

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

USP

Programa Interunidades de Pós – Graduação em Energia

PIPGE

(EP/FEA/IEE/IF)

**ALTERNATIVAS PARA A INSERÇÃO DO GÁS DA BACIA DE
SANTOS NA MATRIZ ENERGÉTICA
ESTUDO DE CASO: CIDADE DE SANTOS**

Ricardo de Mello Awazu

São Paulo

2008

Ricardo de Mello Awazu

**ALTERNATIVAS PARA A INSERÇÃO DO GÁS DA BACIA DE SANTOS NA
MATRIZ ENERGÉTICA
ESTUDO DE CASO: CIDADE DE SANTOS**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica /Faculdade de Economia e Administração /Instituto de Eletrotécnica e Energia /Instituto de Física) para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador :Prof.Dr.Edmilson Moutinho dos Santos

São Paulo

2008

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Awazu, Ricardo de Mello.

Alternativas para a inserção do gás da bacia de Santos na matriz energética - Estudo de caso: cidade de Santos / Ricardo de Mello Awazu; orientador Prof.Dr.Edmilson Moutinho dos Santos. – São Paulo, 2008.

88p.: il; 30 cm

Dissertação (Programa Interunidades de Pós – Graduação em Energia PIPGE (EP/FEA/IEE/IF) da Universidade de São Paulo.

1. Gás Natural – Santos ; 2. Consumo Residencial de Energia; 3.. Planejamento Energético; 4. Planejamento Integrado de Recursos; 5. Eficiência Energética; 6. Eletrotermia. I. Título

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

USP

Programa Interunidades de Pós – Graduação em Energia

PIPGE

(EP/FEA/IEE/IF)

RICARDO DE MELLO AWAZU

*ALTERNATIVAS PARA A INSERÇÃO DO GÁS DA BACIA DE SANTOS NA MATRIZ
ENERGÉTICA
ESTUDO DE CASO: CIDADE DE SANTOS*

**Dissertação de Mestrado defendida e aprovada em 16/04/2008 pela Comissão
Julgadora.**

Prof.Dr.Edmilson Moutinho dos Santos – **PIPGE**

Orientador e Presidente da Comissão Julgadora

Prof.Dr.Murilo Tadeu Fagá – **PIPGE**

Phd. Icaro Aronovich da Cunha – **UniSantos**

AGRADECIMENTOS

Ao amigo, incentivador e orientador Prof. Edmilson Moutinho Santos, pelo apoio e confiança em mim depositada.

Aos Prof.^a Dra. Virgínia Parente e Murilo Tadeu Fagá, membros da banca da qualificação pelas importantes contribuições e incentivo e aos demais Profs. do Instituto.

Ao Prof. Dr. Icaro A. Cunha membro da Banca de Defesa por ter aceitado convite.

As funcionárias Rosa e Adriana da Secretaria, Fátima, Penha e Lourdes da Biblioteca pela enorme paciência e ajuda.

Aos colegas de Mestrado em especial Cíntia Gonçalves, Erik Rego, Pascoal, Sidney Rosim e Tatiana Gerosa.

À Adriana Collins, César Okajima, Marina Mattos e Vivienne Minniti pela ajuda.

Ao Dr. Luiz Alberto Maktas Meiches por valorizar e permitir a conciliação da vida profissional e acadêmica.

À minha família, aos meus pais Humberto e Dulce, ao meu irmão José Humberto *in memoriam* e a minha primeira professora e irmã Heloísa.

Aos meus sobrinhos Luiz Alberto e Danton na atenção do envio de materiais.

Ao meu irmão, sócio e amigo, Luis Awazu pelas orientações e apoio em toda minha vida profissional e acadêmica.

À minha esposa Rafaella, pelo incentivo, interesse e amor.

À Deus.

*“Se alguém de vós necessita de sabedoria, peça a Deus,
ele que dá a todos generosamente
e sem recriminação, lhe dará.”
São Tiago, Cap. 1, Versículo 5.*

RESUMO

AWAZU , Ricardo De Mello. **Alternativas para a inserção do gás da bacia de santos na matriz energética estudo de caso: cidade de Santos**, 2008, 88p. Dissertação de mestrado, Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia. Universidade de São Paulo, 2008.

A dificuldade do gás natural em penetrar no mercado residencial e competir com os usos térmicos da energia elétrica é o objeto principal de análise deste trabalho, o qual procurará sustentar que, em centros urbanos onde o gás canalizado é ou será uma realidade, sua utilização mais ampla não deve ser em um contexto de competição predatória com os outros energéticos, mas de complementação estratégica do sistema energético como um todo.

O uso térmico da eletricidade gera demanda e não consumo para as concessionárias de energia elétrica, ou seja, em curto espaço de tempo, dentro do chamado período de ponta do sistema elétrico, há uma concentração de uso do chuveiro elétrico, que exige uma importante infraestrutura de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, para atender essa demanda pontual de fins térmicos, operando com significativos níveis de ociosidade no resto do tempo.

Por outro lado, em muitos centros urbanos, com maior densidade populacional, a disponibilidade de gás natural canalizado teoricamente viabiliza a substituição da eletrotermia pelo aquecimento de água a gás. Para as companhias de distribuição de gás, o mercado de água quente é essencial para a viabilização econômica das redes e consolidação do mercado residencial. O gás canalizado apenas para fins de cocção conduz a redes extremamente custosas e de baixa utilização.

Neste trabalho, tomando-se como estudo de caso a cidade de Santos, discute-se dentro de uma perspectiva mais ampla, como um planejamento integrado dos recursos pode levar em conta os investimentos a serem realizados, que conduzam a um melhor uso dos energéticos e das redes de distribuição de gás natural e energia elétrica, gerando ganhos para sociedade.

Sugere-se, como conclusão, que uma abordagem integrada da questão energética, no caso a cidade de Santos, leve à redução do uso residencial da energia elétrica para fins térmicos, e garanta a disponibilidade desta para outros usos, sem maiores investimentos por parte da distribuidora. E por outro lado, o gás natural será incorporado à matriz energética local de forma eficiente, garantindo o desenvolvimento do seu mercado, que terá impactos sobre toda a Baixada Santista, integrando interesses desde a produção *offshore* na Bacia de Santos até o seu uso final dentro da própria região.

Palavras-chave: Gás Natural; Energia Elétrica; Consumo Residencial de Energia; Energia na Cidade de Santos; Planejamento Energético; Planejamento Integrado de Recursos; Eficiência Energética; Eletrotermia.

ABSTRACT

AWAZU , Ricardo De Mello. **Alternativas para a inserção do gás da bacia de santos na matriz energética estudo de caso: cidade de Santos**, 2008, 88p. Master Dissertation - – Inter Units Energy Related Graduate Program, Universidade de São Paulo, 2008.

The natural gas difficult to penetrate in the residential market and compete with electrical energy is the main objective of this study, which will support that in big cities, where natural gas is already reality or will be the use of natural gas should not be considered competition for other types of energy resources but as a strategically complement of the overall power system.

Electricity used as thermal source creates only demand for concessionaries and not consumption, in other words, there is short period of time when demand peaks and the amount of energy consumed by the electric shower is so high that requires a huge infra-structure of generation, transmission and distribution. However, it creates a big idle capacity in periods off-peak.

Nevertheless, in the urban areas with high population density, the existence of pipelines turns feasible the replacement of electricity to natural gas in water heating. For natural gas distributors, the use natural gas in water heating is critical factor to make the pipeline network economically feasible and to consolidate the residential market. The use of natural gas only to cooking purposes makes the network very costly and with high idle capacity.

This study will discuss how an integrated planning of resources within a broader perspective which considers not only the investments required but also the risks associated can lead to a better use of energy resources and distribution network of natural gas and electricity. With it, the whole society will gain. For this study, the city of Santos will be analyzed.

Conclude that an integrated view of energy system in Santos will reduce the use of electricity as thermal source, freeing up capacity without incurring significant investments. Therefore, the natural gas will be wisely incorporated in the energy matrix assuring the development of new industry which will impact positively all onshore region near Santos, and will conciliate interests from offshore producers and local consumers of the region.

Key-words: Household Energy Market; Energy in the City of Santos; Energy Planning; Resource Integrated Planning ; Energy Efficiency; Thermal use of electricity..

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

	Pág.
Figura 1 Distribuição da energia final e útil por usos finais	20
Figura 2 Distribuição dos usos da energia final por setor	20
Figura 3 Evolução da oferta interna, perdas e consumo final de energia de 1970-2005	25
Figura 4 Localização dos pólos de exploração e produção da Bacia de Santos	27
Figura 5 Mapa de localização da cidade de Santos	30
Figura 6 Distribuição espacial dos bairros da cidade de Santos	33
Figura 7 Usina de gás da cidade de Santos	37
Figura 8 Vista do gasômetro após o acidente	38
Figura 9 Vista do gasômetro após o acidente	38

LISTA DE TABELAS

		Pág.
Tabela 1	Evolução do consumo de eletricidade no Brasil 2001- 2006	21
Tabela 2	Evolução do consumo residencial de energia no Brasil 2001- 2006	23
Tabela 3	Distribuição por bairros da população da cidade de Santos	32
Tabela 4	Evolução do consumo residencial anual da cidade de Santos	34
Tabela 5	Distribuição de consumidores por energético	47
Tabela 6	Distribuição dos descontos por faixa de consumo	53
Tabela 7	Composição da receita requerida	54

LISTA DE ABREVIATURA E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARSESP	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
BEM	Balanco Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCC	Cotas da Conta de Consumo de Combustíveis
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CDS	Companhia Docas de Santos
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CODESP	Companhia Docas do Estado de São Paulo
COMGAS	Companhia de Gás de São Paulo.
CPFL	Companhia Piratininga de Força e Luz
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVA	<i>Economic Value Added</i> – Valor Econômico Agregado
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GNV	Gás Natural Veicular
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
II	Imposto de Importação
IPI	Imposto Sobre Produtos Industrializados
ISS	Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
OCDE	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OIE	Oferta Interna de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
ONU	Organização das Nações Unidas
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PIB	Produto Interno Bruto
PIR	Planejamento Integrado de Recursos
PNE	Plano Nacional de Energia
PPT	Programa Prioritário de Termelétricas
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RGR	Reserva Global de Reversão
SEPLAN	Secretaria Municipal de Planejamento
SIN	Sistema Interligado Nacional
SINDIGAS	Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo
TEP	Tonelada equivalente de Petróleo.
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão
UN-BS	Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Santos
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> - Custo Médio Ponderado de Capital

LISTA DE SÍMBOLOS

KW	Kilowatt
KWh	Kilowatt hora
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt hora
KV	Kilovolt
R\$	Reais
%	Porcentagem
Km ²	Kilômetro quadrado
m ³	Metro cúbico

SUMÁRIO

	Pág.
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	12
1.1 Introdução	12
1.2 Objetivos	14
1.3 Estrutura	14
CAPÍTULO 2 – PANORAMA ENERGÉTICO NACIONAL	16
2.1 Breve Panorama da Demanda Energética Nacional	16
2.2 Breve Panorama da Oferta Interna de Energia no Brasil	25
2.3 Bacia de Santos	27
CAPÍTULO 3 – CONTEXTUALIZAÇÃO DO ESTUDO DE CASO	30
3.1 Contextualização do Estudo de Caso	30
3.2 Apresentando a Cidade de Santos	30
3.3 História da Cidade	31
3.4 Demografia	31
3.5 Porto de Santos	33
3.6 História do Gás em Santos	37
3.7 O Retorno do Gás a cidade de Santos	39
CAPÍTULO 4 – ASPECTOS DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS CANALIZADO	46
4.1 Concessões de energia elétrica e gás canalizado	46
4.2 Agência Reguladora	47
4.3 Contratos de concessão – energia elétrica	48
4.4 Conceitos básicos sobre tarifa de energia elétrica	50
4.4.1 Estrutura tarifária	50
4.4.1.1 Tarifas do grupo A	50
4.4.1.2 Estrutura tarifária convencional	51
4.4.1.3 Estrutura tarifária horo-sazonal	51

4.4.1.4 Tarifa horo-sazonal azul	52
4.4.1.5 Tarifa horo-sazonal verde	52
4.4.1.6 Tarifas do grupo B	52
4.4.1.7 Tarifas social de baixa renda	53
4.4.1.8 Composição das tarifas	54
4.4.2 Mecanismo de atualização das tarifas de fornecimento de energia elétrica	59
4.4.2.1 Reajuste tarifário anual	59
4.4.2.2 Remuneração dos investimentos	61
4.4.2.3 Taxa de retorno adequada	61
4.4.2.4 Estrutura ótima de capital	62
4.4.2.5 Base de remuneração	62
4.4.2.6 Cálculo do fator X	62
4.4.2.7 Revisão tarifária extraordinária	63
4.4.2.8 Abertura e realinhamento tarifário	63
4.3 Impactos da carga tributária no setor elétrico	65
4.4 Modelos de investimentos e formas de remuneração – gás canalizado	67
CAPÍTULO 5 – INTRODUÇÃO A UMA VISÃO AMPLIADA DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO	70
5.1 Histórico do Planejamento Energético no Brasil	70
5.2 Planejamento Integrado de Recursos	75
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÃO	78
REFERÊNCIAS	80

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO

1.1 Introdução

A chegada do gás natural na cidade de Santos pode representar um importante fator competitivo para toda a região da Baixada Santista, pois a oferta de energia tende a aumentar, garantindo que o atual crescimento econômico da cidade, caracterizado, entre outros, pela expansão do Porto e pelo “boom” imobiliário, possa ser sustentado no longo prazo do ponto de vista energético. A questão que se coloca, é de que maneira esse gás natural será inserido na matriz energética local, e como os outros energéticos, em particular a energia elétrica, e a infra-estrutura de ambos serão utilizados.

A proposta deste trabalho é discutir alternativas para se garantir a oferta de energia através do melhor uso, tanto dos investimentos em infra-estrutura colocada à disposição dos consumidores pelas distribuidoras de energia elétrica e gás natural, como dos recursos energéticos propriamente ditos, que devem encontrar o seu melhor uso final, com conseqüente obtenção de benefícios para toda a sociedade.

A tese de otimização dos sistemas de distribuição de energia elétrica e gás natural, é uma maneira de atenuar os seus efeitos nos seus sistemas tarifários, previstos nos contratos de concessão, que dentre outros pontos privilegiam a remuneração dos ativos, como forma de garantia do retorno dos investimentos feitos, e que não leva, necessariamente ao melhor uso esses investimentos e nem dos energéticos distribuídos. O peso deste critério na formação da tarifa faz com que as distribuidoras, se obriguem a realizar investimentos tanto para cumprir suas metas contratuais de atendimento, quanto para manter a chamada base de ativos positiva, ou seja, a uma taxa de investimentos em novos ativos maior, que a taxa de depreciação dos atuais ativos.

Esses contratos de concessão estabelecem sistemas tarifários, que tentam proteger os investimentos, mas não vêem a questão energética de forma integrada, fechando-se na dimensão de cada companhia, que é considerada um monopólio natural a ser regulado, porém sem levar em conta que esse monopólio natural, na verdade, compete com o outro monopólio natural, no caso a distribuidora elétrica e a concessionária de gás canalizado.

O trabalho procurará mostrar que, baseado no atual sistema tarifário, o gás natural e a energia elétrica, disputam os mesmos consumidores e os mesmos usos finais de energia. Tal competição conduz a um uso final não ótimo dos recursos energéticos e uma má utilização da infra-estrutura colocada à disposição dos consumidores, carregando essas ineficiências para o cálculo das tarifas.

A oferta de diferentes energéticos, cria um leque de opções para os consumidores, os quais, não necessariamente conseguem avaliar os diferenciais comparativos e competitivos de um e de outro energético, e nem tão pouco avaliar a dimensão da escolha feita, reflexo da falta de um planejamento integrado dos recursos.

As distribuidoras buscam mercado como forma de ampliar a sua base de ativos, oferecendo aos consumidores vantagens comerciais, que aparentemente se torna um benefício individual, mas que podem distorcer o interesse coletivo.

No longo prazo, os impactos dessa situação podem trazer desequilíbrio econômico para as companhias, reduzindo a capacidade de expansão do sistema. Como consequência os consumidores podem ser privados da oferta dos energéticos e serem penalizados pela baixa qualidade dos serviços e aumento das tarifas.

Assim sendo, propõe-se que o caminho para se atingir um sistema energético mais eficiente, onde o conceito de eficiência será adotado de forma ampla, incluindo as questões de risco envolvidas nas decisões de investimento, dependa da coordenação e inter-relação das políticas públicas dos diferentes setores, através de uma visão mais abrangente das teorias de Planejamento Integrado de Recursos (PIR), como forma de se buscar essa coordenação e inter-relação das políticas energéticas.

A discussão será desenvolvida dentro de um contexto único, tendo como estudo de caso a chegada do gás natural na cidade de Santos e, por conseguinte, para a toda a Baixada Santista.

De fato, como será detalhada ao longo do texto, a chegada do gás natural na cidade de Santos deve ser entendida como um projeto estratégico, cujos potenciais benefícios ultrapassam as dimensões da distribuidora de gás canalizado local. Ao mesmo tempo, não se trata de uma ameaça real para a distribuidora de eletricidade, cujo potencial de expansão está atrelado ao

próprio crescimento da cidade, podendo ser consolidado com uma agenda de investimentos mais eficiente. Trata-se, portanto, de um exemplo claro de projeto que precisa ser regido através de um planejamento integrado de recursos, que preveja a participação de diferentes atores da sociedade.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é tomar como estudo de caso a cidade de Santos e discutir dentro de uma perspectiva mais ampla, o planejamento integrado dos recursos. O PIR deve levar em conta os investimentos a serem realizados, os riscos a eles associados e conduzir a um melhor uso dos energéticos e das redes de distribuição de gás natural e energia elétrica no mercado residencial de Santos e a dificuldade do gás natural competir com os usos térmicos da energia elétrica. Procurar-se-á sustentar, que a definição entre o uso do gás ou eletricidade em grandes centros urbanos, não deve ser estabelecida através da competição predatória entre as empresas, nem tão pouco por uma escolha individual baseada em critério comercial momentaneamente interessante; mas sim, dentro de uma visão de planejamento integrada que leve em consideração a complementação estratégica dos energéticos para o sistema energético como um todo.

1.3 Estrutura Capítular

Além desta introdução, o texto desta dissertação inclui mais cinco capítulos. Nos dois primeiros, são apresentados um breve panorama da situação energética nacional e uma justificativa para o tema de pesquisa aqui proposto. Além disso, contextualiza-se o Estudo de Caso, a partir do qual, as reflexões serão elaboradas, situando-se a cidade de Santos, o seu vínculo com o porto, o crescimento imobiliário e a sinergia que pode ser esperada entre o uso do gás na cidade e sua futura produção *offshore* na Bacia de Santos. Nessas etapas introdutórias do trabalho, apresenta-se a história do gás na cidade de Santos, procurando mostrar as dificuldades que podem ser esperadas para sua penetração na matriz energética local. Tais dificuldades adicionam barreiras, as quais, para serem superadas, exigem uma visão integrada e articulada da política energética.

