revista Brasileira de Energia, Vol. 4, Nº 1, 1994.
- RICCIULLI, D.L.S.** Planejamento da Expansão da Geração de Sistemas Hidrotérmicos de Potência, Otimizando os Usos Múltiplos da Água dos Reservatórios. Tese de Doutorado, FEE/Unicamp, Campinas, 1990.
- RODRIGUES, G.F.** Um Futuro Para o Gás Natural no Brasil. Petro&Gás, Outubro de 1990, pp. 08-16.
- RODRIGUES, A.P. e DIAS, D.S.** Estado e Energia Elétrica: Experiências Internacionais de Desregulamentação e o Caso Brasileiro. Instituto Liberal, 1994, pp.147.
- ROSA, L.P.** As Previsões Após os Choques do Petróleo em Face da Crise Atual. Os Equívocos da Política Energética. Energia e Crise, Ed. Vozes, 1984.
- SAENZ, J.A., ROMANO, R. e CASTILHO, S.T.** Setor Elétrico: Mudanças Recentes e Perspectivas. II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Campinas, 12 a 14 de Dezembro de 1994, pp. 31-42.
- SANTOS, R.R.** Aspectos Relevantes da Legislação do Setor Elétrico. Trabalho Final da Disciplina PE 181 - Tópicos Especiais em Planejamento de sistemas Energéticos, Unicamp, Campinas, 1995, pp. 7.
- SEADE - FUNDAÇÃO SISTEMA ESTADUAL DE ANÁLISE DE DADOS.** Anuário Estatístico do Estado de São Paulo, São Paulo, 1996.
- SEESP - SECRETARIA DE ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO.** Balanco Energético Estadual - Ano Base 1995. CESP, São Paulo, 1996, pp. 208.
- SILVEIRA, W.** Novo Megablecaute Atinge 9 Milhões - Racionamento Será Inevitável no Sul e Sudeste. Folha de São Paulo, 26 de Abril de 1997.
- SIQUEIRA, C.** Editais do Brasil-Bolívia Podem Sair em Agosto. Brasil Energia, Agosto de 1996, pp. 32.

- SOUZA, Z., FUCHS, R.D. e SANTOS, A.H.M.** Centrais Hidro e Termelétricas. Editora Edgard Blücher Ltda, São Paulo, 1983, pp. 241.
- SUCZYNSKI, E.F.** Queima Direta e Gaseificação do Xisto Brasileiro. Energia Fontes Alternativas, V.IV, Número 18, 1982, pp. 15-70.
- TOLEDO, J.R.** Consumo de Energia Revela Aumento da Renda em 1995. Folha de São Paulo, 4 de Fevereiro de 1996.
- TRINDADE, L.F.M.** Sugarcane Bagasse Gasification Perspectives Using the BIG/STIG Technology in the State of São Paulo, Brazil. IV European Conference on Industrial Furnaces and Boilers, Espinho - Porto - Portugal, 1 a 4 de Abril de 1997.
- VILENSKI, T.V., LELEIFE, N.S. e KOBALHOVO, A.P.** Geradores de Vapor. Ed Energoatomizdat, Moscou, 1985, pp. 46-47.
- ZYLBERSZTAJN, D. e COELHO, S.T.** Potencial de Geração de Energia Elétrica nas Usinas de Açúcar e Alcool Brasileira, Através de Gaseificação da Cana e Emprego de Turbinas a Gás. Revista Brasileira de Energia, Vol. II, Número II, 1992.
- ZYLBERSZTAJN, D.** O Programa de Energia do Governo do Estado de São Paulo. Notas da Palestra, PPE/FEM/Unicamp, Campinas, 21 de Junho de 1995.
- WALTER, A.C.S., BAJAY, S.V. e NOGUEIRA, L.A.H.** Cogeração e Produção Independente de Eletricidade nas Usinas de Açúcar e Alcool : Sua Viabilidade Segundo a Ótica dos Diferentes Atores Envolvidos. VI Congresso Brasileiro de Energia e I Seminário Latino Americano de Energia, Vol. III, Rio de Janeiro, 1993, pp. 731-737.
- WALTER, A.C.S.** Viabilidade e Perspectivas da Cogeração e da Geração Termoelétrica Junto ao Setor Sucroalcooleiro. Tese de Doutorado, PPE/FEM/Unicamp, Campinas, 1994.