No Capítulo 4, são abordados os aspectos referentes aos contratos de concessão de energia elétrica e gás natural, principalmente no que tange à formação das tarifas. Procura-se mostrar, que a competição entre gás natural e energia elétrica no mercado residencial e,

principalmente, na produção de água quente, conduz a um uso final não ótimo dos recursos energéticos, uma má utilização da infra-estrutura colocada à disposição dos consumidores e uma alocação não adequada do capital, sendo que essas ineficiências são carregadas para o cálculo das tarifas, produzindo um desserviço para a sociedade.

No Capítulo 5, após uma breve conceituação do planejamento energético, propõe-se uma abordagem ampliada da teoria de Planejamento Integrado de Recursos, sugerindo que uma abordagem sistêmica da questão energética na cidade de Santos, que deva conduzir à redução do uso da energia elétrica para fins térmicos, garantindo a sua disponibilidade para outros usos, sem maiores investimentos por parte da distribuidora, afim de não deixar de viabilizar o crescimento econômico previsto para a cidade, por sua falta. Por outro lado, o gás natural deve ser incorporado à matriz energética local de forma inteligente, garantindo o desenvolvimento de uma nova indústria, que poderá ter reflexos sobre toda a Baixada Santista.

Por fim, no Capítulo 6, são apresentadas as principais conclusões, bem como recomendações de pesquisas futuras que poderão complementar esta dissertação.

CAPÍTULO 2: PANORAMA ENERGÉTICO NACIONAL

2.1 Breve Panorama da Demanda Energética Nacional

Devido às crises do petróleo de 1973 e 1979, o governo incentivou a massificação do uso de energia elétrica para aquecimento e geração de vapor, com tarifas diferenciadas. O objetivo, além de obter as condições para saldar os compromissos financeiros internacionais assumidos para a construção das hidroelétricas, era também de reduzir a importação de petróleo. Um efeito colateral para os setores produtivos, bem como para os consumidores residenciais ou comerciais brasileiros, foi à forte penetração no mercado de equipamentos elétricos para a produção de calor na forma direta (DNAEE,1983).

Desta forma, pode-se questionar a racionalidade econômica e energética do uso térmico da eletricidade, conhecido na literatura como eletrotermia. Conforme sugerido por Moutinho dos Santos et al (2002), a energia elétrica é a forma de energia mais nobre que existe. Essa característica vem da necessidade de processos de transformação e movimentação complexos para disponibilizar a energia elétrica aos consumidores, bem como da versatilidade da energia elétrica, que pode facilmente ser transformada em outras formas de energia final, como a térmica, cinética ou iluminação, incluindo todos os outros usos cativos da eletricidade na eletrônica e no mundo digital.

Em todos esses usos, a eletricidade pode ser transformada com perdas menores se comparada com outras formas de energia. Por isso mesmo, no Brasil, como destacam Moutinho dos Santos, Fagá, Poulallion e Correa Neto (2002), sempre prevaleceu a cultura elétrica. A eletricidade tendo sido disponibilizada a preços moderados, como consequência de investimentos maciços do Estado em hidroeletricidade, sem, necessariamente, contabilizar os verdadeiros custos econômicos, ambientais e sociais atrelados a esses investimentos. O consumidor brasileiro acostumou-se com o uso desenfreado da eletricidade, gerando a cultura do desperdício de energia e a não preocupação com as eficiências dos usos e equipamentos a ela conectados¹.

¹ E mesmo a preocupação com a eficiência dos equipamentos elétricos deve ser sempre buscada. Essa discussão foge do escopo deste trabalho, porém, analisando-se os efeitos do racionamento de eletricidade de 2001, pode-se intuir como o Brasil sempre utilizou a eletricidade com baixa eficiência, definindo essa eficiência não só na esfera dos equipamentos, mas também em seus aspectos culturais.

Como destacam Moutinho dos Santos et al (2002), tal situação de passividade não pode deixar de ser questionada na medida em que o país parece escolher uma nova matriz de energias primárias para a produção de sua eletricidade. Quando essa passa a ser gerada a partir de combustíveis fósseis, os aspectos relativos ao uso racional dos recursos energéticos devem forçosamente ser ampliados, considerando as cadeias de suprimento e consumo em seu todo, com todos os processos de transformação envolvidos e com as perdas a eles associados.

Esse debate ganhou proporções a partir de 1990 com o avanço da indústria do gás natural no Brasil. O gás natural não tem a mesma versatilidade da eletricidade, mas se aproxima muito dela, pois mesmo em meios urbanos complexos das principais cidades brasileiras, quando há uma disponibilidade de gás, trata-se de uma energia primária que pode ser utilizada diretamente, com poucos processos de transformação intermediários. O gás mantém-se homogêneo ao longo da cadeia de suprimento e do tempo, convergindo, portanto, com demandas sociais de padronização e manutenção de qualidade dos insumos.

Além disso, trata-se de um combustível fóssil que já se encontra na forma gasosa, ou seja, com as tecnologias modernas de queima, pode-se, facilmente, obter uma combustão completa do gás, minimizando os resíduos a serem gerados. Essas características garantem ao gás natural, a regulação mais precisa dos equipamentos e a menor produção de poluentes, as quais, novamente, são demandas legítimas das sociedades modernas.(ANP,2006)

A eletrotermia histórica desenvolvida no Brasil representa uma opção para a ampliação do uso de gás no país, já que o clima ameno brasileiro, não justifica a construção de uma indústria gasífera voltada para um mercado da calefação. Até o final de 2007, apesar dos esforços realizados no Brasil para o desenvolvimento de outros mercados, o gás natural tem sido principalmente utilizado na indústria, deslocando outros combustíveis fósseis como o óleo diesel, o GLP e o óleo combustível. Porém, para levar o gás aos pequenos e médios consumidores, residenciais, comerciais e mesmo pequenas indústrias, tornar-se necessário discutir se esse atendimento será direto ou indireto. (Moutinho dos Santos et AL., 2002)

Para os objetivos aqui estabelecidos, o importante é considerar que o aumento da disponibilidade do gás natural para atender as termoelétricas, significa, em última instância, entregar o gás a um conjunto mais amplo de consumidores apenas de forma indireta, ou seja, após a sua transformação em eletricidade. Os agentes que participam das cadeias de

suprimento de gás parecem confortáveis com essa situação passiva, pois a geração termoeétrica viabiliza grandes consumos de gás, os quais, por sua vez, tornam possíveis grandes investimentos ao longo da cadeia de distribuição.

No entanto, dentro de uma visão integrada e abrangente visando o melhor uso dos recursos energéticos, a estratégia acima sugerida não pode deixar de ser discutida à luz de alternativas, como aquela de se promover o acesso direto dos consumidores ao gás.

O uso direto do gás natural deve ser encarado dentro dessa abordagem ampla, a qual tem como pré-requisito, que o gás não seja usado prioritariamente para gerar outra forma de energia como a termoeletricidade, mas será sim, queimado em aquecimento direto, tanto na cocção como em outros usos, entre os quais, destaque deve ser dado à produção de água quente, com o gás substituindo o chuveiro elétrico residencial.

No Brasil, o chuveiro elétrico representa uma participação importante do uso residencial de eletricidade, sendo, portanto, responsável por parcela significativa da destruição de “valor energético” no aquecimento direto residencial. Essa destruição está associada a uma ineficiência de segunda lei da termodinâmica no uso final da energia. O aquecimento de água elétrico é perfeitamente substituível pelo aquecimento a gás (natural ou LP), podendo, igualmente, representar um importante ganho de racionalidade nos usos dos recursos energéticos, mesmo sabendo que o chuveiro elétrico, em si mesmo, é muito mais eficiente do que qualquer aquecedor a gás. Na verdade, a racionalidade do uso da energia precisa ser pensada dentro de uma lógica de cadeia de suprimento.

Um estudo divulgado pelo SINDIGAS (GLOBO,2007), se apenas 2,5 milhões de residências, trocassem o chuveiro elétrico por aquecedores a GLP, haveria uma redução de 9,5 GWh por dia, ou 3,5 mil GWh por ano, no consumo de energia elétrica em todo o Brasil. Levando-se em conta a geração dessa eletricidade durante o horário de pico (entre 18 e 21 horas), esse total corresponde a 40% da capacidade da usina de Itaipu, ou o dobro da meta do Proinfa – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, do Ministério das Minas e Energia.

Em um sistema interligado, o consumo de eletricidade para banho quente de 2,5 milhões de residências demandam uma usina adicional em operação permanente com potência de cerca de 730 MW. O estudo estima que a construção de uma usina deste porte demanda investimentos da ordem de R\$ 2,2 bilhões. E se fosse produzida por termelétrica, essa quantidade de energia representaria o consumo de 2,9 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, ou cerca de 10% de todo o gás importado da Bolívia atualmente.

Moutinho dos Santos et al (2002) propuseram essa reflexão em um exercício bastante simples: admitindo-se a energia total requerida para a produção de um banho típico, quanto gás seria necessário consumir, supondo três diferentes alternativas tecnológicas baseadas no uso direto ou indireto do gás? Supondo a água aquecida através da eletricidade, ao invés do uso direto do gás, e a eletricidade sendo gerada a partir de uma termelétrica a gás operando em ciclo combinado, seria necessário consumir 76% a mais de gás natural para fornecer a mesma energia final útil. Se a termelétrica a gás operasse em ciclo simples, o aquecimento da mesma água consumiria 151% a mais de gás natural.

Esses números revelam a dimensão da ineficiência ou irracionalidade energética, associada à estratégia de promover um uso indireto do gás, para alimentar a eletrotermia, sempre que, alternativamente, for possível conceber usos diretos do gás. Os chuveiros representam o caso mais importante a ser discutido, e o debate a eles associado estará presente ao longo de todo o trabalho. O foco será o setor residencial na cidade de Santos e as potencialidades de substituição do aquecimento elétrico da água pelo uso direto do gás.

Ainda no setor residencial, o gás natural pode ser queimado diretamente em ar condicionados, churrasqueiras, lava-roupas, secadores, lareiras e geladeiras. Entre esses usos, destaca-se o ar condicionado, pois a demanda energética no Brasil para o resfriamento de ambiente ainda é pouco significativa, mas possivelmente apresentará um grande crescimento no futuro na medida em que o poder aquisitivo das famílias aumentar, e a cultura da refrigeração de ambiente se consolidar como algo tão presente quanto é a calefação interna nos países desenvolvidos de clima mais frio.

As figuras 1 e 2 a seguir foram extraídas do Balanço Nacional de Energia Útil (2005). Na figura 1, apresenta a distribuição da energia final e útil por usos finais. Observa-se que é no aquecimento direto e na força-motriz que há uma maior destruição do “valor energético”. Acompanhando-se, então, na figura 2, a distribuição dos usos da energia final por setor, pode-se enfatizar que a força-motriz é perdida principalmente nos setores de transporte e industrial, enquanto o aquecimento direto gera suas perdas principalmente nos setores residencial e industrial. Há uma discussão abrangente a ser realizada em torno desses dados, porém, detendo-se ao espírito do trabalho, os parágrafos seguintes focam no aquecimento direto residencial.

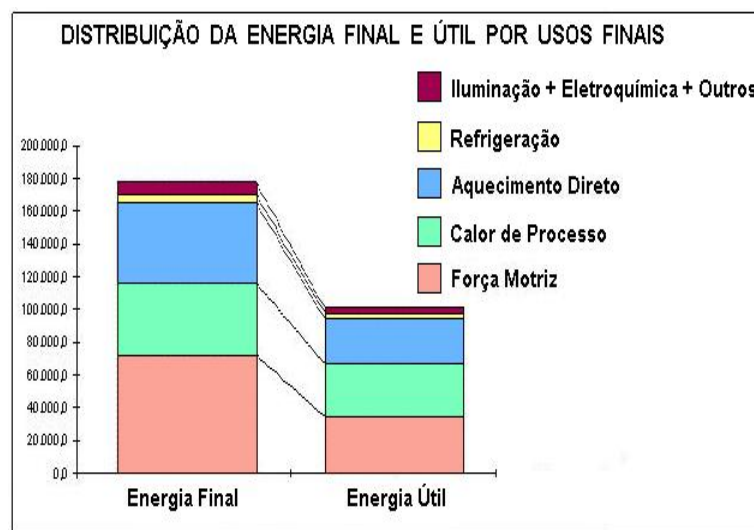


Figura 1: Distribuição da energia final e útil por usos finais

Fonte: (Balanço Nacional de Energia Útil, 2005).

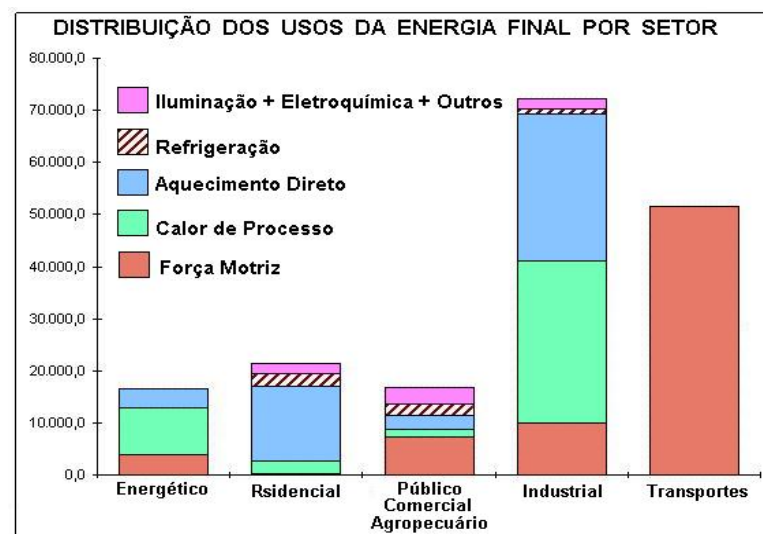


Figura 2: Distribuição dos usos da energia final por setor

Fonte: (Balanço Nacional de Energia Útil, 2005).

A tabela 1 apresenta a evolução de alguns parâmetros sócio-econômicos e energéticos do Brasil desde o racionamento elétrico de 2001. São dados extraídos do Balanço Energético Nacional de 2007 (EPE, 2007).

Tabela 1 – Evolução do consumo de eletricidade no Brasil 2001- 2006

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2006 / 2001 (")
Consumo total de eletricidade	309.729	324.365	342.213	359.945	375.193	389.950	25,9%
Varição anual %		4,73%	5,50%	5,18%	4,24%	3,93%	4,71%
Consumo residencial de eletricidade	73.770	72.752	76.143	78.577	83.193	85.810	16,3%
Varição anual %		-1,38%	4,66%	3,20%	5,87%	3,15%	3,07%
Part. % - Residencial / Total	23,82%	22,43%	22,25%	21,83%	22,17%	22,01%	-
Produto Interno Bruto (*)	911	935	946	1000	1029	1067	17,1%
Varição anual %		2,63%	1,18%	5,71%	2,90%	3,69%	3,21%
População Residente (**)	173,8	176,4	179	181,6	184,2	186,8	7,5%
Varição anual %		1,50%	1,47%	1,45%	1,43%	1,41%	1,45%
Consumo Elet. Residencial per Capita (***)	0,42	0,41	0,43	0,43	0,45	0,46	8,2%
Varição anual %		-2,83%	3,14%	1,72%	4,38%	1,71%	1,59%
Produto Interno Bruto per Capita (****)	5241,7	5300,5	5284,9	5506,6	5586,3	5712,0	9,0%
Varição anual %		1,12%	-0,29%	4,19%	1,45%	2,25%	1,73%
Intensidade Elet. Total do PIB (*****)	0,3400	0,3469	0,3617	0,3599	0,3646	0,3655	7,5%
Varição anual %		2,04%	4,28%	-0,50%	1,30%	0,23%	1,46%
Intensidade Elet. Residencial do PIB (*****)	0,0810	0,0778	0,0805	0,0786	0,0808	0,0804	-0,7%
Varição anual %		-3,91%	3,44%	-2,38%	2,89%	-0,53%	-0,14%

Onde: (") Var % total no período & Var % média anual no período
 (*) Em bilhões de US\$ de 2006
 (**) Em milhões de hab.
 (***) Em MWh / hab / ano
 (****) Em US\$ de 2006 / hab
 (*****) Em KWh / US\$ de 2006

Fonte: Balanço Energético Nacional, 2007.

Inicialmente, observa-se que o consumo total de eletricidade do país tem crescido a uma taxa média anual de 4,71%, portanto, superior ao crescimento médio do produto interno bruto (3,21% ao ano), da população residente (1,45% ao ano) e do consumo residencial de eletricidade (3,07% ao ano). Pode-se, concluir que o Brasil necessita de mais investimentos no setor elétrico para sustentar esse crescimento de consumo.

Nota-se também que os consumidores residenciais reduziram a sua participação no consumo total de eletricidade de 23,82% em 2001, para 22,01% em 2006. O consumo elétrico residencial per capita apresentou um crescimento médio anual de 1,59%, portanto, superior ao crescimento da população residente, mas inferior ao crescimento do PIB per capita (1,73% ao ano).

Olhando a intensidade elétrica do PIB, percebe-se que tem havido um crescimento médio anual de 1,46% na intensidade elétrica total, porém uma ligeira redução (-0,14% ao ano) na intensidade elétrica residencial. Em relação à primeira tendência, este trabalho priva-se de aprofundar a análise. Sugere-se a realização de uma pesquisa completa sobre o tema.

Meritório de ênfase, porém, é o comportamento da queda da intensidade elétrica residencial. Alguns aspectos podem explicar esta tendência: primeiro é a inserção rápida de tecnologias que permitam o consumo mais eficiente da eletricidade nas residências. Essa variável deve ter sido dominante entre 2001 e 2002, quando o Brasil conseguiu apresentar um crescimento de PIB (2,63%) e de população residente (1,50%), com uma substancial redução no consumo elétrico residencial per capita (-2,83%) e na intensidade elétrica residencial do PIB (-3,91%)².

O segundo aspecto que pode ser explorado para explicar a redução da intensidade elétrica residencial do país é a da substituição entre energéticos. A este trabalho faltam elementos para empreender uma investigação detalhada sobre o processo de substituição energética no setor residencial no Brasil. De antemão, pode-se indagar que tal processo deve seguir cursos muito distintos nos meios urbanos e rurais, bem como a distribuição geográfica deve ter impacto relevante. De qualquer forma, a tabela 2 apresenta os dados mais agregados sobre o consumo residencial de energia, por fonte, desde o racionamento de eletricidade de 2001.

² Nessa mesma discussão pode-se especular sobre o impacto da transformação de hábitos no consumo de eletricidade dentro dos lares e do racionamento de energia em 2001.

Tabela 2 – Evolução do consumo residencial de energia no Brasil 2001- 2006

Gás Natural	123	135	172	181	191	207	68,3%
Varição anual %		9,76%	27,41%	5,23%	5,52%	8,38%	10,97%
Lenha	6.857	7.675	7.964	8.074	8.235	8.276	20,7%
Varição anual %		11,93%	3,77%	1,38%	1,99%	0,50%	3,83%
GLP	6330	6107	5710	5828	5713	5710	-9,8%
Varição anual %		-3,52%	-6,50%	2,07%	-1,97%	-0,05%	-2,04%
Querosene	53	53	14	13	17	15	-71,7%
Varição anual %		0,00%	-73,58%	-7,14%	30,77%	-11,76%	-22,31%
Gás canalizado manufaturado	25	22	0	0	0	0	-100,0%
Varição anual %		-12,00%	-100,00%				
Eletricidade	6342	6254	6548	6758	7155	7380	16,4%
Varição anual %		-1,39%	4,70%	3,21%	5,87%	3,14%	3,08%
Carvão Vegetal	418	435	493	503	517	502	20,1%
Varição anual %		4,07%	13,33%	2,03%	2,78%	-2,90%	3,73%
População Residente (**)	173,8	176,4	179,0	181,6	184,2	186,8	7,5%
Varição anual %		1,50%	1,47%	1,45%	1,43%	1,41%	1,45%
Consumo Residencial Total	20149	20681	20902	21357	21827	22090	9,6%
Varição anual %		2,64%	1,07%	2,18%	2,20%	1,20%	1,86%
Consumo Residencial Total p/ Cocção	13.754	14.374	14.339	14.586	14.672	14.710	7,0%

Fonte: Balanço Energético Nacional, 2007.

O primeiro elemento a destacar, é que o consumo energético residencial total apresentou um crescimento médio anual de 1,86%, isto é, ligeiramente superior que o crescimento da população residente (1,45% ao ano). Além disso, a energia consumida nos lares para cocção, apresentou um crescimento médio anual ainda menor (1,35%), refletindo, provavelmente, importantes mudanças de hábitos, nos alimentos consumidos e também na prática de fazer as refeições em casa.

Porém, é na comparação da evolução entre os energéticos, que os números tornam-se mais marcantes. Ainda que representando menos de 1,4% da matriz energética residencial brasileira, o gás natural apresentou disparado, a maior taxa anual média de crescimento, 10,97%. O gás natural ainda se restringe a alguns centros urbanos do país, portanto seu crescimento na matriz tem sido obtido através da substituição do GLP e/ou eletricidade.

O GLP, com uma redução média anual de 2,04%, é um forte candidato a estar sendo substituído pelo gás natural em usos para cocção nos meios urbanos. Porém, a queda anual do GLP é superior do que a venda anual de gás natural, indicando que o GLP também sofre

concorrência acirrada com a lenha e o carvão vegetal nos meios rurais. Na verdade, esta última deve ser mais importante, pois a expansão média anual conjunta da lenha e carvão vegetal é bem superior à queda anual do GLP.

Como conclusão especulativa, pode-se supor que o gás natural, a lenha e o carvão vegetal, em seus respectivos meios, têm penetrado não apenas para o uso em cocção, substituindo o GLP, mas também para outros usos térmicos residenciais, entre os quais pode-se destacar o aquecimento de água, substituindo a eletricidade. Sendo essa linha de pensamento correta, então os números na verdade escondem várias tendências que convergem. O acesso aos eletrodomésticos por parte dos consumidores tem aumentado, incitando um maior consumo de eletricidade nas residências. Porém, paralelamente, a penetração do gás natural permite substituir a eletricidade em um uso final importante, o aquecimento de água. Como resultado final, o setor elétrico depara-se com um crescimento de mercado menos explosivo apesar do aumento da população, da riqueza e do acesso aos eletrodomésticos.

Evidentemente, a comprovação quantitativa dessas hipóteses, ultrapassa o escopo deste trabalho. No entanto, o conceito a reafirmar é que a ampliação do uso do gás natural pode ser uma alternativa para reduzir a velocidade de crescimento do consumo de eletricidade e, talvez ainda mais importante, para diminuir as necessidades de investimento na infra-estrutura de energia elétrica ao longo de toda a cadeia de suprimento.

2.2 Breve panorama da Oferta Interna de Energia no Brasil

A Oferta Interna de Energia (OIE), em 2006, foi de 226,1 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), montante 238,0% superior ao de 1970 e próximo a 2% da demanda mundial. Importante setor da infra-estrutura econômica, a indústria de energia no Brasil responde pelo abastecimento de 91,7% do consumo nacional. Os 8,3% restantes são importados, na forma de petróleo e derivados, carvão mineral e derivados, gás natural e energia elétrica (BEN, 2007).

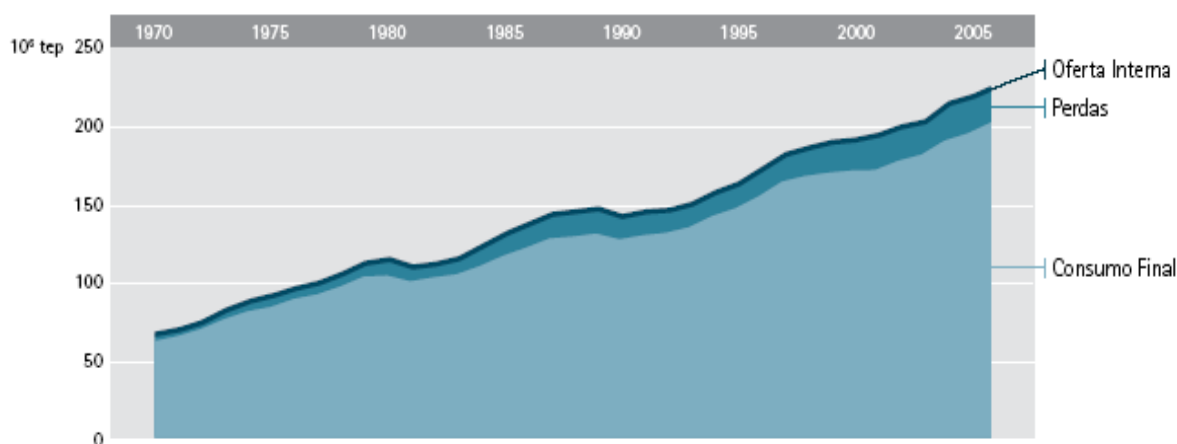


Figura 3: Evolução da oferta interna, perdas e consumo final de energia em tep de 1970 - 2005

Fonte: (Balanço Energético Nacional, 2007)

No Brasil, em 2006, cerca de 45,1% da OIE tem origem em fontes renováveis, enquanto que no mundo essa taxa é de 12,7% e nos países membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico(OCDE) é de apenas 6,2%. Dessa participação da energia renovável, 14,8% correspondem à geração hidráulica e 30,3% a outras fontes renováveis. Os 54,9% restantes da OIE vieram de fontes fósseis e outras não renováveis. Essa característica, bastante particular do Brasil, resulta do grande desenvolvimento do parque gerador de energia hidrelétrica desde a década de 50 e de políticas públicas adotadas após a segunda crise do petróleo, ocorrida em 1979, visando a redução do consumo de combustíveis oriundos dessa fonte e dos custos correspondentes à sua importação, à época, responsáveis por quase 50% das importações totais do País (BEN,2007).

A indústria de energia elétrica também desenvolveu tecnologias no campo da construção e operação de grandes centrais hidrelétricas, bem como, na operação de sistemas de transmissão a grandes distâncias e em corrente contínua. Seu parque gerador de eletricidade foi aumentado de 11 GW em 1970, para 30,2 GW em 1979 e alcançando 96,6 GW em 2006, sendo a capacidade instalada hidráulica de 73,4 GW em 2006.

O gás natural é a fonte de energia que vem apresentando o mais significativo desenvolvimento nos últimos anos. A descoberta de novas reservas nacionais, principalmente as da Bacia de Santos elevaram o seu volume para 588,6 bilhões de metros cúbicos em 2006 e a perspectiva de ampliação da importação de gás natural da Bolívia e do Peru permitem ampliar ainda mais sua utilização, o que vai representar melhorias em termos de eficiência energética e de qualidade do meio ambiente, uma vez que o gás natural é o mais limpo dos combustíveis fósseis.

2.3 Bacia de Santos

A Bacia de Santos está localizada na porção sudeste da margem continental brasileira, em frente ao litoral dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. É uma bacia sedimentar, limitada por altos geológicos localizados à frente de Arraial do Cabo (RJ) e Florianópolis. Ocupa uma área de cerca de 352.000 km² - 151.000 km² em lâminas d'água de até 400 metros de profundidade e 201.000 km² entre 400 metros e 3 mil metros. (Petrobrás, 2007).



Figura 4: Localização dos polos de exploração e produção da bacia de Santos
Fonte : (Petrobras,2007)

O início da jornada petrolífera brasileira no mar começou na Bacia de Santos na mesma época das primeiras investidas em outros pontos do litoral do país. Era o final da década de 1960, e o petróleo descoberto em terra era escasso para atender às necessidades do Brasil. Os primeiros levantamentos sísmicos em 1968 e 1969 e o primeiro poço perfurado, em 1970, revelaram-se promissores.

Mas, enquanto a Bacia de Campos se transformava na maior província petrolífera nacional em apenas uma década, foi preciso esperar quase 30 anos para que a Bacia de Santos também revelasse todo o seu potencial.

O marco divisório foi à descoberta, em 2003, de Mexilhão, uma gigantesca reserva de gás a 140 quilômetros da costa de São Paulo. O pólo, que inclui os campos de Mexilhão e a área de Cedro, terá produção inicial de 8 a 9 milhões de metros cúbicos de gás por dia e capacidade para produzir diariamente até 15 milhões de metros cúbicos de gás e 20 mil barris de condensado.

Na primeira fase, em 2008-2009, a produção de Mexilhão, Cedro e outras áreas, exigirá uma plataforma com capacidade para 15 milhões de metros cúbicos de gás por dia. A unidade ficaria a 140 quilômetros do litoral paulista.

Integrada aos projetos de ampliação do Pólo Merluza e de desenvolvimento do Pólo Mexilhão, a Petrobrás instalará uma Planta de Tratamento de Gás em Caraguatatuba (SP). Serão dois módulos com capacidade de processar 7,5 milhões de metros cúbicos de gás por dia cada, para coleta do gás proveniente de Mexilhão, Cedro e dos outros campos da UN-BS por meio de uma rede de gasodutos de 145 quilômetros de extensão. O gás processado na planta será escoado para a rede de gasodutos de transporte da Petrobrás por meio de uma interligação com o gasoduto Campinas-Rio, no município paulista de Taubaté.

O Campo de Merluza, localizado no Estado de São Paulo, a cerca de 185 quilômetros de Santos, deve saltar da produção atual de 1,2 milhões de metros cúbicos de gás por dia e 1.600 barris por dia, a partir da plataforma Merluza-1 para 2,5 milhões de metros cúbicos de gás por dia em 2008, quando passar a coletar também o gás do Campo de Lagosta e da área do poço SPS-25. A perspectiva de instalação de uma segunda plataforma no Pólo Merluza, permite prever o aumento do potencial do pólo para cerca de 10 milhões de metros cúbicos de gás por dia a partir de 2010.

O Pólo BS-500, localizado no Estado do Rio de Janeiro, a cerca de 160 quilômetros da capital fluminense, deverá produzir cerca de 22 milhões de metros cúbicos de gás por dia e de 150 mil a 200 mil barris de petróleo por dia, com a instalação de sistemas de produção.

Avaliações iniciais indicam que o Pólo Sul, situado a cerca de 200 quilômetros da costa dos estados de São Paulo, Paraná e Santa Catarina, pode contribuir com outros 140 mil barris de petróleo por dia e 3 milhões de metros cúbicos de gás por dia. Nele já opera a plataforma SS-11, no Paraná, com uma produção diária de 9 mil barris de óleo. O Campo de Cavalo

Marinho, em Santa Catarina, deverá entrar em operação em 2008, com produção estimada de 18 mil barris de óleo por dia.

Em novembro de 2007, foi anunciada a descoberta do campo Tupi, o maior campo de óleo brasileiro na Bacia de Santos, que pode fazer a Petrobrás subir de 16ª para 9ª maior empresa de petróleo do mundo em reservas comprovadas. Em janeiro de 2008 a 37 quilômetros deste campo foi descoberto um novo campo batizado de Júpiter, que segundo estimativas preliminares, possui o mesmo potencial do campo Tupi.

A Petrobrás e seus parceiros detêm 40.663 km² de concessões exploratórias nessa bacia. Cerca de 52% da área sob concessão, localizam-se no Estado de São Paulo. O restante está situado nos estados do Rio de Janeiro (35%), Santa Catarina (7%) e Paraná (6%).

Sozinha, a Bacia de Santos representa 25% da área total das concessões da Petrobras e 12% da área total de concessões do Brasil. Desde 1970, recebeu investimentos da ordem de 780 milhões de dólares. Nos próximos 10 anos ganhará 20 vezes mais. É a aposta para a necessidade do crescimento da indústria de gás natural no Brasil.

A produção da Bacia de Santos contribuirá decisivamente para a consolidação do mercado brasileiro de gás natural e para a auto-suficiência no abastecimento de petróleo do país. Dentro dessa perspectiva, aproveitando a mobilização da sociedade e a percepção do valor do gás natural para a região e ainda aliada ao início da construção da rede de gás canalizado em Santos, é que se pretende, nos próximos capítulos, abordar os mecanismos facilitadores para a inserção do gás natural na matriz energética da cidade.

CAPÍTULO 3: CONTEXTUALIZAÇÃO DO ESTUDO DE CASO

3.1 Contextualização do Estudo de Caso

Como justificado no capítulo anterior, procura-se situar a cidade de Santos como sendo a principal cidade da Baixada Santista que poderá manter um vínculo com a futura produção *offshore* de gás na Bacia de Santos. Neste capítulo, contextualiza-se o Estudo de Caso, apresentando a história do gás na cidade de Santos e as dificuldades que podem ser esperadas para a penetração do gás na matriz energética local. Para serem superadas, tais dificuldades, exigem uma visão integrada e articulada da política energética.

3.2 Apresentando a Cidade de Santos

Santos é a maior cidade do litoral de São Paulo, distante 72 quilômetros da capital São Paulo é sede da região metropolitana da Baixada Santista. Abriga o maior porto da América Latina, que é o principal responsável pela dinâmica econômica da cidade, além do turismo e do comércio. Santos é reconhecida pela ONU como modelo em qualidade de vida. O principal cartão postal do município são os 7km de praia, cujo jardim à beira mar é considerado o maior do mundo, possuindo cerca de 5.800 metros de extensão.



Figura 5. Mapa de Localização da cidade de Santos

Fonte: (Wikipedia,2007)

3.3 História da Cidade

Segundo Martins dos Santos (1986) não se conhece o ano exato do princípio da povoação. O certo é que o fundador de Santos, Brás Cubas, chegou de Portugal em 1532 com Martim Afonso de Souza, donatário da Capitania de São Vicente. Dele recebeu terras e comprou outras situadas no que é hoje o centro da cidade.

Em 1541, Brás Cubas conseguiu a mudança do porto, que ficava na Ponta da Praia, para o outro lado da ilha. Muitos consideram a transferência do porto como a verdadeira fundação de Santos. Outros apontam 1º de novembro de 1543 como a data histórica, quando foi instalado o primeiro hospital da América e que acabou originando o nome da cidade.

Santos foi elevada à categoria de vila em 1546, mas não se sabe o dia exato em que isto aconteceu. Como em 26 de janeiro de 1839 ela passou a ser cidade, adotou-se como aniversário oficial o dia 26 de janeiro, embora o ano de fundação seja considerado o de 1546.

3.4 Demografia

A princípio constituída por portugueses, espanhóis, indígenas, negros e seus descendentes. No início do século XIX a população recebeu imigrantes europeus, na maioria portugueses, espanhóis, italianos, sírios e libaneses, incorporados às atividades do porto cafeeiro e do comércio. Na segunda metade do século XX, a população cresceu com a chegada de migrantes nordestinos, atraídos pelo mercado de trabalho do parque industrial de Cubatão, município vizinho.

O perfil demográfico de Santos, segundo dados do censo 2000 do IBGE informa que a população residente de Santos é de 417.983 habitantes, divididos da seguinte maneira:

Homens residentes	193.222 (46,23%)
Mulheres residentes	224.761 (53,77%)
Área Urbana - (Pessoas Residentes)	415.747 (99,46%)
Área Rural - (Pessoas Residentes)	2.236 (0,54%)

Tabela 3 – Distribuição por bairros da população da cidade de Santos

	População Urbana	População Rural	Total	Quantidade Domicílios / Bairro	Distribuição Domicílios / Bairro
Área Continental					
Caruara, Ilha Diana, Monte Cabrão e outros	-	2.236	2.236	580	
Área Insular					
Alemoa	570	-	570	158	
Aparecida	36.940	-	36.940	12.206	9,31%
Areia Branca	6.740	-	6.740	1.868	
Boqueirão	31.186	-	31.186	11.064	8,44%
Campo Grande	28.357	-	28.357	9.031	
Caneleira	2.807	-	2.807	738	
Centro	996	-	996	336	
Chico de Paula	3.535	-	3.535	893	
Embaré	36.812	-	36.812	12.391	9,45%
Encruzilhada	15.720	-	15.720	4.861	
Estuário	6.087	-	6.807	1.757	
Gonzaga	24.130	-	24.130	8.766	6,69%
Jabaquara	2.586	-	2.586	757	
Jardim Bom Retiro	6.902	-	6.902	1.864	
Jardim Castelo	12.028	-	12.028	3.309	
Jardim Piratininga	981	-	981	273	
Jardim Rádio Clube	19.350	-	19.350	5.254	
Jardim Santa Maria	6.043	-	6.043	1.754	
Jardim São Manoel	3.504	-	3.504	971	
José Menino	7.714	-	7.714	3.059	2,33%
Macuco	20.711	-	20.711	5.915	
Marapé	21.206	-	21.206	6.544	
Monte Serrat	1.623	-	1.623	421	
Morro Cachoeira	33	-	33	10	
Morro Caneleira	1.558	-	1.558	439	
Morro Chico de Paula	63	-	63	21	
Morro Fontana	803	-	803	221	
Morro Jabaquara	1.779	-	1.779	509	
Morro José Menino	2.951	-	2.951	892	
Morro Marapé	1.596	-	1.596	409	
Morro Nova Cintra	4.171	-	4.171	1.147	
Morro Pacheco	2.167	-	2.167	601	
Morro Penha	2.519	-	2.519	632	
Morro Saboó	1.290	-	1.290	333	
Morro Santa Maria	1.657	-	1.657	419	
Morro Santa Terezinha	248	-	248	60	
Morro São Bento	8.117	-	8.117	2.246	
Paquetá	1.368	-	1.368	499	
Pompéia	10.599	-	10.599	3.820	2,91%
Ponta da Praia	30.448	-	30.448	10.061	7,68%
Saboó	11.737	-	11.737	3.286	
Valongo	217	-	217	60	
Vila Belmiro	9.445	-	9.445	2.961	
Vila Mathias	11.147	-	11.147	3.322	
Vila Nova	4.401	-	4.401	1.378	
Vila Progresso	3.513	-	3.513	906	
Vila São Jorge	7.392	-	7.392	2.056	
TOTAL	415.747	2.236	417.983	131.058	46,82%

Fonte: Censo Demográfico IBGE 2000

Trata-se, portanto, de uma cidade com elevadíssimo grau de urbanização. A população está distribuída em bairros, os quais estão localizados em duas partes da cidade, a chamada parte continental e a parte insular, conforme tabela 3. Observa-se que 46,82% dos habitantes localizam-se nos sete bairros da orla da praia, isto é, José Menino, Pompéia, Gonzaga, Boqueirão, Embaré, Aparecida e Ponta da Praia – vide figura 6.

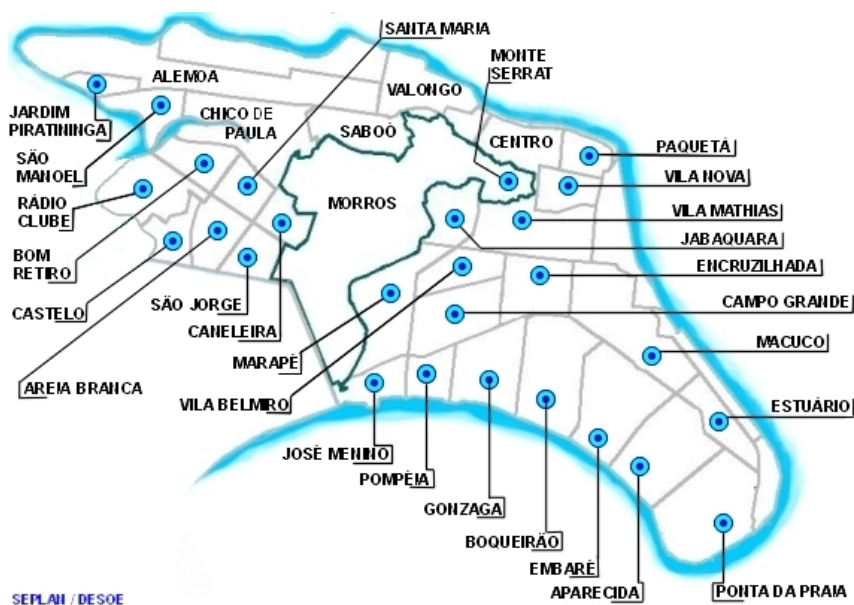


Figura 6 Distribuição geográfica dos bairros da cidade de Santos

Fonte: (Secretaria Municipal de Planejamento, 2007)

Essa concentração tende a aumentar devido aos novos empreendimentos que estão sendo erguidos de frente para a praia ou nos quarteirões próximos. O aumento da oferta de crédito imobiliário, redução dos juros e o aumento do prazo dos financiamentos, intensificam ainda mais o setor de construção, além dos projetos de duplicação do porto de Santos, mas, principalmente, pelas expectativas de expansão da produção de petróleo e gás natural na Bacia de Santos, aumentarão ainda mais a demanda por residências.

A cidade é considerada a base de atividades da Petrobrás, a qual, junto com seus parceiros nos blocos de exploração, exigirá a contratação direta e indireta de milhares profissionais até 2015, declarou o gerente-geral da Unidade de Negócios da Petrobrás na Bacia, José Luiz Marcusso, na sua apresentação do dia 15 de agosto de 2007, no seminário Gás na Economia em Santos. Estimativas feitas e anunciadas neste mesmo seminário pela Prefeitura Municipal de Santos apontam para uma migração de 50 mil famílias, ou cerca de 200 mil pessoas nos próximos anos, representando um incremento de mais de 40% em relação à população registrada em 2000.

Nos chamados sete bairros da orla, haverá um aumento da carga de energia elétrica devido a esse novo contingente de população, que deverá ocupar essa área da cidade. Segundo dados demonstrados na próxima tabela elaborada pela Secretaria Municipal de Planejamento da Prefeitura de Santos, coletados junto a distribuidora de energia elétrica CPFL Piratininga e fornecidos pelo site da Prefeitura de Santos, o consumo residencial de energia elétrica na cidade de Santos foi no ano de 2004 de 422.414 MWh, representando 0,5% do consumo nacional de eletricidade do mercado residencial, que foi de 78.577 GWh (BEN,2005).

Tabela 4 – Evolução do consumo residencial anual da cidade de Santos

Ano	Consumo Residencial MWh
2001	440.885
2002	422.414
2003	439.925
2004	422.414
2005 (jan a set)	436.908

Fonte: CPFL Piratininga/ELEKTRO - Elaboração: SEPLAN

3.5 Porto de Santos

O marco oficial da inauguração do Porto de Santos é 2 de fevereiro de 1892, quando a então Companhia Docas de Santos - CDS, concluiu os primeiros 260 metros de cais, na área do Valongo (CODESP, 2007).

Com a inauguração, iniciou-se, também, uma nova fase para a vida da cidade, pois os velhos trapiches e pontes fincados em terrenos lodosos foram sendo substituídos por aterros e muralhas de pedra. Uma via férrea de bitola de 1,60 m e novos armazéns para guarda de mercadorias, compunham as obras do porto organizado nascente, cujo passado longínquo iniciara-se com o feitor Braz Cubas.

Foi de Braz Cubas a idéia de transferir o porto da baía de Santos para o seu interior, em águas protegidas, inclusive do ataque de piratas, contumazes visitantes e saqueadores do povoado. Por mais de três séculos e meio, o Porto de Santos, manteve-se igual, com o mínimo de mecanização e muita exigência de trabalho físico.

O início da operação, em 1867, da São Paulo Railway, ligando, por via ferroviária, a região da Baixada Santista ao Planalto, melhorou substancialmente o sistema de transportes, com estímulo ao comércio e ao desenvolvimento da cidade e do Estado de São Paulo. A cultura do café estendia-se, na ocasião, por todo o Planalto Paulista, atingindo até algumas áreas da Baixada Santista, o que pressionava as autoridades para a necessidade de ampliação e modernização das instalações portuárias.

Em 12 de julho de 1888, pelo Decreto nº 9.979, após concorrência pública, o grupo liderado por Cândido Gaffrée e Eduardo Guinle foi autorizado a construir e explorar, por 39 anos, depois ampliado para 90 anos, o Porto de Santos, com base em projeto do engenheiro Sabóia e Silva. Com o objetivo de construir o porto, os concessionários constituíram a empresa Gaffrée, Guinle & Cia., com sede no Rio de Janeiro, mais tarde transformada em Empresa de Melhoramentos do Porto de Santos e, em seguida, em Companhia Docas de Santos.

Inaugurado em 1892, o porto não parou de se expandir, atravessando todos os ciclos de crescimento econômico do país, aparecimento e desaparecimento de tipos de carga, até chegar ao período atual de amplo uso dos contêineres, açúcar, café, laranja, algodão, adubo, carvão, trigo, sucos cítricos, soja, veículos, graneis líquidos diversos.

Em 1980, com o término do período legal de concessão da exploração do porto pela Companhia Docas de Santos, o Governo Federal criou a Companhia Docas do Estado de S. Paulo (Codesp), empresa de economia mista, de capital majoritário da União.

Atualmente, o Porto de Santos, considerado o maior da América Latina, movimenta, por ano, mais de 80 milhões de toneladas de cargas diversas, cerca de 26% do comércio exterior brasileiro, com seus 14 quilômetros de cais, entre as duas margens do estuário de Santos. O porto entrou em nova fase de exploração, consequência da Lei 8.630/93, Lei de Modernização dos Portos, que autorizou o arrendamento de áreas e instalações à iniciativa privada, mediante licitações públicas.

Esses arrendamentos permitirão que nos próximos anos o Porto de Santos dobre sua capacidade de movimentação com a ampliação e construção de novos terminais como das Operadoras Santos Brasil (em fase de ampliação), Brasil Terminais (em fase de licenciamento ambiental), Embraport (em fase de construção) e o Projeto Barnabé Bagres que ainda está em fase de estudos de viabilidade técnico–econômica.

Diante da necessidade de novos investimentos em infra-estrutura para atender essa expansão, a própria Cia Docas do Estado de São Paulo, responsável pelo fornecimento de água e energia elétrica para os terminais públicos e privados do Porto de Santos, já estuda a implantação de uma termoelétrica a gás natural para garantir o fornecimento de energia aos projetos de expansão do complexo. A idéia da estatal, ainda em análise pela sua diretoria, é utilizar o gás como fonte complementar à eletricidade produzida em sua usina, a PCH Itatinga, cuja capacidade instalada é de 15 MW, mas que atualmente produz cerca de 12 MW médios, insuficiente para atender a demanda presente, obrigando a estatal a comprar energia da distribuidora local.

3.6 História do Gás em Santos

Fundada em Londres (Inglaterra), em 1880, a companhia *The City of Santos Improvements & Company Ltd.*, conhecida como a *City*, era, destinada à exploração de serviços públicos em Santos. Em 7 de maio de 1881, um decreto do Governo Imperial, assinado pelo Ministro e Secretário de Negócios e Agricultura, Comércio e Obras Públicas, Manoel Buarque de Macedo, autorizou a empresa a funcionar no Brasil (Novo Milênio,2007).

Um mês depois, a empresa incorporou ao seu patrimônio a Companhia Melhoramentos de Santos, que, em 21 de fevereiro de 1870, tinha contratado com a municipalidade a prestação de serviços de distribuição de água, iluminação a gás e transporte de passageiros e cargas sobre trilhos, passando a prestar esses serviços. Assim, Santos tornou-se uma das primeiras cidades do país a contar com o serviço de iluminação a gás. Como mostrado na figura 7, o gás era produzido a partir do carvão, sendo, em seguida, distribuído via rede de dutos para mais de 60.000 pontos de entrega, distribuídos por grande parte da cidade a época. (informação pessoal)¹.

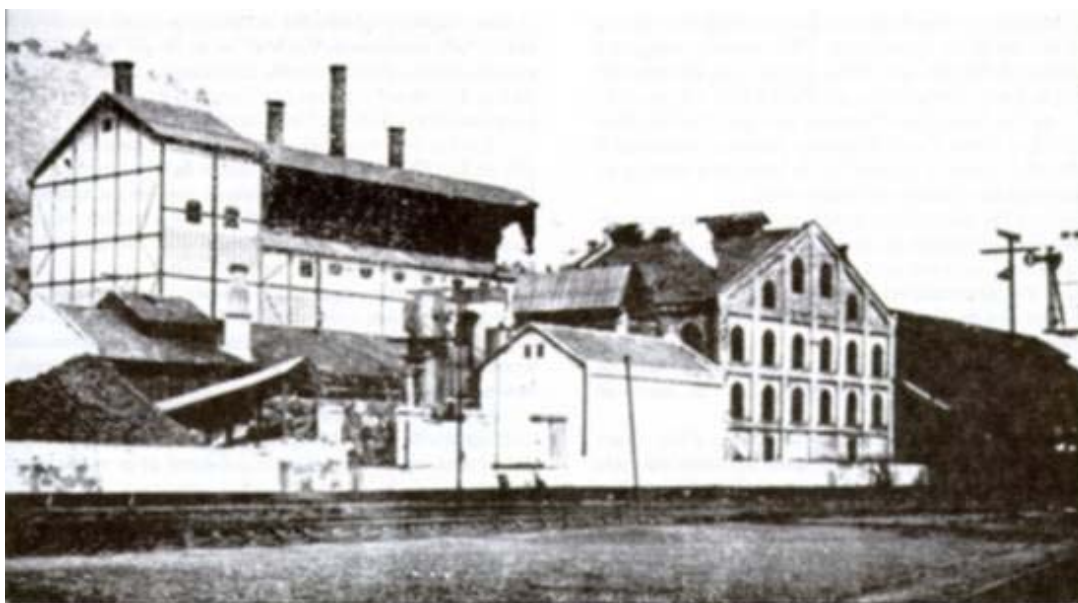


Figura 7 Usina de gás da City, na Rua Marquês de Herval (bairro do Valongo)

Fonte : (Jornal Atribuna - fotos de José Dias Herrera;1967)

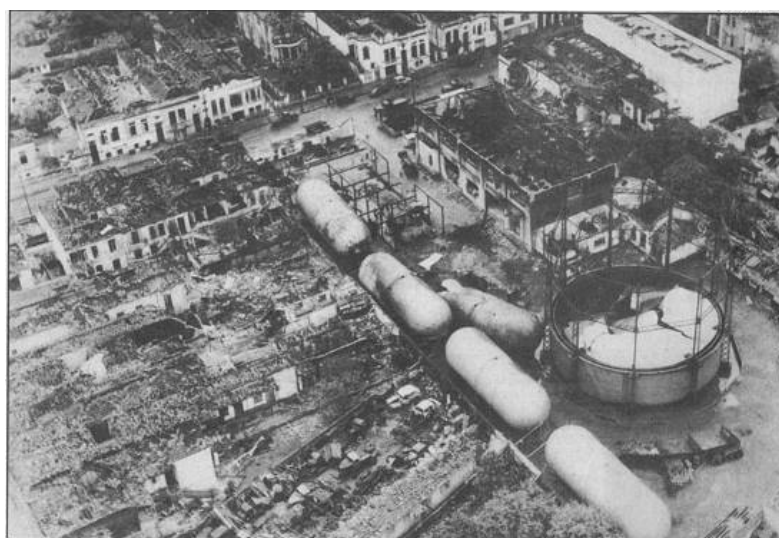
¹AWAZU, L.A.M .Informação recebida pessoalmente em 10 de dezembro 2007.

O serviço de gás encanado em Santos foi encerrado com a explosão do gasômetro, como ilustrado nas figuras 8 e 9. Na madrugada de 9 de janeiro de 1967, uma explosão em um dos tanques do gasômetro de Santos, com capacidade de armazenagem de 1.658 m³, que funcionava na Rua Marechal Pêgo Júnior, na Vila Nova, deixou mais 300 pessoas feridas e danificou residências em um raio de cinco quarteirões. Dezenas de prédios foram destruídos nas redondezas. Nos bairros vizinhos, a onda de choque da explosão arrancou telhados e portas, e fez paredes desabarem. Vidros de janelas situadas até 2 km de distância do gasômetro foram despedaçados.



Figuras 8 - Vista do gasômetro após o acidente

Fonte : (Jornal Atribuna - fotos de José Dias Herrera; 1967)



Figuras 9 - Vista do gasômetro após o acidente

Fonte : (Jornal Atribuna - fotos de José Dias Herrera; 1967)

3.7 O Retorno do Gás a Cidade de Santos

Após quarenta anos do acidente do gasômetro, a atual concessionária responsável pela distribuição de gás canalizado na Baixada Santista, COMGAS, começou em agosto de 2007, a construir sua rede de distribuição para servir residências, comércio, indústrias, postos de combustível e o Porto em Santos. A estimativa é atender os primeiros clientes em junho de 2008 (ATRIBUNA, 2007).

Segundo o diretor na época de Marketing Residencial da empresa, Luis Antonio de Mello Awazu, quando da assinatura do protocolo de entendimentos com o Prefeito de Santos, João Paulo Tavares Papa, em 2006, a COMGAS tinha como expectativa investir cerca de R\$ 100 milhões na instalação de 100 km de tubulação, representando, assim, uma primeira fase do projeto de retorno do gás canalizado a Santos, o qual atenderá a orla e bairros da Zona Leste. Em uma segunda fase, a empresa pretende estender a rede até o município vizinho de São Vicente, atingindo um mercado de 180 mil consumidores.

As técnicas utilizadas pela distribuidora para avaliação do mercado são as clássicas de pesquisa e desenvolvimento de mercado, normalmente previstas nas metodologias de marketing. Em Santos, avaliou-se: a) Perfil sócio econômico da população alvo; b) Tendências de desenvolvimento sócio-econômico da região; c) Plano diretor da cidade a fim de identificar os pólos de crescimento e verticalização; e ainda d) Padrões e hábitos de consumo (informação pessoal)².

Todas essas variáveis embutem incertezas bastante importantes, representando riscos para a distribuidora de gás em sua decisão de investimento. Pois, conforme descreve CARVALINHO FILHO (2003), ao analisar algumas características intrínsecas da indústria de gás, devido à baixa densidade energética do gás, o desenvolvimento da indústria gasífera está condicionado à construção de infra-estrutura de transporte e distribuição que preserve a competitividade do energético, pois os custos de investimento e operação dessas duas etapas da cadeia de suprimento são determinantes para o preço final do combustível. Todos os investimentos precisam ter um retorno adequado. Para tanto, é necessário que o gás encontre consumidores que garantam seu consumo final e estejam dispostos a remunerá-lo adequadamente.

²AWAZU, L.A.M .Informação recebida pessoalmente em 10 de dezembro 2007.

Além disso, prossegue CARVALINHO FILHO (2003), os investimentos na cadeia de suprimento do gás, e particularmente no seu transporte e distribuição, são altamente específicos. Os investimentos realizados e os ativos construídos não podem ser reaproveitados em outras atividades econômicas sem a perda de seu valor original. A rede de distribuição de gás é particularmente vulnerável a essas características de especificidade e interdependência dos ativos, em especial dentro da realidade brasileira, pois a companhia distribuidora de gás tende a representar um dos elos de menor poder de barganha em toda a cadeia de suprimento do gás, estando, portanto, sujeita a pressões do seu supridor e/ou dos seus consumidores.

Enquanto supridor quase monopolista, e pelo menos desde a privatização da COMGAS em 1999, a Petrobrás sempre procurou impor contratos de venda de gás de longo prazo, com cláusulas pouco flexíveis, que procurassem garantir a sua segurança financeira, repassando os riscos para o elo abaixo da cadeia de suprimento, ou seja, as distribuidoras. Estas nem sempre podem repassar as mesmas inflexibilidades e condições contratuais aos seus consumidores finais, especialmente em se tratando do segmento residencial. Portanto, a COMGAS tem um poder de barganha muito reduzido em relação à Petrobras.

É a chamada Economia dos Custos de Transação que procura trabalhar as variáveis comportamentais dentro da economia, destacando dois comportamentos fundamentais: (i) a racionalidade limitada; e (ii) o oportunismo.

Por exemplo, a racionalidade limitada do consumidor refere-se a um comportamento que procura ser economicamente racional, mas acaba levando a ações imprevisíveis, pois as decisões de consumo serão baseadas em conhecimento limitado. O consumidor oportunista é aquele que busca o seu interesse através de esforços premeditados em relação à outra parte que transaciona com ele. Como resultado, iniciativas e estratégias que deveriam ser cooperativas, tornam-se competitivas e geram incertezas para as partes.

A propensão ao oportunismo em cadeias verticais de fornecimento é uma barreira à realização de novos investimentos. Nenhuma das partes em uma transação comercial desejará antecipar investimentos cuja renda poderá, posteriormente, ser apropriada por outro agente. No caso da indústria de gás no Brasil, as distribuidoras convivem em um ambiente de baixo poder de barganha em relação ao supridor quase monopolista, a Petrobras. Por outro lado, os seus potenciais consumidores, devido a uma racionalidade muito limitada em relação à questão

energética como um todo e ao papel do gás natural em particular, têm sempre a propensão ao oportunismo. Tal comportamento decorre de um entendimento incompleto ou distorcido da energia.

Porém, como será discutido no próximo capítulo, o regulador, no caso do Estado de São Paulo a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP), deve promover a realização dos investimentos necessários e restringir a ocorrência de comportamentos oportunistas das distribuidoras e de seus consumidores. Para tanto, deve aumentar a racionalidade dos agentes envolvidos e estabelecer uma regulação que permita buscar uma adequada repartição das rendas e dos riscos ao longo da cadeia produtiva de sua competência.

A distribuição dos riscos deve estar associada à capacidade de gestão dos mesmos, por cada uma das partes envolvidas. E a partilha de rendas deve estar associada à capacidade de cada agente de poder compreender e capturar seus ganhos. No Brasil, ainda que esse seja um tema complexo e fora do escopo do trabalho, pode-se sugerir que o arranjo institucional não parece adequado. Talvez por isso, o mercado esteja gradualmente se reestruturando em direção a uma única empresa, a Petrobras, atuando verticalmente integrada, desde a produção até o fornecimento do gás, e realizando todos os investimentos ao longo da cadeia produtiva.

Nesse tipo de arranjo, esta empresa assume todos os riscos do negócio e terá lucro na medida em que consiga colocar seu produto no mercado, em condições competitivas e que remunerem os investimentos realizados através das tarifas. Para todos os usos onde o gás natural substitui os demais combustíveis fósseis, a Petrobras consegue, ainda mais, minimizar seus riscos, pois controla igualmente as cadeias produtivas dos energéticos concorrentes. Porém, na substituição da eletrotermia, segundo Moutinho dos Santos et al (2002), a empresa tem evitado o caminho da substituição energética, preferindo promover um ambiente de maior convergência entre gás e eletricidade, isto é, um maior uso do gás para a produção da eletricidade. Trata-se, portanto, de se promover o uso indireto do gás, cujas restrições e malefícios já foram discutidos no capítulo anterior.

Para voltar ao foco do trabalho, pode-se desconsiderar a cadeia vertical do gás (ou da eletricidade) como um todo, e concentrar a pesquisa nas relações diretas entre os distribuidores de gás canalizado, eletricidade e os consumidores finais. Essas relações, como

serão estudadas no capítulo 4 são regidas por contratos de concessão. Com base no ambiente regulatório existente, esses contratos visam promover o desenvolvimento dos mercados, induzir os investimentos na infra-estrutura e na garantia de suprimento do energético, bem como afiançar um tratamento justo e não discriminatório dos consumidores.

Porém, como será proposto enquanto linha de reflexão, os contratos não abraçam completamente os dois aspectos comportamentais dos consumidores acima expostos, isto é, a racionalidade limitada e o oportunismo gerado, também pela falta de uma informação completa. Além disso, os contratos não consideram que os impactos desses aspectos comportamentais dos consumidores afetam de forma distinta o gás natural e a eletricidade, até devido ao grau de desenvolvimento da infra-estrutura, os investimentos requeridos pelos supridores, bem como a aceitação cultural do energético pelos consumidores. Assim, os distribuidores de gás e eletricidade definirão as condições de atratividade econômica de seus investimentos e transações comerciais de forma completamente distinta.

No caso de Santos, a COMGAS necessita ainda enfrentar alguns obstáculos adicionais relativamente à arquitetura das edificações, a característica de parte das habitações serem de veraneio, que apresentam elevada ociosidade, ou ocupadas por pessoas aposentadas, muitas vezes com hábitos conservadores. Mais ainda, o acidente de 1967 continua a ecoar no sentido de desinformar o consumidor em todas as questões relativas à segurança ou de percepção de segurança dos consumidores ao comparar o gás com a eletricidade. Assim, o avanço do uso do gás na cidade não poderá ser obtido sem a adoção de práticas com níveis elevados de segurança, exigindo, portanto, capacitação de recursos humanos para todas as etapas de instalação e operação de equipamentos a gás, além de investimentos em comunicação para mudança da eventual percepção negativa com relação ao gás canalizado.

Segundo os principais autores da Economia dos Custos de Transação, vide, por exemplo, North (1992) ou Williamson (1993), essas dificuldades se transformam em custos de transação que reduzem a competitividade do negócio. De fato, na avaliação dos investimentos da COMGAS em infra-estrutura interna, é sempre previsto verba adicional para vencer obstáculos físicos, através de obras e instalações internas, e ainda um grande esforço de vendas para convencimento das pessoas a mudar do uso da energia elétrica e do GLP para a utilização do gás natural.

O processo de convencimento do futuro consumidor dá-se através de técnicas de vendas que se utilizam de argumentos objetivos, visando enaltecer as vantagens comparativas e competitivas dos energéticos. No entanto, além das questões de segurança, o consumidor sempre é seduzido pelas questões relacionadas aos custos e vantagens comerciais de cada forma de energia.

Do ponto de vista econômico e financeiro, as concessionárias, em que pese serem obrigadas a fornecer os serviços, desde que viáveis economicamente, também têm de avaliar se o conjunto de consumidores pode, no futuro, representar algum risco de crédito adicional à base de consumidores. O regulador contribui nesse sentido, amenizando os riscos, já que a tarifa permite absorver parte de perdas advindas de inadimplência. No entanto, o regulador não contribui no sentido de mitigar o risco do consumidor já ligado à rede, não utilizar o gás natural, em que pese esse consumidor residencial ser obrigado à pagar a tarifa mínima prevista no contrato de adesão entre consumidores e concessionária.

No campo da engenharia construtiva, a rede de distribuição para o fornecimento de gás a Santos deve ser interligada a partir das redes de alta pressão de Cubatão, tendo aí, uma demanda de investimentos significativa, com a adoção de dutos de aço e sistemas de controle e segurança. Já nas redes de média e baixa pressão, serão utilizadas redes de polietileno, mais adequadas para suportar o meio agressivo e corrosivo do litoral. As técnicas construtivas variam de métodos destrutivos, através de abertura de valas para regiões de baixo impacto nas vias, e uso de técnicas não destrutivas para uso nas vias urbanas.

Os materiais, tecnologia e processos descritos anteriormente, demandarão investimentos significativos em torno de R\$ 100 milhões, no entanto, os riscos econômicos na cidade de Santos são mitigados uma vez que há uma vantagem comparativa importante com relação à densidade de consumidores por quilometro linear de rede, somente encontradas em bairros densamente habitados na cidade de São Paulo, garantindo dessa forma, uma maior chance de rentabilização dos investimentos. (informação pessoal)³.

³AWAZU, L.A.M .Informação recebida pessoalmente em 10 de dezembro 2007.

Um exemplo de garantia de rentabilização dos investimentos pode ser visto na iniciativa da cidade de São Paulo, no seu Código de Obras da Cidade, aprovado quando a prefeitura ainda possuía interesses diretos na Comgás, que prevê, legalmente, a obrigatoriedade do uso do gás natural sempre que a rede estiver conectada aos edifícios, sendo proibido, nesse caso, o uso do GLP. Através de tal medida, a regulação municipal procurou reduzir os riscos de perda de consumidor por parte da concessionária de gás. Garantiu-se, assim, um incentivo à manutenção das conexões, remunerando os investimentos fixos, mesmo com consumos muito baixos pelos consumidores.

Outro exemplo de ação governamental da prefeitura de São Paulo, através de uma política pública, foi aprovação da Lei 14.459/2007 que regula o aquecimento de água através de energia solar. É interessante ressaltar que uma regulamentação similar de proibição da eletrotermia, ou parte dela, nos edifícios já conectados às redes de gás não aconteceu. Assim, não se privilegiou o melhor uso da energia dentro do município e nem se garantiu uma maior competitividade, tanto para o consumidor como para a concessionária, para o uso do gás no segmento residencial. Portanto, cabe acompanhar se a implementação da energia solar terá a abrangência esperada e qual será seu impacto no equilíbrio competitivo entre o gás e a energia elétrica e os benefícios para toda a sociedade.

Tem-se, assim, uma dimensão clara da pouca racionalidade econômica de se promover a expansão do gás canalizado para usos residenciais apenas para servir o uso final de cocção. A remuneração quase exclusiva de custos fixos de construção das redes, já tende a inviabilizar o uso do gás na ótica do consumidor. Ainda assim, segundo Márquez, Parente e Moutinho dos Santos (2007), pela ótica da Avaliação do Valor Econômico Adicionado (mais conhecida pelas iniciais em inglês - *EVA – Economic Value Added*), as distribuidoras de gás canalizado no Brasil, têm destruído “valor” em seus programas de investimento. Esse é o resultado econômico menos esperado de uma indústria nova, que deseja expandir-se com os seus próprios recursos e sem depender de incentivos ou recursos públicos.

Do ponto de vista regulatório a concessionária de gás tem a obrigação de atender as demandas do contrato de concessão relativas às metas de investimentos refletidas em metros lineares de redes, número de clientes a serem captados e demais índices de qualidade, segurança e satisfação, da mesma maneira que a distribuidora de energia elétrica também tem suas obrigações com o órgão regulador.

Neste exato momento, em que as duas concessionárias vislumbram a oportunidade, é que o poder público deve intervir e avaliar, qual das duas oportunidades trará maior benefício à sociedade como um todo e não somente uma vantagem de preço temporária para uma parcela de consumidores ou renda para a concessionária.

Ainda dentro deste ponto vista, cada vez que uma concessionária abre novas fronteiras, demandas são geradas em termos de investimentos, a exemplo da infra-estrutura de atendimento a emergências e assistência técnica, reforço de redes a montante, sistemas de controle e segurança e programas de manutenção.

Esta racionalidade de investimentos e usos por si só, já demandaria providências por parte do governo, para indução da mudança de hábitos do consumidor motivando-o no processo de escolha de um ou outro energético, sem que com isso, torne o marco regulatório frágil a ponto de desestimular os investimentos privados nestas áreas estratégicas.

Estes exemplos podem ser exportados para outras regiões do Estado e do país, isto é, análise de demandas por infra-estrutura que serão em alguns casos concorrentes entre si.

Este é o paradoxo que se coloca, quais os direcionadores que orientarão a decisão de investimento das concessionárias? A oportunidade econômica, sob o ponto de vista de seus interesses e não necessariamente dos interesses coletivos? Ou integrados com os das outras concessionárias, dentro de um contexto de planejamento integrado de recursos.

Independentemente de quem venha realizar os investimentos é muito provável que a sociedade arcará, seja via direta pelo aumento de tarifa, devido aos novos investimentos e aumento de demanda, seja via indireta, através do Tesouro Nacional, com as linhas de investimentos oferecidas pelo BNDES às empresas de distribuição, sejam elas públicas, economia mista ou privadas; portanto a otimização dos investimentos é mandatória.

Talvez mais importante do que detalhar os vários comentários acima, é essencial enfatizar que cabe ao poder público adotar regulamentações, que mitiguem o risco para as distribuidoras e torne os investimentos atrativos. Portanto, cabe uma visão articulada das autoridades federais, estaduais e municipais para viabilizar o avanço do gás natural e energia elétrica através de um Planejamento Integrado de Recursos que se defenderá no capítulo cinco.

CAPÍTULO 4: ASPECTOS DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS CANALIZADO

4.1 Concessões de Energia Elétrica e Gás Canalizado

A privatização do setor elétrico no Brasil dividiu as empresas estatais em regiões e atividades fins. Com relação às atividades fins, houve a divisão em empresas que geram energia elétrica, empresas que transmitem esta energia gerada e empresas que distribuem esta energia. Vamos nos ater neste trabalho em uma empresa que atua na distribuição da energia elétrica.

A responsabilidade da empresa de distribuição de energia elétrica começa do ponto de recebimento da energia das transmissoras e termina com o ponto de uso do cliente, ou seja, até o relógio medidor. Para prover este serviço é necessário ter sub-estações, rede de distribuição constituída por postes e cabos de alta tensão, como também as chaves para manutenção e os transformadores necessários ao fornecimento da energia elétrica a uma tensão pré-definida, menor do que é transmitida ou distribuída.

A lógica do custo da energia elétrica é dividida por tensão fornecida e classe de consumidor: residencial, rural, comercial, industrial, iluminação pública e serviço público.

No caso do gás natural a divisão se dá por faixas de consumo, sendo que quanto mais se consome, menos se paga por metro cúbico. Existe ainda classificação por tipo de cliente, ou seja, residencial, comercial, industrial, gnv, co-geração e geração de energia elétrica. São definidos valores teto para cada faixa, mas é possível ser negociado descontos em seguimentos específicos, desde que, não se faça distinção de semelhantes. Na prática estes descontos ocorrem mais nas indústrias que possuem maior poder de negociação e alternativas energéticas.

Na parte de funcionamento dos dois sistemas existem similaridades entre:

- A pressão do gás e a tensão elétrica.
- O transporte por dutos e a transmissão por cabos elétricos.
- Reguladores de pressão para a redução da pressão e transformadores para a redução da tensão.
- Medidores para verificação de consumo, sendo por volume de gás, versus potência elétrica horária utilizada.

A grande diferença entre os dois sistemas é que o gás natural precisa crescer, precisa ser utilizado cada vez mais e para tal precisa ser criada uma cultura para seu uso. Já a energia elétrica, por ser uma energia mais nobre e escassa, necessita ser economizada e muito bem usada. A tabela a seguir dá noção exata da diferença de mercado entre os dois energéticos.

Tabela 5 - Distribuição de consumidores por energético

	Energia Elétrica	Gás Natural
Consumidores	55,4 milhões	1,2 milhões
Concessionárias	65	18 (Operação)
Faturamento	72 bilhões	7,6 bilhões
Tarifa Média	R\$ 0,26 / kWh	R\$ 0,57/m ³

Fonte: Melo, 2002.

4.2 Agência Reguladora

A Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE) foi criada para ser a agência reguladora e fiscalizadora dos serviços de energia, criada pelo governo do Estado de São Paulo (CSPE, 2004) para controlar e fiscalizar as concessionárias de energia elétrica e gás canalizado no Estado, com o objetivo de assegurar a qualidade do fornecimento de energia à população paulista. A CSPE é uma entidade autárquica, vinculada à Secretaria de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento, criada pela Lei Complementar nº. 833 de 17/10/97 e regulamentada pelo Decreto Nº. 43.036 de 14/04/98 (CSPE,2007).

A partir do 07/12/2007 a CSPE transformou-se na Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP, conforme Lei Complementar 1.025, de 07/12/2007, regulamentada pelo Decreto 52.455, de 07/12/2007, passando a partir desta data a desenvolver, além das atividades atuais de regulação nas áreas de energia elétrica e gás canalizado, a regulação do saneamento.

Na área de energia elétrica, a CSPE exerce a fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira, nas 14 concessionárias de distribuição de energia elétrica (que atuam no Estado de São Paulo), por meio de convênio de delegação e descentralização, firmado com a ANEEL em 15/04/98.

Na área de gás canalizado, a CSPE regula e fiscaliza os serviços de distribuição das 3 concessionárias, por competência estadual estabelecida em lei.

4.3 Contratos de Concessão – Energia Elétrica.

A exemplo do que tem ocorrido em vários países, o setor elétrico brasileiro vem passando por um processo de reestruturação, com profundas modificações no quadro institucional, financeiro, regulatório. O processo, de privatização das concessionárias estaduais e federais de energia elétrica, a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a reestruturação da Eletrobrás, são as principais mudanças institucionais do setor (ANEEL,2006).

Nesse novo contexto, as atribuições do Estado concentram-se essencialmente na formulação de políticas energéticas para o setor elétrico e na regulação de suas atividades, incluindo geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A elaboração de políticas e diretrizes para o setor energético é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), auxiliado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A regulamentação e a fiscalização das referidas atividades, incluindo a operação do sistema interligado (função do ONS), são atribuições da ANEEL.

A desverticalização do setor e a introdução da livre concorrência nas áreas de geração e comercialização de energia elétrica têm proporcionado à entrada de capital privado. Até recentemente, as áreas de concessão das concessionárias estaduais eram quase todas delimitadas pelos limites geográficos de cada Estado. Após a reestruturação do setor, algumas empresas foram obrigadas a separar suas atividades de geração, transmissão e distribuição, dando origem a novas concessionárias.

Visando à otimização temporal e econômica da geração, isto é, a alocação eficiente e racional da energia elétrica gerada, o Sistema Elétrico Nacional opera de forma interligada. Assim, o déficit na geração de energia de uma região pode ser compensado pelo excesso de capacidade de geração em outra(s).

O mercado de distribuição de energia elétrica é atendido por 64 concessionárias, estatais ou privadas, de serviços públicos que abrangem todo o País. As concessionárias estatais estão sob controle dos governos federal, estaduais e municipais. Em várias concessionárias privadas verifica-se a presença, em seus grupos de controle, de diversas empresas nacionais, norte-americanas, espanholas e portuguesas. São atendidos cerca de 47 milhões de unidades consumidoras, das quais 85% são consumidores residenciais, em mais de 99% dos municípios brasileiros.

Os contratos de concessão assinados entre a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e as empresas prestadoras dos serviços de transmissão e distribuição de energia estabelecem regras claras a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores. Da mesma forma, define penalidades para os casos em que a fiscalização da ANEEL constatar irregularidades.

Os novos contratos de concessão de distribuição priorizam o atendimento abrangente do mercado, sem que haja qualquer exclusão das populações de baixa renda e das áreas de menor densidade populacional. Prevê ainda o incentivo à implantação de medidas de combate ao desperdício de energia e de ações relacionadas às pesquisas voltadas para o setor elétrico.

A concessão para operar o sistema de transmissão é firmada em contrato com duração de 30 anos. As cláusulas estabelecem que, quanto mais eficiente às empresas forem na manutenção e na operação das instalações de transmissão, evitando desligamentos por qualquer razão, melhor será a sua receita.

Quanto aos contratos de concessão de geração, no caso de novas concessões, outorgadas a partir de processos licitatórios, os mesmos têm vigência de 35 anos, podendo ser renovados por igual período, a critério da ANEEL.

Para as concessões outorgadas anteriores às leis nº 8.987/1995 e 9.074/1995, a renovação é por 20 anos.

4.4 Conceitos Básicos Sobre Tarifa de Energia Elétrica

As tarifas de energia elétrica são definidas com base em dois componentes: demanda de potência e consumo de energia. A demanda de potência é medida em quilowatt e corresponde à média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora, durante um intervalo de tempo especificado, normalmente 15 minutos, e é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, normalmente de 30 dias. O consumo de energia é medido em quilowatt-hora ou em megawatt-hora (MWh) e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, normalmente de 30 dias.

4.4.1 Estrutura Tarifária

Define-se estrutura tarifária como sendo o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento.

No Brasil, as tarifas de energia elétrica estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: “grupo A” e “grupo B”.

4.4.1.1 Tarifas do grupo A

As tarifas do “grupo A” são para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 a 230 quilovolts (kV). As tarifas do “grupo A” são construídas em três modalidades de fornecimento: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde, sendo que a convenção por cores é apenas para facilitar a referência.

4.4.1.2 Estrutura tarifária convencional

A estrutura tarifária convencional é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. A tarifa convencional apresenta um valor para a demanda de potência em reais por quilowatt e outro para o consumo de energia em reais por megawatt-hora.

O consumidor atendido em alta tensão pode optar pela estrutura tarifária convencional, se atendido em tensão de fornecimento abaixo de 69 kV, sempre que tiver contratado uma demanda inferior a 300 kW.

4.4.1.3. Estrutura tarifária horo-sazonal

A estrutura tarifária horo-sazonal é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. O objetivo dessa estrutura tarifária é racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor, pelo valor diferenciado das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários do dia e nos períodos do ano em que ela for mais barata.

Para as horas do dia são estabelecidos dois períodos, denominados postos tarifários. O posto tarifário “ponta” corresponde ao período de maior consumo de energia elétrica, que ocorre entre 18 e 21 horas do dia. O posto tarifário “fora da ponta” compreende as demais horas dos dias úteis e às 24 horas dos sábados, domingos e feriados. As tarifas no horário de “ponta” são mais elevadas do que no horário “fora de ponta”.

Já para o ano, são estabelecidos dois períodos: “período seco”, quando a incidência de chuvas é menor, e “período úmido” quando é maior o volume de chuvas. As tarifas no período seco são mais altas, refletindo o maior custo de produção de energia elétrica devido à menor quantidade de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, provocando a eventual necessidade de complementação da carga por geração térmica, que é mais cara. O período seco compreende os meses de maio a novembro e o período úmido os meses de dezembro a abril.

4.4.1.4 Tarifa horo-sazonal azul

A tarifa horo-sazonal azul é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como, de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. Ela é aplicável obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado, e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV.

4.4.1.5 Tarifa horo-sazonal verde

A tarifa horo-sazonal verde é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.

A tarifa horo-sazonal se aplica obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW, com opção do consumidor pela modalidade azul ou verde. As unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW, podem optar pela tarifa horo-sazonal, seja na modalidade azul ou verde.

4.4.1.6 Tarifas do grupo B

As tarifas do “grupo B” se destinam às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV e são estabelecidas para as seguintes classes (e subclasses) de consumo:

B1 Classe residencial e subclasse residencial baixa renda;

B2 Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;

B3 Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;

B4 Classe iluminação pública.

As tarifas do “grupo B” são estabelecidas somente para o componente de consumo de energia, em reais por megawatt-hora, considerando que o custo da demanda de potência está incorporado ao custo do fornecimento de energia em megawatt-hora.

4.4.1.7 Tarifa social de baixa renda

Com base na legislação em vigor, todos os consumidores residenciais com consumo mensal inferior a 80 kWh, ou aqueles cujo consumo esteja situado entre 80 e 220 kWh/mês e que comprovem inscrição no Cadastro Único de Programas Sociais do Governo Federal, fazem jus ao benefício da subvenção econômica da Subclasse Residencial Baixa Renda.

A tarifa social de baixa renda sofre descontos escalonados do acordo com o consumo em relação à tarifa da classe residencial (B1), conforme ilustra a tabela abaixo:

Tabela 6 – Distribuição dos descontos por faixa de consumo

Faixa de Consumo	Desconto Tarifário (%)
0 - 30 kWh	65%
31 - 100 kWh	40%
101 - Limite Regional	10%

Fonte: Aneel, 2006

Aos primeiros 30 kWh é aplicada tarifa com 65% de desconto em relação à tarifa aplicada a uma unidade consumidora residencial. Dos 31 kWh consumidos, até o limite de 100 kWh, é aplicada tarifa com 40% de desconto. Finalmente, de 101 kWh até o Limite Regional, é aplicado desconto de 10%. Define-se Limite Regional como sendo o consumo máximo para o qual poderá ser aplicado o desconto na tarifa, sendo que tal limite é estabelecido por concessionária, e os valores que excederem serão faturados pela tarifa plena (B1) aplicada às unidades residenciais.

4.4.1.8 Composição das Tarifas

Conforme citado anteriormente, cabe à ANEEL fixar uma tarifa ao consumidor, e que estabeleça uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A receita da concessionária de distribuição se compõe de duas parcelas, conforme visualizado no quadro a seguir.

Tabela 7 – Composição da receita requerida

COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA	
PARCELA A (custos não-gerenciáveis)	PARCELA B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Cotas da Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Material
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Serviços de Terceiros
Rateio de custos do Proinfra	Despesas Gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
Encargos de Transmissão	Despesas de Capital
Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica	Cotas de Depreciação
Uso das Instalações de Conexão	Remuneração do Capital
Uso das Instalações de Distribuição	
Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu	Outros
Operador Nacional do Sistema (ONS)	P&D e Eficiência Energética
Compra de Energia Elétrica para Revenda	PIS/COFINS
Contratos Iniciais	
Energia de Itaipu	
Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões	

Fonte : ANEEL, 2006.

O primeiro conjunto da receita refere-se ao repasse dos custos considerados não gerenciáveis, seja porque seus valores e quantidades, bem como sua variação no tempo, independem de controle da empresa (como, por exemplo, o valor da despesa com a energia comprada pela distribuidora para revenda aos seus consumidores), ou porque se referem a encargos e tributos legalmente fixados (como a Conta de Desenvolvimento Energético, Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica etc.).

O segundo conjunto refere-se à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço. Esses custos são identificados como custos gerenciáveis, porque a concessionária tem plena capacidade em administrá-los diretamente e foram convencionados como componentes da “Parcela B” da Receita Anual Requerida da Empresa. Os custos não-gerenciáveis da Parcela A são encargos de uso das redes elétricas, como: Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão, que se refere à receita devida a todas as empresas de transmissão de energia elétrica que compõem a Rede Básica (sistema interligado nacional composto pelas linhas de transmissão que transportam energia elétrica em tensão igual ou superior a 230 kW) e que é paga por todas as empresas de geração e de distribuição, bem como pelos grandes consumidores (consumidores livres) que se utilizam diretamente da Rede Básica.

O Uso das Instalações de Conexão se refere ao encargo devido pelas empresas de distribuição que se utilizam de linhas de transmissão que têm conexão com a Rede Básica.

O Uso das Instalações de Distribuição se refere ao encargo devido às empresas de geração, de distribuição e consumidores livres que se utilizam da rede de energia elétrica de uma empresa de distribuição.

O Transporte de Energia Elétrica de Itaipu se refere ao encargo devido pelas empresas de distribuição que adquirem cotas de energia elétrica produzida pela Usina Hidrelétrica de Itaipu.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) se refere ao ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS (entidade responsável pela operação e coordenação da Rede Básica) por todas as empresas de geração, transmissão e de distribuição bem como os grandes consumidores (consumidores livres) conectados à Rede Básica.

Os custos não-gerenciáveis da Parcela A se refere à compra de energia para atender os consumidores localizados na sua área de concessão, a distribuidora efetua compras de energia de empresas geradoras distintas, e sob diferentes condições, em função do crescimento do mercado e dependendo da região em que está localizada. Os dispêndios com compra de energia para revenda constituem o item de custo não-gerenciável de significativo peso relativo para as concessionárias distribuidoras.

Os Contratos Iniciais se refere à parte da energia elétrica comprada para atendimento aos consumidores da empresa de distribuição é adquirida das empresas de geração de energia elétrica por meio dos contratos denominados “contratos iniciais”, com vigência definida até o final do ano de 2005, cujas quantidades e valores da energia comprada são homologados pela ANEEL.

A energia de Itaipu se refere, além da energia adquirida mediante “contratos iniciais” para fornecimento em sua área de concessão, empresas distribuidoras localizadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, por imposição legal, pagam uma cota-parte dos custos referentes à energia elétrica produzida por Itaipu e destinada ao País.

Os contratos bilaterais de longo ou curto prazo se referem às despesas com compra de energia realizadas pelas empresas de distribuição, para eventualmente complementar a energia necessária para o total atendimento do seu mercado consumidor, efetivada por meio de contratos bilaterais de longo ou curto prazo, com base nos mecanismos legais de comercialização vigentes.

Os custos não-gerenciáveis da Parcela A se referem aos encargos setoriais, como a cota da reserva global de reversão (RGR), que trata de um encargo pago mensalmente pelas empresas de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação, dos serviços públicos de energia elétrica. Tem, também, destinação legal para financiar a expansão e melhoria desses serviços, bem como financiar fontes alternativas de energia

elétrica para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de novos potenciais hidráulicos, e para desenvolver e implantar programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, é limitado a 3,0% de sua receita anual.

As cotas da conta de consumo de combustíveis (CCC) se referem ao encargo que é pago por todas as empresas de distribuição de energia elétrica para cobrir os custos anuais da geração termelétrica eventualmente produzida no país, cujo montante anual é fixado para cada empresa em função do seu mercado e da maior ou menor necessidade do uso das usinas termelétricas.

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), que se refere à taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica (TFSEE) foi criada, por lei, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais. A TFSEE é fixada anualmente pela ANEEL e paga mensalmente, em duodécimos, por todos os agentes que atuam na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

O Rateio de Custos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) se refere ao encargo pago por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa participantes do Proinfa.

A cada final de ano a ANEEL publica em resolução específica as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas em duodécimos, por esses agentes no ano seguinte, calculadas com base no demonstrativo da energia gerada pelas centrais geradoras do Proinfa e os referentes custos apresentados no Plano Anual do Proinfa elaborado pela Eletrobrás.

A conta de desenvolvimento energético (CDE) se refere a um encargo setorial, estabelecido em lei, e pago pelas empresas de distribuição, cujo valor anual é fixado pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados, para viabilizar a

competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas (vento), pequenas usinas hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados, e levar o serviço de energia elétrica a todos os consumidores do território nacional (universalização).

Os custos gerenciáveis da Parcela B é composta das despesas de operação e manutenção, que se refere à parcela da receita destinada à cobertura dos custos vinculados diretamente à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, como pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas. Não são reconhecidos pela ANEEL, nas tarifas da empresa, aqueles custos que não estejam relacionados à prestação do serviço ou que não sejam pertinentes à sua área geográfica de concessão.

A cota de depreciação se refere à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil.

A remuneração do capital se refere à parcela da receita necessária para promover um adequado rendimento do capital investido na prestação do serviço e energia elétrica. Além das despesas acima a “Parcela B” inclui ainda os investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética, e as despesas com o PIS/COFINS.

Os investimentos em pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética se refere à aplicação, anual, de no mínimo 0,75% (setenta e cinco centésimos por cento) da receita operacional líquida da empresa em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) em programas de eficiência energética, voltados para o uso final da energia – Lei nº. 9.991 de julho de 2000.

4.4.2 Mecanismos de Atualização das Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

As empresas de distribuição de energia elétrica fornecem energia elétrica a seus consumidores com base em obrigações e direitos estabelecidos em um Contrato de Concessão celebrado com a União, para a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica na sua área de concessão.

Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconhece que o nível tarifário vigente, ou seja, o conjunto das tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão das tarifas estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro. Isso significa, reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar adequadamente o capital investido, seja naquele momento, seja ao longo do período de concessão, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato. Os contratos de concessão estabelecem que as tarifas de fornecimento podem ser atualizadas por meio de três mecanismos, conforme detalhado a seguir:

4.4.2.1 Reajuste tarifário anual

O objetivo do Reajuste Tarifário Anual é restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pelo concessionário. Conforme já citado, a receita da concessionária é composta por duas parcelas. A “Parcela A” representada pelos “custos não-gerenciáveis” da empresa, e a “Parcela B” que compreende o valor remanescente da receita, representado pelos “custos gerenciáveis”.

O novo Índice de Reajuste Anual é calculado mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior do Índice de Reajuste Tarifário.

O processo de Revisão tarifária periódica tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão (geralmente de 4 anos), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Destaca-se que, enquanto nos reajustes tarifários anuais a “Parcela B” da Receita é atualizada monetariamente pelo IGP-M, no momento da revisão tarifária periódica é calculada a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência.

A revisão tarifária periódica é realizada mediante o cálculo do reposicionamento tarifário e do estabelecimento do Fator X.

O cálculo do reposicionamento tarifário se baseia na definição da parcela da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes, para um dado nível de qualidade do serviço e uma remuneração adequada sobre investimentos realizados com prudência. A determinação dos custos operacionais eficientes constitui um dos grandes desafios da revisão tarifária periódica. A análise dos custos da própria empresa sujeita o órgão regulador aos efeitos da “assimetria de informação”. Conceitualmente, a assimetria de informação refere-se ao fato de que, o prestador do serviço regulado é quem gerencia todas as informações (técnicas, operativas, financeiras, contábeis etc.) vinculadas à prestação do serviço regulado. O órgão regulador, por sua vez, tem acesso parcial e limitado às informações, que, em geral, são fornecidas pela própria empresa regulada. Embora o regulador possa realizar auditorias permanentes nas informações recebidas, é evidente que a situação de ambas as partes, no que se refere ao acesso e manejo dessas informações, é totalmente assimétrica.

Por essas razões, a ANEEL vem adotando uma abordagem distinta para definição dos custos operacionais eficientes que devem ser pagos pelo consumidor, cujo enfoque metodológico é denominado de Empresa de Referência.

A Empresa de Referência se define como a simulação de uma empresa responsável pela operação e manutenção das instalações elétricas, gestão comercial de clientes e direção e administração da área geográfica da concessionária de distribuição em análise, que presta esses serviços em condições de eficiência e adaptação econômica ao ambiente, no qual desenvolve sua atividade.

4.4.2.2 Remuneração dos investimentos

A remuneração dos investimentos é formada por:

I. Cota de Depreciação - Refere-se à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros, destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência, para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil;

II. Remuneração do Capital – Baseia-se no resultado da aplicação de uma taxa de retorno adequada para a atividade de distribuição de energia elétrica, sobre o investimento a ser remunerado, ou seja, sobre a base de remuneração.

4.4.2.3 Taxa de retorno adequada

Para o cálculo da taxa de retorno a ANEEL adota a metodologia internacionalmente conhecida por Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital (WACC)). Esse enfoque metodológico busca proporcionar aos investidores da concessionária, um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de riscos semelhantes.

Para o cálculo do custo do capital próprio, a ANEEL adota o método Capital Assets Pricing Model (CAPM). Com base nesta metodologia, é possível calcular um retorno adequado sobre o capital próprio investido, considerando apenas os riscos inerentes à atividade regulada, de forma a manter a atratividade de capital e, conseqüentemente, a continuidade da prestação do serviço no longo prazo.

Para o custo de capital de terceiros, a ANEEL adota uma abordagem semelhante à do capital próprio, adicionando a taxa de risco exigida pelo mercado financeiro internacional para emprestar recursos a uma concessionária de distribuição de energia elétrica no Brasil. Esse enfoque impede que as tarifas sejam afetadas por uma gestão financeira imprudente na captação de recursos de terceiros pelos investidores da concessionária de distribuição.

4.4.2.4 Estrutura ótima de capital

Para o cálculo da remuneração dos investimentos a ser considerada na receita, a ANEEL baseia-se também no princípio da estrutura ótima de capital, ou seja, numa relação otimizada entre os recursos próprios e de terceiros utilizados pela concessionária de distribuição, para financiar os investimentos necessários para a prestação do serviço de energia elétrica. Para definir a estrutura ótima de capital, a ANEEL considerou, além da estrutura de capital das concessionárias de distribuição do Brasil, a estrutura verificada em países que adotam o mesmo regime regulatório, porém, com mais tempo de funcionamento de suas empresas reguladas.

4.4.2.5 Base de remuneração

Para o montante de investimento a ser remunerado (base de remuneração) a ANEEL considera o valor dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição, nos termos da Resolução ANEEL nº. 493, de 3 de setembro de 2002. O conceito chave da Resolução nº. 493/2002 é refletir apenas os investimentos prudentes na definição das tarifas dos consumidores. Trata-se dos investimentos requeridos, para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição, cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução.

4.4.2.6 Cálculo do Fator X

Por meio do Fator X, são estabelecidas as metas de eficiência para o próximo período tarifário que será expresso na tarifa. O Fator X é resultante da composição dos seguintes elementos:

I. componente X_e – reflete, por meio de um índice, os ganhos de produtividade esperados pelo natural incremento do consumo de energia elétrica na área de concessão da distribuidora, em função do maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

II. componente Xc – reflete, por meio de um índice, a avaliação dos consumidores sobre a empresa de distribuição que lhe fornece energia, sendo obtido mediante a utilização do resultado da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC);

III. componente Xa – reflete um índice de ajuste ao reajuste do componente “pessoal” da “Parcela B”, quando dos reajustes tarifários anuais, que reflita adequadamente o valor da remuneração da mão de obra do setor formal da economia brasileira.

4.4.2.7 Revisão tarifária extraordinária

Além dos processos de Reajuste Tarifário Anual (IRT) e Revisão Tarifária Periódica (RTP) o contrato de concessão estabelece também o mecanismo da Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), por meio do qual a ANEEL, poderá, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição e quando devidamente comprovada, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, caso haja alterações significativas nos custos da empresa de distribuição, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia, encargos setoriais ou encargos de uso das redes elétricas que possam ser estabelecidos durante o período.

A criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a assinatura do contrato de concessão, quando comprovado seu impacto, implicará também na revisão das tarifas, para mais ou para menos, conforme o caso, ressalvado os impostos sobre a renda, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e quaisquer outros que venham a ser criados, tendo como base de cálculo o resultado da atividade econômica.

4.2.2.8 Abertura e realinhamento tarifário

A atual legislação do setor de energia elétrica estabelece mecanismos para a abertura e realinhamento das tarifas de fornecimento aos consumidores finais. A abertura das tarifas permitirá que o consumidor conheça o valor de cada parcela que compõe a sua conta de energia, explicitando o valor pago pela energia elétrica consumida (tarifa de energia), o valor pago pelo uso do sistema de distribuição e transmissão (tarifa de uso ou tarifa “fio”), bem como, todos os elementos de custo que compõem estas tarifas.

O mecanismo de abertura das tarifas permitirá também que consumidores atualmente atendidos por uma concessionária de serviço público de distribuição (consumidores cativos) que, com base em regras estabelecidas na legislação em vigor, possam avaliar a oportunidade de se tornarem consumidores livres, comparando os valores das tarifas cobradas pela sua atual concessionária de distribuição e optar pela compra da energia elétrica de outro agente vendedor, pagando à primeira a tarifa “fio” ou seja, a tarifa correspondente ao uso do seu sistema de distribuição, e ao novo agente vendedor, o valor da energia elétrica comprada.

O processo de realinhamento tarifário objetiva eliminar gradualmente os atuais subsídios cruzados, ou seja, custos diferenciados da energia elétrica atualmente existentes nas tarifas dos consumidores enquadrados nas classes de baixa tensão em relação aos consumidores atendidos em alta tensão.

Nesse sentido, o Decreto nº. 4.562, de 31 de dezembro de 2002, alterado pelo Decreto nº. 4.667, de 4 de abril de 2003, estabeleceu normas que disciplinam o realinhamento gradual das tarifas ao consumidor final, de forma que até o ano de 2007 todos os consumidores paguem o mesmo valor pela energia adquirida tarifa de energia e valores diferenciados pelos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (tarifa de uso do sistema de transmissão e distribuição – TUSD + TUST), que reflitam a proporção com que eles utilizam os referidos sistemas.

Conforme observado, o realinhamento tarifário aplicado em 2003 já reduziu o subsídio cruzado, até, então coberto pelos consumidores de baixa tensão e que estará totalmente eliminado em 2007, quando da aplicação plena no realinhamento tarifário estabelecido no Decreto nº. 4.667, de 2003.

4.3 Impactos da carga tributária no setor elétrico

Segundo estudo da consultoria PricewaterhouseCoopers, a carga incidente e aos encargos setoriais aponta o crescimento da carga tributária total sobre o setor elétrico brasileiro nos últimos anos.

A carga "fiscal" sobre o setor, considerando os encargos setoriais, alcançou o percentual de 44,76% da receita total em 2004, tendo decrescido apenas marginalmente para 43,70% em 2005.

A carga fiscal total de 44,76% em 2004, de 43,70% em 2005, subdivide-se da seguinte forma: Tributos federais, estaduais e municipais (ICMS, PIS/Pasep, COFINS, CPMF, IRPJ e CSL, dentre outros), encargos sociais (INSS, FGTS e outros encargos sociais), que representam 33,07% (2004) e 33,32% (2005) sobre a receita bruta; e

Encargos setoriais (CCC, CDE, RGR, TFSEE, ECE e ONS, dentre outros) que representam 11,69% (2004) e 9,38% (2005) sobre a receita bruta.

Verifica-se a evolução bastante acentuada da carga tributária a partir do ano-calendário de 2002, culminando com o percentual de 44,76 % em 2004. Diante desse panorama, restaria às empresas do setor apenas 55 % da sua receita para cobrir custos, realizar investimentos e pesquisas, além de obter retorno sobre seus investimentos.

O setor elétrico depende de novos investimentos em geração, transmissão e distribuição para garantir ao país a infra-estrutura necessária para sustentar tal crescimento.

Verifica-se, contudo, que a alta carga tributária sobre este setor em particular pode ser um dos fatores que contribuem negativamente para a falta de atratividade para o investidor nacional ou estrangeiro.

Comparativamente a outros países, em particular àqueles cujos dados são disponibilizados para e pela OCDE (Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico ou Organization for Economic Cooperation and Development), pode-se concluir que a energia elétrica no Brasil é desmesuradamente tributada.

A crescente elevação da carga tributária nas tarifas que compõem os custos de eletricidade aliada à depreciação do dólar americano em relação ao Real, fez com que os custos de energia no Brasil saltassem ficando entre os mais altos das 20 maiores economias do mundo. A tarifa de eletricidade no Brasil é mais cara, do que em vários países que possuem bases térmicas e que, teoricamente, têm custos operacionais mais altos do que a hidroeletricidade, que é a base de nosso sistema.

Numa economia globalizada, um produto pode deixar de ser competitivo com pequenas variações de custo de produção e com margens cada vez mais reduzidas, falta espaço para acréscimos, mesmo que de uma casa decimal. Além desse impacto na competitividade, que afeta toda a cadeia, também são observados impactos na atratividade de investimentos, o que dificulta a expansão industrial no país.

É consenso entre os executivos de grandes empresas, a possibilidade de um novo racionamento no Brasil entre o final desta década e o início da próxima e, dessa vez, com efeitos prolongados e maior dificuldade de solução, o que impulsionará os custos da eletricidade causando ainda maior impacto na economia do país. As conseqüências dessa situação serão desastrosas para o crescimento e, até mesmo, para manter os atuais patamares de nossa economia.

Em um universo de 60 países, tanto desenvolvidos como em desenvolvimento, o Brasil encontra-se na 44ª posição em termos de infra-estrutura, o que dificulta a atração de investimentos. Empresários e executivos concordam que o Governo deve rever as políticas para o setor de energia. Apoiar a indústria tanto na autogeração quanto na eficiência energética pode ser o caminho mais rápido, mais seguro e menos custoso ao mercado e à sociedade.

4.4 Modelos de investimentos e formas de remuneração – gás canalizado.

O histórico do gás natural no Brasil é recente. No passado, a COMGÁS era vinculada a CESP. Desta forma, não existia um esforço de fato para a ampliação do número de clientes. A liderança do Estado teve sua importância no planejamento e construção do gasoduto Brasil-Bolívia. Este fato criou as condições necessárias para a privatização das distribuidoras paulistas, pois estava garantida a fonte de fornecimento.

A expansão do sistema de distribuição de gás canalizado depende da viabilidade econômica de ampliar os gasodutos de distribuição pela concessionária e da motivação dos usuários na utilização deste combustível. Sendo a distribuição de gás canalizado uma atividade empresarial, embora considerada serviço público, pressupõe-se que sempre que o fornecimento de gás for economicamente viável a concessionária terá interesse em fazê-lo. A motivação do usuário está relacionada com o nível de informação dos usuários, nível de conforto esperado e com a vantagem econômica de sua utilização.

A concessionária de distribuição fará sua análise econômica considerando as tarifas e os custos para a conexão de um novo cliente ao sistema de distribuição, que decorrem do segmento em que o usuário se classifica e conseqüentemente com o seu consumo, e também do tipo e da quantidade de obras necessárias para conexão do usuário ao sistema de distribuição.

O modelo tarifário utilizado no Estado de São Paulo é regressivo, ou seja, quanto maior o consumo menor torna-se a tarifa por metro cúbico de gás. O inverso ocorre com as obras para conexão dos usuários: evidentemente quanto maior for a área de atendimento prevista, maior será o custo das obras. Entretanto a viabilidade da efetivação da conexão de um usuário qualquer ao sistema de distribuição é feita da comparação entre os custos da conexão e o benefício que será auferido, expresso geralmente pela taxa de retorno interno do investimento.

A determinação do preço pressupõe a venda do produto pelo custo direto de operação e a manutenção do sistema de distribuição, depreciação, mais a remuneração dos investimentos, todos esses custos, exceto o custo de aquisição da molécula, perfazem a margem de distribuição, cuja manutenção do valor é garantida durante o período de regulação exigindo

do órgão regulador conhecimentos dos custos e investimentos, pois esses, serão repassados a tarifa.

Para o atual ciclo tarifário as tarifas serão reajustadas segundo conceito de Margem Máxima. Sendo essa margem fixada para todos os anos do ciclo e reajustada anualmente de acordo com o índice de inflação e de um fator de eficiência.

Ao final de cada ano a margem obtida será comparada com a margem máxima aprovada pelo órgão regulador, caso seja maior, haverá uma redução na margem máxima no próximo ano.

Também será introduzido um fator de eficiência (x) que visa repassar parte da produtividade obtida pela concessionária para os usuários.

Para o cálculo do fator de eficiência(x) serão considerados;

- Tendência histórica da eficiência da concessionária
- Padrões internacionais de eficiência na indústria
- Índices de produtividade de longo prazo
- Economias de escala
- Comparações com outras concessionárias no país.

Ou seja, a capacidade de utilização de técnicas administrativas modernas, técnicas de engenharia e as condições do mercado.

Nesse contexto, o fator de eficiência tem importância, pois estimula a empresa distribuidora a manter os investimentos.

Outros pontos levados em conta na formação do valor da tarifa é o Plano de negócios que é apresentado ao órgão regulador que contenha: valor da base de ativos da empresa, o cronograma físico e financeiro dos investimentos, incluindo investimentos em reposição de ativos e novas instalações; receitas e custos operacionais, não operacionais e financeiros; informação relativa a custos históricos e volume de gás canalizado distribuído, projeções de gás canalizado a ser distribuído; e custo médio ponderado do capital projetado.

O órgão regulador revisará a base de ativos apresentada pela CONCESSIONÁRIA para garantir, que somente sejam incluídos ativos relacionados com a prestação do serviço, e que a depreciação tenha sido calculada adequadamente.

Para permitir à CONCESSIONÁRIA a oportunidade de obter uma rentabilidade apropriada sobre sua base de ativos, o órgão regulador levará em conta: a razão dívida/capital próprio da CONCESSIONÁRIA, e o custo de oportunidade do capital.

Num mercado em forte expansão, como o brasileiro, é importante reconhecer os limites de se aplicar os padrões internacionais de eficiência e de utilização das tendências históricas para aferição dos ganhos de produtividade. Sendo assim, é preciso ter em mente que, ao definir o fator X, o órgão regulador poderá alterar as decisões de investimento e até mesmo afastar o interesse do investidor privado no mercado de gás natural.

É importante chamar a atenção para o fato de que a revisão das tarifas das concessionárias de distribuição de gás natural em São Paulo, não possui a mesma lógica das efetuadas pela Aneel no setor elétrico.

Isso acontece, porque o mercado elétrico brasileiro apresenta todas as características de um mercado maduro.

A partir da estrutura dos contratos de concessão e dos mecanismos de revisão tarifária depende-se que isoladamente tanto o elétrico quanto o gás, são verdadeiros tratados, que contemplam todos os mecanismos de proteção à remuneração do capital aplicado e em tese dos interesses do consumidor e do Estado como depositário dos ativos das concessões ao término das mesmas. No entanto, do ponto de vista deste trabalho o objetivo de otimização entre as infra-estruturas não necessariamente é atendido, visto que a independência das concessões faz com que possa haver investimentos em uma mesma região em excesso de oferta e ociosidade de infra-estrutura de uma com relação à outra, gerando como consequência custos ao consumidor em virtude da lógica de remuneração baseada nos ativos.

Nos capítulos posteriores 5 e 6 é objetivo, demonstrar que através de um planejamento integrado e de uma visão estratégica sobre a questão de desenvolvimento e energia é possível buscar a otimização dos investimentos e melhor uso final dos energéticos.

CAPÍTULO 5: INTRODUÇÃO A UMA VISÃO AMPLIADA DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

5.1 Histórico do Planejamento Energético no Brasil.

Formulação de planejamento não é prática nova no Brasil. Desde 1940, várias foram as tentativas de coordenar, controlar e planejar a economia brasileira. Entretanto, até 1956, o que se pode dizer a respeito dessas tentativas é que elas se materializavam mais como: (i) propostas, no caso do relatório Simonsen (1944-1945); (ii) diagnósticos, como é o caso da Missão Cooke (1942-1943), da Missão Abbink (1948), e da Comissão Mista Brasil-EUA (1951-1953); (iii) esforços no sentido de racionalizar o processo orçamentário, como é o caso do Plano Salte (1948); e (iv) medidas puramente setoriais.

A partir de 1956, a elaboração do Plano de Metas pode ser considerado como uma primeira experiência efetivamente posta em prática de planejamento governamental no Brasil. O Plano de Metas dividiu-se em 31 metas que privilegiavam setores da economia brasileira: energia, transporte, indústrias de base e alimentação (BNDES,2000).

Em 1964, quando o regime militar assumiu o poder com um golpe de Estado, a proposta era de estabilizar a economia brasileira, debelar a inflação e iniciar um novo ciclo de expansão do setor elétrico. Dessa forma, foi organizada uma estrutura de investimentos com recursos das próprias empresas, do governo e com financiamentos externos.

A Eletrobrás, embora constituída em 1962, apenas a partir da década de 70 assumiu posição ativa no setor elétrico nacional. A partir daí, a postura e atuação da estatal foram decisivas para a consolidação da nova estrutura produtiva e financeira do setor de energia elétrica.

A política energética da Eletrobrás foi pautada por quatro itens: prioridade atribuída à opção hidrelétrica, em oposição à termoeletrica; estratégia de construir grandes usinas geradoras de alcance regional em termos de mercado consumidor, constituir-se em holding estatal e elaborar um padrão de financiamento do setor elétrico nacional, conjugando recursos de diferentes fontes: tarifária, impostos, empréstimos compulsórios e empréstimos do sistema financeiro internacional.

Aliado a isso, no decorrer da década de 70, ocorreram mudanças significativas no setor elétrico e nas atividades de planejamento energético em todo o mundo, devido ao choque mundial do petróleo, em 1973. Algumas dessas transformações tiveram reflexo direto no Brasil.

O primeiro choque mundial do petróleo, em 1973, não afetou tão drasticamente a economia brasileira, devido ao ‘milagre econômico’ que, entre 1968 e 1973, levou o PIB a crescer a uma taxa média anual superior a 10%. O Brasil não escapou do segundo choque, em 1979, que teve reflexos importantes na economia nacional, destacando-se: a aceleração do processo inflacionário; a redução das taxas de crescimento do PIB; o desemprego e o desequilíbrio das contas públicas.

A redução do crescimento econômico fez com que a demanda energética apresentasse taxas declinantes, o que gerou capacidade ociosa no setor elétrico nacional. Isso implicou no aumento dos prazos de amadurecimento do capital investido e na diminuição da capacidade de autofinanciamento do setor.

O impacto da percepção mundial da dependência do petróleo levou o mundo todo, pela primeira vez, a abordar o planejamento energético por uma ótica multi-setorial, ou seja, integrando o setor elétrico e de petróleo. Além disso, buscou-se uma maior interação entre oferta e demanda nos planos para o setor.

Durante a vigência do modelo setorial estatal, no Brasil, coube em geral à Eletrobrás e à Petrobrás realizar as tarefas para, respectivamente, os setores elétrico e de petróleo e gás, restando ao Ministério de Minas e Energia o papel de homologá-las.

As soluções para os problemas enfrentados pelo setor elétrico no final dos anos 70 e em toda a década de 80 foram se delineando no sentido de mudar qualitativamente a atuação do Estado no setor. A nova estrutura construída na metade dos anos 80 esteve voltada para a diminuição da participação e intervenção direta do Estado, substituindo-a por uma função de agente regulador e financiador, culminando no processo de privatização.

No entanto, a crise econômica dos anos oitenta e início dos anos noventa provocam a diminuição da participação do Estado no setor elétrico nos anos 90, a "onda neoliberal" que tomou conta do cenário econômico mundial, em decorrência da queda do socialismo e do fenômeno da globalização, aliada à ineficiência das empresas do setor fez com que no Brasil, o setor elétrico seguisse em direção à privatização.

Em vista dessas mudanças e da instituição de um aparato legal em prol da privatização, a década de 90 foi marcada pela competição. Sérgio Valdir Bajay, professor da Unicamp, explica que “a implantação de um novo modelo setorial, privilegiando a busca de competição, onde ela for possível, e a atração de investimentos privados valorizou em excesso a atividade de auto-regulação do mercado e relegaram a um segundo plano a formulação de políticas energéticas e a realização de exercícios de planejamento. Isto ocorreu não só no Brasil, mas também em alguns outros países que estavam passando por esta mesma transição na organização de suas indústrias de suprimento de energia”.

Neste período, o Brasil passou por profundas transformações no setor elétrico. Durante o governo de Fernando Henrique Cardoso foi implantada a livre concorrência para promover a eficiência no setor, uma regulação e fiscalização, em busca de transparência para atrair o capital privado. A perspectiva era de privatizar praticamente todo o setor de distribuição de energia elétrica, como condição necessária à alocação de recursos, a criação de um programa de termelétricas (Programa Prioritário de Termelétricas - PPT) e a implantação do Mercado Atacadista de Energia (MAE). Foi então criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) como agente regulador do setor.

O novo modelo para o setor elétrico não chegou, porém, a ser totalmente implementado nos oito anos do governo Fernando Henrique Cardoso, pois o processo de privatização não foi concluído, da mesma forma que o PPT não se realizou. Além disso, permaneceram as incertezas regulatórias, o que desestimulou o investimento privado. O governo ainda enfrentou uma crise de desabastecimento de energia em 2001, que evidenciou a fragilidade do setor.

Essas transformações motivaram o surgimento de teorias e técnicas de planejamento que buscaram equacionar riscos e incertezas. Antes, com o setor dominado por empresas estatais, partia-se do pressuposto de que o risco não era grande problema porque os eventuais prejuízos

eram socializados. Diante do novo cenário, os empresários, para simular a reação de seus competidores, investiram pesado em técnicas para equacionar riscos e incertezas.

Nesse período, o governo afastou-se do exercício de planejamento energético, por acreditar que o mercado poderia resolver tudo.

Hoje, o Estado busca retomar o papel central das decisões no setor elétrico. Ainda de acordo com Bajay, não se trata de uma volta ao passado, mas a busca da melhor forma de intervenção do Estado no setor, por meio de políticas energéticas adequadas, regulação e planejamento. Na opinião do pesquisador, o Brasil mostra uma tendência de voltar a intervir na política energética, do que em geral ocorre em outros países.

Segundo uma concepção moderna, o governo pode gerir os setores elétricos e de petróleo e gás utilizando três instrumentos bem distintos e complementares (BAJAY et CARVALHO, 1998):

- (I) formulação de políticas públicas;
- (II) planejamento, indicativo em alguns casos e determinativo em outros;
- (III) e regulação.

A formulação de políticas públicas na área de energia é uma típica atividade de governo, enquanto que o exercício da regulação constitui-se em uma atividade de Estado, calcada na regulamentação da legislação vigente e exercida sob uma perspectiva de longo prazo. A atividade de planejamento possui ambas as características; de um lado ela propicia um suporte quantitativo na formulação das políticas energéticas do governo e do outro ela deve sinalizar à sociedade metas de longo prazo, que extrapolam, em geral, o mandato do governo e freqüentemente fornecem elementos essenciais para uma boa execução da atividade de regulação. Logo, uma estrutura organizacional eficaz para a execução dos exercícios de planejamento deve contemplar essas suas duas características.

Como reforço institucional do papel de planejador do Estado está previsto na Constituição Brasileira, em seus diversos capítulos e artigos claras definições relativas à orientação política para a definição do planejamento e exercício dos mecanismos de controle e implementação dos planos e programas de governo.

No Título III – Da Organização do Estado, Capítulo I – Da Organização Político – Administrativa, em seu Artigo 21, define como competência da União, em seu inciso IX a elaboração e execução de planos nacionais e regionais de ordenação do território e de desenvolvimento econômico social. Portanto, a finalidade precípua da Administração é a promoção do bem estar social que a Constituição traduz na elaboração e execução de desses planos (MEIRELLES, 2004).

No Título VII – Da Ordem Econômica e Financeira, no Capítulo I – Dos Princípios Gerais da Atividade Econômica, em seu Artigo 170, inciso VII, estabelecem os princípios de redução das desigualdades regionais e sociais como ditame da justiça social e existência digna.

No Artigo 174, estabelece o Estado como agente normativo e regulador da atividade econômica, exercendo na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado. Em seu parágrafo 1º o Artigo 174 prevê que a Lei estabelecerá as diretrizes e bases do planejamento do desenvolvimento nacional equilibrado, o qual incorporará e compatibilizará os planos nacionais e regionais de desenvolvimento.

No Título IV – Da Organização do Poderes, Capítulo I – Do Congresso Nacional, Seção II – Das Atribuições do Congresso Nacional, no Artigo 48 é definido que cabe ao Congresso Nacional dispor sobre todas as matérias de competência da União, especialmente sobre planos e programas nacionais, regionais e setoriais de desenvolvimento. Neste mesmo Capítulo, na Seção VII – Das Comissões em seu Artigo 58, inciso VI, prevê que caberá às Comissões permanentes e temporárias, se for o caso, apreciar programas de obras, planos nacionais, regionais e setoriais de desenvolvimento e sobre eles emitir parecer.

Assim, do ponto de vista institucional, a Constituição Federal determina e confere ao instrumento de planejamento, a força política necessária para que a administração pública e o Estado brasileiro possam promover o desenvolvimento econômico social de maneira plena e eficaz. Como mecanismo de controle, está previsto na Constituição Federal que, o Congresso Nacional pode exercer o controle do planejamento executado, e ainda prevê que as leis infraconstitucionais estabelecerão as diretrizes e bases do desenvolvimento nacional equilibrado, as quais deverão incorporar e compatibilizar os planos nacionais e regionais.

Após alguns anos o Estado Brasileiro volta a desempenhar o papel de planejador do setor energético, através da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que apresentou no segundo semestre de 2007 o Plano Nacional de Energia 2030. No entanto sob o ponto de vista da integração das políticas públicas do país, percebe-se que há uma oportunidade, conforme previsto na constituição, de que o governo apresente e o congresso aprove planejamento e programas para todos os setores integrando as demandas de crescimento do país a oferta de energia, bem como definir os mecanismos de indução e incentivo que devam nortear as escolhas estratégicas a serem adotadas pela sociedade como um todo.

5.2 Planejamento integrado de recursos

O desenvolvimento do planejamento integrado de recursos (PIR) vem da primeira crise do petróleo onde se buscou maneiras de se otimizar os recursos disponíveis, sendo parte integrante o planejamento energético, que levanta as alternativas energéticas disponíveis e, com o fim de promover o desenvolvimento sustentado, seleciona as opções mais adequadas sob critérios relevantes, ou seja, como a questão da produção energética se insere no contexto do desenvolvimento e progresso do país.

Há algum tempo atrás o planejamento tinha um caráter unilateral, onde a preocupação maior era com o lado da oferta. Atualmente observa-se uma evolução para uma preocupação com uma série de fatores, como restrições financeiras, meio ambiente e outros.

A nova perspectiva para o planejamento energético é de um planejamento que integra vários aspectos e considera um panorama mais global. A oferta passa a ser mais um componente de uma realidade mais ampla, onde vários outros aspectos são levados em consideração. O PIR deve harmonizar os interesses locais com o planejamento indicativo, que expressa o contexto em que aquele está inserido.

De qualquer maneira, fica claro que o planejamento é essencial nas diferentes categorias da atividade socioeconômica, e particularmente no setor energético. Nesse contexto, é categórica a necessidade da eficiência, quer seja econômica, quer energética, ou global.

O planejamento integrado de recursos mostra-se como uma ferramenta de enorme relevância, pois alcança com êxito a finalidade à que se propõe, ou seja, otimizar recursos energéticos considerando toda a complexidade do contexto em que estes são solicitados.

O ciclo de planejamento é um processo necessariamente dinâmico, que se auto-alimenta. Assim, pode-se afirmar que, a partir das definições das políticas e das diretrizes, se desenvolvem os estudos e as pesquisas que irão efetivamente nortear o desenvolvimento do setor energético. Esse conjunto de estudos e pesquisas quando sistematizados e continuados constituem o ciclo de planejamento energético integrado.

No caso do planejamento integrado de uma região o ideal, é que as políticas públicas de desenvolvimento sócio econômico, ambiental, urbanístico, comércio, indústria sejam adequadamente estudadas, balanceadas e avaliadas com relação à capacidade das infra-estruturas.

O planejamento integrado deve considerar a infra-estrutura existente, suas características em termos de obsolescência, ociosidade, custos de operação e manutenção e custos incrementais para expansão da capacidade de atendimento a novas demandas. No caso de infra-estruturas concorrentes entre si, e que os órgãos reguladores e definidores de políticas estejam em ambientes e níveis de poder diferentes, devem ser buscados através do entendimento político, os mecanismos direcionadores e reguladores, que visem atender aos interesses públicos locais, regionais e nacionais, evitando que interesses oportunistas deteriorem a capacidade de otimização dos sistemas.

No caso prático de Santos, para que não haja perda da capacidade de otimização dos sistemas existentes e a serem implementados, recomenda-se que, através da municipalidade, em conjunto com as agências reguladoras, EPE, secretaria estadual de fazenda e energia e distribuidoras de energia e gás façam um levantamento das demandas e consumos potenciais de energia térmica para a região e definam através de mecanismos que não infrinjam as leis de mercado e do direito do consumidor as melhores opções de oferta de um ou outro energético e definam ainda mecanismos de indução e compensação que devam ser adotados na região.

Na prática se observa que se existe em uma determinada região uma infra-estrutura de energia elétrica ociosa ou sobrecarregada e a indução para consumo de gás natural para fins térmicos pode ser ameaça ou oportunidade para a distribuidora de energia elétrica, assim como para o consumidor também tem seus efeitos positivos e negativos.

As ameaças para a distribuidora de energia elétrica, se traduzem na perda de rentabilidade da rede em virtude da migração de consumo para a distribuidora de gás, e os custos de manutenção e assistência técnica e atendimento a emergências serem demandadas na mesma intensidade. Já a oportunidade para a distribuidora de energia elétrica se dá quando o sistema está sobrecarregado e ela se vê obrigada a ter que investir em reforço ou expansão de infra-estrutura e não este investimento não estar acompanhado de consumo que rentabilize esses investimentos

Já para os consumidores o aspecto positivo está relacionado à oferta de qualquer energético, em quantidade e qualidade e que atenda suas necessidades. O aspecto negativo para o consumidor está relacionado aos custos redundantes relativos à infra-estrutura necessária para entrada do gás natural, caso a decisão estratégica seja a substituição pelo mesmo para fins térmicos.

Nas duas situações para as distribuidoras e para os consumidores, o papel estruturante do governo, através das suas estâncias de poder, passam a ser fundamentais, pois mecanismos de incentivo e compensação sejam eles fiscais, tributários e financeiros deverão estar presentes nas soluções.

Para as distribuidoras esses mecanismos podem ser ativados através dos próprios processos tarifários, financiamento da infra-estrutura através do BNDES, com taxas de juros e prazos especiais, redução do ICMS e IPI, Imposto de Importação para os equipamentos e materiais aplicados nas obras de infra-estrutura e ainda da redução do ISS durante as obras de construção e durante a operação dos serviços de assistência técnica, leitura e faturamento.

Para os consumidores que forem instados a substituição da energia elétrica para o gás para fins térmicos, a aquisição de materiais e equipamentos deveria ser privilegiada através da redução ou isenção de impostos sejam eles, II, IPI, ICMS e ainda para os serviços de instalação a redução da alíquota de ISS.

CAPÍTULO 6: CONCLUSÃO

A divulgação do Plano Nacional de Energia (PNE 2030) que é o primeiro estudo de planejamento integrado dos recursos energéticos conduzido pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE em estreita vinculação com o Ministério de Minas e Energia fornece os subsídios para a formulação de uma estratégia de expansão da oferta de energia econômica e sustentável com vistas ao atendimento da evolução da demanda, segundo uma perspectiva de longo prazo de caráter energético, cobrindo não somente a questão da energia elétrica, como também dos demais energéticos, notadamente petróleo, gás natural e biomassa.

O PNE 2030 surge como uma referência nova e esperada, cumprindo um papel há muito reclamado por toda a sociedade, contribuindo de forma decisiva para a recuperação do processo de planejamento energético nacional.

De acordo Tolmasquim (2005), o planejamento energético de longo prazo é vital, no entanto o tratamento dos problemas emergenciais é crucial. As questões que hoje afligem os agentes setoriais receberão soluções concebidas, de forma a garantir que sejam compatíveis e consistentes, de modo a assegurar que sejam o menos possível custosa para os agentes e consumidores. Os agentes precisam para definirem adequadamente suas estratégias empresariais, de sinalização segura e confiável do futuro.

Exemplos da falta de sinalização segura e assimetria de informação são os casos do termo de ajuste entre a ANEEL e a Petrobras onde a agência determina multas no caso da Petrobras não conseguir entregar o volume de gás determinado pela ANEEL para despacho das térmicas, em detrimento aos volumes já contratados com as distribuidoras de gás.

Um exemplo da falta de integração das políticas públicas é o hiato entre a recuperação ambiental do Rio Pinheiros, que prevê após a recuperação, a retomada do bombeamento de suas águas para a Represa Billings e dessa para o Rio Cubatão onde está localizada a Usina de Henri Borden e o seu atual nível operacional de produção de energia de 190 MW médios, que poderia voltar a 600 MW médios, como no início da década de 90, caso o Rio Pinheiros estivesse limpo.

Logo, a visão sistêmica e integradora entre todos os entes da cadeia do setor de energia deve ser almejada, o que reforça a tese da necessidade de intervenção do poder público na indução da composição da matriz energética e das demandas decorrentes de cada decisão a ser adotada.

Nestes processos indutores e estimuladores de mercado devem ser evitadas a concorrência predatória entre concessionárias de mercados regulados, fato que pode aparentemente beneficiar o consumidor com uma oferta momentaneamente atrativa. No entanto no longo prazo os efeitos podem ser negativos devido às distorções que são criadas, em especial com relação às demandas de investimento formuladas pelas agências reguladoras de diferentes esferas e independentes entre si, por força dos contratos de concessão com suas respectivas concessionárias.

Pretende-se com este trabalho propor uma reflexão sobre o problema do planejamento integrado do setor energético, que este não considere apenas a relação entre o poder concedente e as concessionárias verticalmente como ocorre atualmente, mas sim busque também uma visão horizontal do ponto de vista das diferentes esferas de competência de governo, agências reguladoras, fornecedores, concessionária e consumidores, enfim todos os entes que são afetados positiva e negativamente por esta falta de integração.

REFERÊNCIAS

ABDALAD, R. **Perspectivas da geração termelétrica no Brasil e emissões de CO₂**.

1999. Dissertação (Mestrado) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1999.

ACHÃO, C.C.L. **Análise da estrutura de consumo de energia pelo setor residencial brasileiro**. 2003. Dissertação (Mestrado) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Perspectivas da termelétricidade no Brasil**. Relatório Técnico. Brasília, 2000.

_____. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 07/2006

_____. Atlas de energia elétrica do BRASIL. 2004.CD-ROM.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br>> Acesso em 07/2006.

ANDREAZZI, M. A. R. **Impactos de hidrelétricas para a saúde na Amazônia**. Rio de Janeiro: Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Instituto de Medicina Social (Série Estudos em Saúde Coletiva, 78).

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA
Relacionamento "cliente x concessionária": direitos e deveres. In: SEMINÁRIO NACIONAL
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 14, 2000 Foz do Iguaçu. **Anais. SENDI
2000**. Foz do Iguaçu: ABRADDEE, 2000.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE REFRIGERAÇÃO, AR-CONDICIONADO,
VENTILAÇÃO E AQUECIMENTO . Disponível em <[http: www.abrava.com.br](http://www.abrava.com.br)>.

BAJAY, S. V.; WALTER, A. C. S.; FERREIRA, A.L. **Integração entre as regulações
técnico-econômica e ambiental do setor elétrico brasileiro**, Relatório Técnico: Otimização
das práticas de planejamento e dos procedimentos regulatórios envolvidos no
dimensionamento, construção e operação de usinas termelétricas. Campinas, 2000. Fase 5

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **O BNDES e
o plano de metas**. Rio de Janeiro: BNDES, 2000.

BARBOSA, A. R. et al. **Temas de direito do petróleo e do gás natural II**, Rio de Janeiro:
Lúmen Júris, 2005.

BARBOSA, A. R.; BITELLI, M. A. S. **Coletânea de petróleo e gás**. São Paulo: Revista dos
Tribunais, 2004.

BP Amoco. (1999a). **Statistical review of world energy 1999** - Disponível em
www.bpamoco.com/worldenergy/oil

_____. (1999c). **Statistical review of world energy 1999**. Disponível em <<http://www.bpamoco.com/worldenergy/naturalgas>>.

CALDAS, G. P. **Concessões de serviços públicos de energia elétrica**. Curitiba: Juruá, 2007.

CARVALINHO FILHO, J.C.L. **O Valor da flexibilidade em cláusulas take-or-pay de contratos para fornecimento de gás natural industrial**. 2003. Dissertação (Mestrado em Administração) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003..

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS .(2000a). Sistema de Informação do Potencial Hidrelétrico Brasileiro. Disponível em <<http://www.elektrobras.gov.br>>

_____. (2000b). **Rede de transmissão e caracterização do sistema elétrico brasileiro**. Disponível em <<http://www.elektrobras.gov.br>>.

_____. **Plano de expansão decenal 1998-2007**. Rio de Janeiro: GCPS/Elektrobrás, 1998.

CENTRO DE REFERÊNCIA EM PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS. Escola Federal de Itajubá: Disponível em: < <http://www.cerpch.efei.br>>.

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA. Disponível em: < <http://www.cspe.sp.gov.br>>. Acesso em 12 dez. 2007.

COMPANHIA DOCAS DE SANTOS. Disponível em: <http://www.portodesantos.com>.

Acesso em: 12 dez.2007.

COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO. Disponível em: <http://www.comgas.com.br>.

Acesso em 07 dez.2007.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO. Disponível em:

<http://www.cesp.com.br>. Acesso em 10 dez. 2007.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. Disponível em: [http:// www.cpfl.com.br](http://www.cpfl.com.br).

Acesso em: 11 dez. 2007.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA.. **O Setor Elétrico Brasileiro:**

Situação Atual e Perspectivas. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2000 Minuta.

CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL. São Paulo: Saraiva,

2001.

DEPARTAMENTO DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA. **Programa de substituição de**

energéticos importados por eletricidade. Brasília: Ministério das Minas e Energia, 1983.

ELETROPAULO . Disponível em: [http:// www.eletropaulo.com.br](http://www.eletropaulo.com.br). Acesso em 06 ago.

2007.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Mercado de energia elétrica: 2006-2015**. Rio de Janeiro: EPE, 2005.

FERRARI, E. L. **Utilização de curvas de carga de consumidores residenciais: medidas para determinação de diversidade da carga e carregamento de transformadores de distribuição**. 1996. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1996.

GOLDEMBERG, J. **Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento**. São Paulo, EDUSP, 2001.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br>> Acesso em 08 dez. 2007.

KON, A. **Planejamento no Brasil II**. São Paulo: Perspectiva, 1999.

LA ROVERE, E. L.; MENDES, F. E. **Complexo hidrelétrico de Tucuruí, Brasil: estudo de caso preparado para a Comissão Mundial de Barragens**. Cidade do Cabo, 2000. Disponível em: <<http://www.dams.org>>

LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. do. **Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação**. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

MARQUES, F. M. ; PARENTE, V. Valor econômico agregado no mercado brasileiro de distribuição de gás. In Rio Oil & Gas 2006 Expo and Conference, 2006. Rio de Janeiro. **Proceedings** . Rio de Janeiro: IBP, 2006.

MARTINS, F. **Histórias de Santos**. São Vicente: Caubex,1986.

MATAJS, R.R. **Demanda, consumo e custo das alternativas ao chuveiro elétrico: o exemplo do Estado de São Paulo**. 1997. 156p. Dissertação (Mestrado em Energia). Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo Paulo, São Paulo, 1997.

MEIRELLES, H. L. **Direito administrativo brasileiro**. São Paulo: Malheiros, 2004.

MELO, J. P. **Cenários do Gás Canalizado no Estado de São Paulo**. São Paulo: Artliber , 2002.

MELO, J.P. **Comparando Alternativas para uso do gás canalizado: centrais termelétricas ou aquecimento de água em residências**. 2003. Dissertação(Mestrado). Itajubá,EFEI, 2003.

MINDLIN, B. **Planejamento no Brasil**. São Paulo: Perspectiva, 2003.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanco Energético Nacional 2007: Ano Base 2006**. Brasília: MME, 2007.

_____.**Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília: MME, 2007.

MONTGOMERY, C. A.; PORTER, M. E. **Estratégia: a busca da vantagem competitiva.**

Rio de Janeiro: Campus, 1998.

MOUTINHO DOS SANTOS, E. ; FAGÁ, M. T. W. ; POULALLION, P. ; CORREA NETO,

V. . The role of power generation in the development of the Brazilian natural gas sector:

Choosing between. In: WORLD PETROLEUM CONGRESS, 17, 2002. Rio de Janeiro.

Proceedings. Rio de Janeiro : WPC, 2002.

NORTH, D.C. **Custos de Transação, instituições e desenho econômico.** Tradução de

Elizabete Hart . Rio de Janeiro: Instituto Liberal,1992.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Disponível em: <

<http://www.ons.gov.br>>. Acesso em: 07 dez. 2006.

ORDONEZ, R. Empresas querem incentivar o uso do GLP para aquecer água em chuveiros .

Jornal O GLOBO, Rio de Janeiro, 22 maio 2007. Caderno Geral, p.5

PETROBRÁS. Disponível em: < <http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em: 01 jan.2008

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA . **Programa**

de combate ao desperdício de energia elétrica. Disponível em: <<http://www.procel.gov.br>>.

Acesso em: 07 dez.2006.

_____. **Pesquisa nacional sobre posse de eletrodomésticos e hábitos de consumo.** Rio de Janeiro: PROCEL, 1989. 3 v.

REIS, L. B. dos; SILVEIRA, S. **Energia elétrica para o desenvolvimento sustentável.** São Paulo: EDUSP, 2001.

RUEDA, W. Há 37 anos, o gasômetro explodia na cidade. **Jornal A Tribuna.** Santos, 08 de fevereiro de 2004.

SANTOS, E. M. dos et al. **gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil.** São Paulo: Annablume, 2002.

SAUER, I.L et.al. **a reconstrução do setor elétrico brasileiro.** São Paulo: Paz e Terra, 2003.

SECRETARIA DE ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Balanco Energético do Estado de São Paulo 2005:** ano base 2004. São Paulo: Governo do Estado de São Paulo, 2005.

STRAPASSON, A. B. **A energia térmica e o paradoxo da eficiência energética:** desafios para um novo modelo de planejamento energético. 2004, 134p. Dissertação (Mestrado em Energia). Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo Paulo, São Paulo, 2004.

TOLMASQUIM, M. T. **Geração de energia elétrica no Brasil.** Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

WILLIAMSON, O.E. Transaction cost economic and organization Theory. **Journal of industrial corporate change**, n.2: 107-156, 1993.

ZAMITH, R.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. **Um novo despertar para os campos terrestres de petróleo e gás natural no Brasil**. São Paulo: Annablume , 2007. 176 p (ISBN 978-85-7419-777-7).